

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЯДЕРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
«МИФИ»

ФИЗИЧЕСКИЕ И КОНСТРУКЦИОННЫЕ ОСОБЕННОСТИ ЯДЕРНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК С ВВЭР

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

Москва 2011

УДК 621.039.578(075)
ББК 31.47я7
Ф 50

Физические и конструкционные особенности ядерных энергетических установок с ВВЭР: учебное пособие / С.Б. Выговский, Н.О. Рябов, А.А. Семенов, Е.В. Чернов, Л.Н. Богачек. – М.: НИЯУ МИФИ, 2011. – 376 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.

В пособии содержатся сведения о физических и конструкционных особенностях реакторных установок с ВВЭР, рассмотрены вопросы обеспечения безопасности и целостности основных барьеров защиты ЯЭУ с ВВЭР: конструкции реактора, активной зоны, ТВС, ТВЭЛ. Большое внимание уделено физическим и конструкционным особенностям ВВЭР, реализующим принципы самозащищенности и саморегулируемости ЯЭУ. Дано описание поэтапного развития и совершенствования оборудования ЯЭУ с реактором ВВЭР-1000 в направлениях повышения безопасности и экономичности ЯЭУ. Приведены основные технические решения для основного оборудования ЯЭУ 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.

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.

Рецензенты: доц. В.И. Савандер (НИЯУ МИФИ),
доц. В.С. Харитонов (НИЯУ МИФИ)

ISBN 978–5–7262–1458–0

© Национальный исследовательский
ядерный университет «МИФИ», 2011

Редактор *Н.В. Шумакова*

Печать пособия выполнена в соответствии с оригиналом-макетом,
предоставленным авторами

Подписано в печать 15.12.2010. Формат 60х84 1/16
Уч.-изд.л. 24,0. Печ.л. 23,5. Тираж 150 экз. Изд. 1/4/117. Заказ № 31
Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ».
115409, Москва, Каширское ш., 31
ООО «Полиграфический комплекс «Курчатовский».
144000, Московская область, г. Электросталь, ул. Красная, д. 42

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие.....	5
Глава 1. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЯЭУ С РЕАКТОРОМ ВВЭР-1000.....	13
Введение.....	13
Основы ядерной и нейтронной физики	16
1.1. Основы ядерной физики.....	16
1.2. Основы нейтронной физики	17
1.3. Основные физические процессы в реакторах ВВЭР	31
1.4. Оптимизация топливного цикла и выбор оптимального состава тепловыделяющей сборки.....	53
1.5. Кинетика реактора.....	67
1.6. Эффекты и коэффициенты реактивности в реакторе ВВЭР-1000.....	79
1.7. Регулирование реактора.....	93
1.8. Основные физические явления, нарушающие ядерную и теплотехническую безопасность в реакторах ВВЭР	110
Заключение.....	120
Контрольные вопросы.....	122
Темы практических занятий на МФА РУ	123
Глава 2. КОНСТРУКЦИОННЫЕ ОСОБЕННОСТИ ЯЭУ С РЕАКТОРОМ ВВЭР-1000.....	125
Введение.....	125
Состав основного оборудования и систем нормальной эксплуатации ЯЭУ с ВВЭР-1000.....	126
2.1. Реактор	127
2.2. Активная зона	129
2.3. Корпус	140
2.4. Внутри-корпусные устройства - ВКУ	142
2.5. Блок защитных труб (БЗТ).....	144
2.6. Верхний блок	145
2.7. Каналы нейтронного измерения.....	145
2.8. Механическая система управления и защиты	151
2.9. Главный циркуляционный контур и система компенсации давления.....	157
2.10. Система управления и защиты и системы контроля	169
2.11. Система подпитки и продувки первого контура, включая борное регулирование	185

2.12. Система перегрузки, хранения и транспортировки топлива.....	193
2.13. Парогенератор.....	196
Состав систем безопасности ЯЭУ с ВВЭР-1000.....	200
2.14. Системы безопасности ЯЭУ для действующих АЭС с ВВЭР-1000.....	201
2.15. Системы безопасности ЯЭУ для АЭС с ВВЭР-1000 нового поколения.....	215
2.16. Отличительные особенности ЯЭУ с ВВЭР-1200 по проекту АЭС-2006.....	229
2.17. Перспективы мировой атомной энергетики на базе водо-водяных реакторов	239
Заключение.....	249
Контрольные вопросы.....	252
Глава 3. РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЯЭУ С РЕАКТОРОМ ВВЭР-1000.....	
Введение.....	253
Пределы безопасной эксплуатации ЯЭУ.....	257
3.1. Основные параметры безопасности ВВЭР.....	259
3.2. Контролируемые пределы безопасной эксплуатации ЯЭУ	260
Описание эксплуатационных и аварийных режимов, принятых для расчетного обоснования безопасности.....	282
3.3. Перечень эксплуатационных режимов с нарушением нормальной эксплуатации и проектных аварий.....	291
3.4. Описание режимов с нарушением работы систем, влияющих на реактивность.....	291
3.5. Описание режимов с нарушением расхода теплоносителя.....	297
3.6. Анализ радиационных последствий.....	309
3.7. Режимы с разуплотнением второго контура	319
3.8. Описание режимов с разуплотнением первого контура.....	321
3.9. Принцип консервативности, принятый в расчетном обосновании безопасности	334
Заключение.....	346
Контрольные вопросы.....	368
Темы практических занятий на МФА РУ	370
Список рекомендованной литературы	371
	373

ПРЕДИСЛОВИЕ

Физические и конструкционные особенности ядерных энергетических установок (ЯЭУ) с водо-водяным энергетическим реактором (ВВЭР) являются важной и актуальной темой для изучения в вузах, в которых ведется подготовка специалистов для атомной отрасли и, в первую очередь, для атомной энергетики. Дело в том, что ближайшее будущее (10–20 лет) атомной энергетики связано со строительством АЭС с ВВЭР, и в большой степени усилия проектных и эксплуатирующих организаций атомной отрасли будут направлены на совершенствование конструкции ЯЭУ с реакторами подобного типа и повышение безопасности оборудования данных установок. При этом перед учебными заведениями нашей страны встает серьезная и ответственная задача по подготовке кадров для реализации этих усилий. Можно надеяться на то, что настоящее учебное пособие внесет свой скромный вклад в решение этой задачи. Пособие предназначено для студентов старших курсов и аспирантов НИЯУ МИФИ и других вузов, имеющих учебные направления, связанные с подготовкой специалистов для атомной отрасли, а также будет полезно и для преподавателей, ведущих подготовку по данной специальности в этих вузах.

Тема, касающаяся физики и конструкции реактора ВВЭР, а тем более ЯЭУ в целом, довольно обширна и сложна. Поэтому нужно определиться с тем, на что сконцентрировать основное внимание обучаемых специалистов в данном пособии. Во-первых, предметом настоящего пособия является ЯЭУ с ВВЭР-1000 и ВВЭР-1200 и его модификации в рамках последующих проектов. Во-вторых, в настоящем пособии все вопросы физики и конструкции ЯЭУ с ВВЭР рассматриваются под углом зрения безопасности оборудования и его безопасной эксплуатации на АЭС. Часть внимания уделено вопросам экономичности современных ВВЭР. В первую очередь, рассмотрены те физические особенности ядерного реактора, которые обеспечивают самозащищенность оборудования и саморегулирование процессов в нем, т.е. наиболее главные, необходимые качества ядерного объекта. Следующим важным моментом в обеспечении безопасности ЯЭУ является сама конструкция установки. В пособии рассмотрены технические решения по конструкции,

направленные на предотвращение возможных аварийных ситуаций или на максимальное уменьшение масштаба их последствий. Довольно подробно рассказано об основных элементах ЯЭУ, об истории развития конструкции, о том, как конструкторская и исследовательская мысль в области реакторного строения нашла такие технические решения для ВВЭР, которые привели к его практической неуязвимости и повысили его конкурентоспособность на внешнем рынке.

Во многом содержание данного пособия опирается на сведения, взятые из проектных и эксплуатационных документов по реактору ВВЭР. В частности, многое взято из документов, посвященных техническому обоснованию безопасности АЭС с ВВЭР-1000 (ТОБ). 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. Однако данные сведения не содержат аргументации и объяснения по каждому пункту правил и требований, касающихся пределов нормальной эксплуатации, и не имеется детального описания физической сути аварийных процессов и их последствий для оборудования ЯЭУ с ВВЭР-1000. Еще 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 дать обучаемым специалистам понимание того, как основные физические и конструкционные особенности ВВЭР обеспечивают защиту установки в различных аварийных ситуациях, и что обуславливает большую часть пределов нормальной эксплуатации, независимо от особенностей конкретного проекта. С другой стороны, в данном пособии рассказывается о том, какие физические особенности ВВЭР могут приводить к опасным ситуациям и какие решения необходимо принять для того, чтобы их избежать. Также в настоящем пособии указывается на уязвимые

места в конструкции действующих энергоблоков и даются сведения о том, какие технические решения реализуются на вновь строящихся АЭС с ВВЭР. Особое внимание обращено на решения по ЯЭУ с ВВЭР-1200 в рамках проекта АЭС-2006. В пособии дана информация о различных проектах, что дает представление об истории развития ВВЭР и выявляет зримо тенденцию по повышению безопасности и экономичности эксплуатации его оборудования.

Базируясь на отечественных проектных и эксплуатационных документах, 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. [2], [3], [4], [5], [6]. В сборнике ОКБ «Гидропресс» изложены наиболее полно вопросы проектирования, эксплуатации и безопасности РУ с ВВЭР-1000, но и в них содержание носит преимущественно обзорный характер и не дает 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 ([4], [6]).

Конечно, в данном сборнике приведена подробная библиография по литературе и публикациям, посвященным 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 цельную картину о наиболее важных особенностях ЯЭУ с ВВЭР составить затруднительно. Наиболее близкой по духу и стилю изложения настоящему пособию можно считать книгу под названием «ВВЭР-1000: Физические основы эксплуатации, ядерное топливо, безопасность» [7], выпущенную коллективом ведущих специалистов атомной отрасли в 2006 году.

К базовым источникам и документам по теме пособия следует отнести и хорошо известные книги: «Аварийные переходные процессы на АЭС с ВВЭР» [8], «Эксплуатационные режимы водоводяных реакторов ВВЭР» [9]. Они до сих пор являются настольными книгами для многих специалистов ВВЭР. Правда, в книге [9]

основное внимание уделяется режимам нормальной эксплуатации и основным физическим и конструкционным особенностям реакторов ВВЭР. О пределах нормальной эксплуатации здесь говорится довольно скупо. В книге [8] 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 [9], здесь очень немного говорится о пределах безопасной эксплуатации и факторах, их обуславливающих.

В предлагаемых материалах главная задача – дать обучаемым специалистам сведения о физических и конструкционных особенностях ЯЭУ с ВВЭР, аргументацию 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, почему эти аварии являются опасными и как уменьшить последствия этих аварий. В настоящем пособии основное внимание уделяется раскрытию физического смысла 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.

Нужно обратить внимание еще на одну особенность настоящего пособия. В нем 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. 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 их превышение грозит оборудованию РУ; 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 – самозащищенности и саморегулирования РУ.

При подготовке материалов для данного пособия неоценимую помощь оказали наши коллеги по научно-исследовательской лаборатории (НИЛ) «Тренажерные Системы Обучения» (ТСО) НИЯУ МИФИ В.А. Чернаков, С.А. Мищерин, В.Г. Зимин, В.П. Страшных, И.А. Галкин, С.И. Сидорова, а также сотрудники Калининской АЭС В.Ф. Бай и В.М. Чапаев. Большую помощь при написании пособия оказали консультации и советы со стороны заместителя заведующего кафедры №2 НИЯУ МИФИ

С.А. Королёва. Авторы выражают большую благодарность всем коллегам, оказавшим помощь и поддержку в работе над пособием. Отдельную благодарность хотелось бы выразить рецензентам нашей работы В.И. Савандеру и В.С. Харитонову за конструктивную критику и замечания, которые сделали пособие более точным в деталях и более стройным в изложении основной тематической линии.

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)
BWR	– легководный реактор, в котором теплоноситель доводится до кипения (boiling water reactor)
РБМК	– реактор большой мощности канальный с графитовым замедлителем
СУЗ	– система управления и защиты
TVC	– тепловыделяющая сборка
КВ	– коэффициент воспроизводства
КК	– коэффициент конверсии
АСТ	– атомная станция теплоснабжения
ОР	– орган регулирования
МКУ	– минимально контролируемый уровень мощности
ТЭР	– температурный эффект реактивности
ТКР	– температурный коэффициент реактивности
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	– внутри-копусные устройства
ВБ	– верхний блок тяговосоединительных механизмов
ШЭМ	– шаговый электромагнитный привод органа СУЗ
ПЭЛ	– поглощающий элемент
КНИ	– канал нейтронного измерения
ПС	– поглощающий стержень

СВРК	– система внутриреакторного контроля
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	– нормативно-техническая документация

Глава 1. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЯЭУ С РЕАКТОРОМ ВВЭР-1000

Введение

Основы безопасной эксплуатации ЯЭУ закладываются уже на этапе *проектирования* АЭС. Одной из главных задач на этом этапе является обеспечение проектными решениями самозащищенности, внутренней безопасности реакторной установки и ее саморегулируемости. Без знания физических особенностей ЯЭУ невозможно предусмотреть оптимальные технические решения в конструкции оборудования и составить правила в Эксплуатационном регламенте для действий оперативного персонала при возникновении нештатных ситуаций. Причина аварии может быть разная: от дефекта оборудования до ошибок эксплуатационного персонала. Но особенности протекания возникшей аварии определяются во многом физическими особенностями реактора и реакторной установки, и решающую роль в минимизации последствий этих аварий играют заложенные в конструкции установки проектные решения, обеспечивающие *свойства самозащищенности и саморегулирования*. Назовем *эти свойства внутренним свойствами безопасности*.

Данные свойства являются основополагающими при проектировании ядерных объектов и заключаются в том, чтобы, по возможности, любое действие, направленное на повреждение или даже разрушение основных конструктивных барьеров безопасности, приводило к срабатыванию отрицательных обратных связей в РУ, приводящих к прекращению первоначального действия. Причем в данных действиях не участвуют какие-либо активные или пассивные системы безопасности.

Примером реализации этих принципов в конструкции реактора ВВЭР является выбор водяного замедлителя для данного типа реактора, который при возрастании мощности выше номинальных значений вскипает и прекращает выполнять функцию замедления нейтронов и тем самым останавливает цепную реакцию деления. Безусловно, когда вода выкипает, в паре не остается и бора, который является для реакторов ВВЭР основным компенсатором избыточной реактивности. В этом случае размножающие свойства ак-

тивной зоны несколько улучшаются, но не настолько, чтобы возникла повторная критичность. Это подтверждено многочисленными исследованиями. На рис.1.1 показана характерная зависимость эффективного коэффициента размножения от плотности теплоносителя для ВВЭР-1000 при начальной концентрации бора в воде 1.4г/кг (максимально возможная концентрация бора в теплоносителе на номинальной мощности в начале кампании).

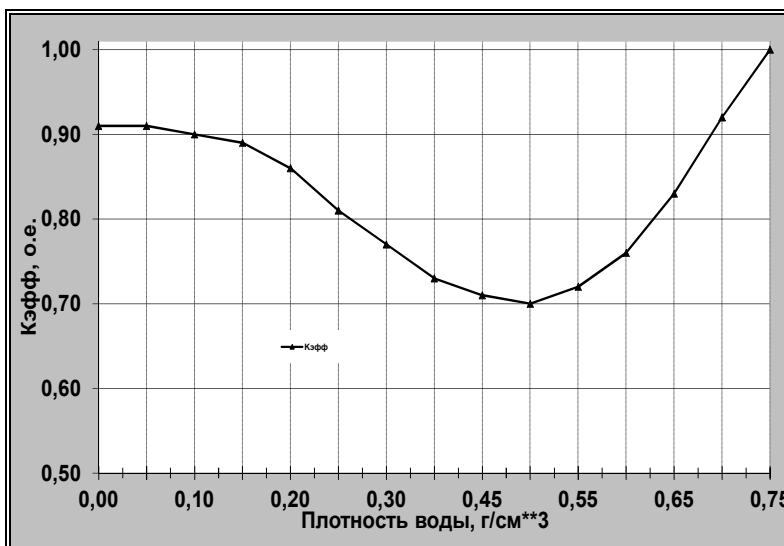


Рис.1.1. Зависимость величины $K_{эфф}$ от плотности воды в активной зоне

Другим примером реализации этих принципов является проектирование топливной сборки с таким шагом расстановки ТВЭЛов и таким обогащением топлива подпитки, чтобы обеспечить отрицательный коэффициент реактивности по мощности в произвольном состоянии активной зоны. И при этом обеспечить устойчивость реактора при возникновении ксеноновых колебаний локальной мощности. Причем, величина этого коэффициента по модулю должна возрастать при увеличении мощности РУ. Наличие такого коэффициента реактивности приводит к прекращению роста мощности и тем быстрее, чем больше по модулю данный коэффициент.

В данной главе уделено внимание и тому, как вопросы безопасности соотносятся с вопросами экономичности оборудования РУ.

Проводится краткое сопоставление конструкций ВВЭР и PWR с упором на соотношение между обеспечением безопасности и экономичности РУ в обоих типах реактора.

Прежде чем перейти к рассмотрению проектных основ безопасности, необходимо вспомнить основы физических процессов в ядерных реакторах, и особо остановиться на физических особенностях реакторов ВВЭР. В настоящей главе дано краткое описание основ ядерной и нейтронной физики, необходимых для понимания последующих материалов. Здесь же приводятся основные понятия и определения, используемые в литературе, посвященной физике ядерных реакторов, в проектной и эксплуатационной документации по реактору ВВЭР. Безусловно, вышеуказанные моменты излагаются здесь конспективно. Для более подробного изучения основ физики ядерных реакторов можно рекомендовать для самостоятельного изучения или для того, чтобы вспомнить хорошо забытое старое, книгу известных американских физиков Вигнера и Вейнберга «Общая теория ядерных реакторов» и книгу, выпущенную в 2006 г. целым коллективом ведущих специалистов России в области проектирования и эксплуатации ЯЭУ, под названием «ВВЭР-1000: Физические основы эксплуатации, ядерное топливо, безопасность» [7]. Во многом изложение материала настоящей главы следует первым разделам этой работы [7].

При изложении материалов данной главы везде, где можно, будет отмечаться то, как физические особенности реактора ВВЭР определяют реализацию проектных основ обеспечения безопасности ЯЭУ с ВВЭР-1000. В случае затруднения реализации принципов самозащитенности, будет рассказано о том, какие эксплуатационные решения (они прописаны в Эксплуатационном регламенте, являющимся главным руководящим документом для оперативного персонала АЭС) принимаются для их преодоления. В этих местах также будет излагаться предыстория проектных решений и современные тенденции по совершенствованию конструкции реактора ВВЭР.

Также в ходе изложения будет акцентироваться внимание слушателей на физических явлениях, характерных для реакторов ВВЭР, и на том, как эти явления проявляются в практике эксплуатации ЯЭУ с ВВЭР.

1. Основы ядерной и нейтронной физики

1.1. Основы ядерной физики

Здесь ограничимся перечислением основных тем, которые нужно вспомнить слушателям для лучшего понимания дальнейших материалов настоящего курса. При указании темы, принципиально важной для изложения вопросов безопасности ЯЭУ, будет даваться более подробное освещение данной темы по ядерной или нейтронной физике. По остальным темам отсылаем слушателя к части I (с.24–161) в книге «ВВЭР-1000: Физические основы эксплуатации, ядерное топливо, безопасность»[7].

Начнем с перечисления основных тем и понятий в ядерной физике, которые желательно вспомнить слушателю:

- Строение и свойства атомного ядра. В данной теме рассказано о составе ядра и понятии нуклона, о размерах и массе ядра, энергии связи и удельной энергии связи нуклонов в ядре B ($B = E_{св}/A$, где A – атомный вес в атомных единицах равен числу нуклонов), дефекте массы; объясняется, почему легкие ядра склонны к ядерному синтезу, а тяжелые ядра – к ядерному делению, говорится об энергетическом состоянии ядра.
- Радиоактивный распад. В данной теме рассказано о стабильных и нестабильных ядрах, о типах радиоактивных распадов, об основном законе радиоактивного распада, определяется период полураспада и понятие активности, объясняются понятие ядерной изомерии ядер и особенности различных видов радиоактивного распада: альфа-распада, бета-распада и гамма-излучения ядер.
- Ядерные реакции. В данной теме рассмотрены различные типы реакций, рассказано об энергии ядерной реакции, особенностях ядерных реакций различных типов. Здесь вводятся понятия плотности частиц n , плотности потока частиц $\Phi = nv$, эффективного сечения ядерной реакции σ .

1.2. Основы нейтронной физики

По основным темам нейтронной физики, которые понадобятся для настоящего курса, с целью повторения советуем слушателям обратиться также к I части книги «ВВЭР-1000: Физические основы эксплуатации, ядерное топливо, безопасность» [7] (с.45–61). Перечислим эти темы:

- Свойства нейтронов. В данной теме рассказано об основных параметрах нейтронов, радиационном захвате, о явлении резонансного захвата нейтронов и о нейтронных реакциях с вылетом заряженных частиц.
- Деление атомных ядер. В данной теме рассказано о механизме вынужденного деления, спонтанном делении, о выделении энергии при делении ядер, дано определение эффективных сечений деления, приведены значения данных сечений для различных материалов. Здесь даны характеристика осколков деления и их классификация по длине пробега, рассказано о вторичных нейтронах деления, о запаздывающих нейтронах при делении ядер и о мгновенном гамма-излучении при делении.
- Замедление нейтронов в средах. В данной теме рассказано о рассеянии нейтронов ядрами, дана классификация сред по эффективности замедления нейтронов и как это влияет на выбор конструкции ядерного реактора на тепловых нейтронах. Здесь уместно упомянуть об особенностях замедления нейтронов в реакторах ВВЭР и о том, как эти особенности определяют ряд явлений в практике эксплуатации АЭС с ВВЭР.
- Диффузия нейтронов в средах. В данной теме дано описание диффузии тепловых нейтронов и рассказано об особенностях диффузии нейтронов в реакторах ВВЭР.

В отличие от предыдущего раздела здесь остановимся подробнее на перечисленных выше темах, так как они являются очень важными для выбора оптимальной конструкции активной зоны и принятия технических решений для обеспечения ядерной и техни-

ческой безопасности. Некоторые моменты в указанных темах очень актуальны для совершенствования расчетной поддержки эксплуатации и повышения ее надежности.

1.2.1. Деление атомных ядер

В первую очередь, остановимся на явлениях, связанных с делением ядер и выделением энергии при делении. Несколько слов о механизме вынужденного деления. Когда в ядро попадает какая-нибудь частица (далее везде будет считать влетевшей частицей нейтрон), то внутри ядра выделяется ее энергия связи E_{cs} (влетевшая в ядро частица занимает определенное место в нуклонном ансамбле, теряя часть массы, чтобы втиснуться в упорядоченную структуру ядра, эта часть массы выделяется в виде кинетической энергии всех нуклонов). К ней добавляется значительная часть кинетической энергии частицы E , в результате ядро приходит в возбужденное состояние, причем его полная энергия возбуждения оказывается равной $E^* = E_{cs} + EA/(A+1)$. Это возбуждение проявляется в форме ускоренного движения всех нуклонов ядра. Условно физическую картину можно представить так, как будто ядро «кипит», по его поверхности бегут волны и т.п. Далее происходит одно из двух: либо избыточная энергия уйдет из ядра с испусканием одного или нескольких гамма-квантов (т.е. произойдет радиационный захват нейтрона), либо в результате колебаний ядерной «жидкости» в ядре образуется перенапряжение в связи между отдельными нуклонами. Ядро переходит в нестабильное состояние, и нуклоны, получив некоторую самостоятельность, стремятся объединиться в более устойчивые образования, чем исходное ядро. Более устойчивое образование определяется более высокой удельной энергией связи нуклонов в ядре. При этом надо помнить, что энергия связи является энергией, выделяемой при образовании из отдельных нуклонов, и тесно связана с понятием дефекта масс. Т.е. атомный вес ядра всегда меньше, чем сумма масс отдельных нуклонов, его составляющих. Из графика на рис. 1.2 видно, что более устойчивые образования ядер наблюдаются при средних массовых числах (от 50 до 150, максимальный дефект масс при образовании этих ядер). Поэтому возникшее перенапряжение в ядре и неста-

бильность нуклонов в ядре могут привести к образованию двух осколков деления, положительные заряды которых приведут к кулоновскому отталкиванию двух одноименно заряженных частиц. Под влиянием сил поверхностного натяжения осколки деления приобретут сферическую форму и станут ядрами новых атомов с массами, равными, примерно половине массы урана, т.е. атомами элементов, лежащих в середине таблицы Менделеева. Для того чтобы ядро разделилось при столкновении с нейтроном, энергия возбуждения должна быть достаточно велика.



Рис.1.2. Зависимость удельной энергии связи от массового числа нуклида

Эта величина должна превышать энергетический барьер деления U_f . При $E^* > U_f$ возможна реакция деления, при $E^* < U_f$ такая реакция не возможна. Для тяжелых ядер (уран, плутоний, торий) величина U_f одного порядка и равна значениям от 5.1 до 5.4 МэВ. Однако не для всех тяжелых ядер возможна реакция деления.

Дело в том, что для четных ядер (массовое число четно, четное число протонов и четное число нейтронов в ядре) энергия связи нейтрона в ядре гораздо больше, чем для нечетных ядер. Поэтому

при столкновении и захвате нейтрона нечетным ядром энергия его связи в возбужденном теперь уже четном ядре гораздо больше энергии связи при захвате нейтрона четным ядром. В этом случае энергия возбуждения велика даже при захвате теплового* нейтрона, и деление возможно даже на тепловых нейтронах. Данное явление предопределяет две группы тяжелых ядер по отношению к способности деления на нейтронах:

- нечетные ядра, такие как ^{233}U , ^{235}U , ^{239}Pu , ^{241}Pu легко делятся любыми, даже тепловыми нейтронами, поэтому их часто называют топливными ядрами;
- четно-четные ядра ^{232}Th , ^{236}U , ^{238}U , ^{240}Pu , ^{242}Pu тепловыми нейтронами не делятся, поэтому их часто называют сырьевыми.

Деление четных ядер происходит на быстрых нейтронах и носит пороговый характер. При энергии нейтрона больше 1 МэВ возможна реакция деления на ^{238}U . По этой причине очень привлекательными становятся быстрые реакторы, в таких реакторах удается замкнуть цикл воспроизводства и переработки отработавшего топлива, что является экономически очень выгодным. Тем не менее, есть ряд существенных трудностей при переводе всей ядерной энергетики на быстрые реакторы. В настоящее время принято решение интенсифицировать развитие ядерной энергетики за счет модернизации и совершенствования реакторов на тепловых нейтронах, реакторов ВВЭР-1000. Данная тема выходит за рамки наших лекций, но очень важно всем слушателям понять, что развитие ядерной энергетики и реакторного строения в ближайшие 10–20 лет будет ориентировано на реакторы типа ВВЭР.

Вернемся к рассмотрению особенностей реакции деления на нейтронах. График на рис.1.2 показывает, что удельная энергия связи нуклонов у ядер урана (≈ 7.5 МэВ/нуклон) существенно меньше, чем у ядер с вдвое меньшей массой (≈ 8.4 МэВ/нуклон), которые получают при делении в виде осколков. Это означает,

*Нейтроны, рожденные при делении, имеют среднюю энергию 2 МэВ и называются быстрыми, в результате рассеяния на ядрах в различных средах нейтроны замедляются и достигают диапазона энергии 0.01–100 КэВ, в данном диапазоне нейтроны называются промежуточными, и, наконец, при достижении энергии порядка 0.04–0.05 эВ нейтроны называются тепловыми.

что осколки связаны гораздо сильнее, чем ядра урана, и при их образовании из-за перегруппировки нуклонов выделяется лишняя энергия связи, примерно 0.9 МэВ/нуклон. А так как в процессе деления одного ядра участвуют 236 нуклонов (235 нуклонов урана-235 + один нейтрон), то общее выделение энергии при делении одного ядра составляет ≈ 212 МэВ. Основная часть этой энергии достается осколкам в виде их кинетической энергии. Но при делении ядер кроме осколков деления выделяются ещё несколько разных частиц, которые уносят остальную энергию. Примерное распределение энергии между различными частицами при делении урана тепловыми нейтронами приведено в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Распределение энергии при делении тяжелых ядер

Форма выделения энергии	Энергия, МэВ
Кинетическая энергия осколков	165
Кинетическая энергия вторичных нейтронов деления	5
Энергия мгновенного гамма-излучения при делении	8
Энергия, уносимая электронами при бета-распаде осколков	9
Энергия, уносимая антинейтрино при бета-распаде осколков*	(10)
Энергия гамма-излучения, сопровождающего бета-распад осколков	8
Энергия, выделяющаяся при захвате нейтронов ядрами среды	10
Всего	(215)/205

* указанная энергия не может быть превращена в тепловую энергию.

Из полного количества энергии 10 МэВ уносятся антинейтрино в космическое пространство и являются «безвозвратными потерями». Остальная энергия поглощается в различных материалах реактора и в конечном итоге превращается в тепловую энергию, которая передается из реактора через парогенераторы во второй контур. Там она преобразовывается в электрическую энергию. Таким образом, для полезной утилизации деление каждого ядра выделяет 205 МэВ.

Отметим особенность пространственного распределения энергии, выделяющейся при делении ядра. Разделим частицы, возникающие при делении ядра, на три группы. К первой группе отне-

сем осколки деления и электроны от бета-распада. Все эти частицы превращают свою кинетическую энергию в тепловую на расстоянии одного, двух миллиметров в топливной матрице или оболочке, если речь идет о топливе реактора ВВЭР. Таким образом, практически 174 МэВ энергии при одном делении преобразуется в тепловую там же, где произошло деление. Ко второй группе следует отнести вторичные нейтроны деления, которые отдают свою энергию в виде тепловой замедлителю и другим материалам в активной зоне, а также при захвате нейтронов различных конструкционных материалов, включая топливо. Пространственное распределение этой энергии близко к распределению плотности замедления и поглощения нейтронов. К третьей группе отнесем мгновенное и запаздывающее гамма-излучение, образующееся при делении. Распределение тепловой энергии от гамма-излучения заметно отличается от распределения энергии от первой группы частиц. Длина пробега гамма-излучения сопоставима с длиной пробега быстрых нейтронов в материалах, входящих в состав конструкции активной зоны реактора ВВЭР. Поэтому тепловая энергия от гамма-излучения выделяется в гораздо большем объеме вокруг точки деления, чем энергия от осколков. Пространственное распределение тепловой энергии от гамма-излучения в реакторе гораздо более однородное и равномерное, чем распределение плотности делений. Вышесказанное проиллюстрировано схематическим изображением на рис. 1.3.

При проведении проектных расчетов и при расчетном сопровождении эксплуатации в различных моделях и программах принимается допущение того, что вся энергия деления выделяется в виде тепловой энергии в топливе и через оболочку топлива передается теплоносителю. Такое допущение приводит к более высоким значениям локальной тепловой мощности в активной зоне, чем реальные значения. Пространственное распределение тепловой энергии в этом случае соответствует пространственному распределению плотности делений и сосредоточено в топливе. При таком допущении максимальный коэффициент неравномерности распределения тепловыделения в активной зоне равен максимальному коэффициенту неравномерности распределения энергии в тепловыделяющих элементах. В основе методологии расчетного обоснования тепло-

технической безопасности максимальный коэффициент неравномерности распределения тепловыделения в активной зоне играет важнейшую роль. Чем выше этот расчетный коэффициент, тем меньше запас до предельных значений различных факторов безопасности, о которых речь пойдет в дальнейшем.

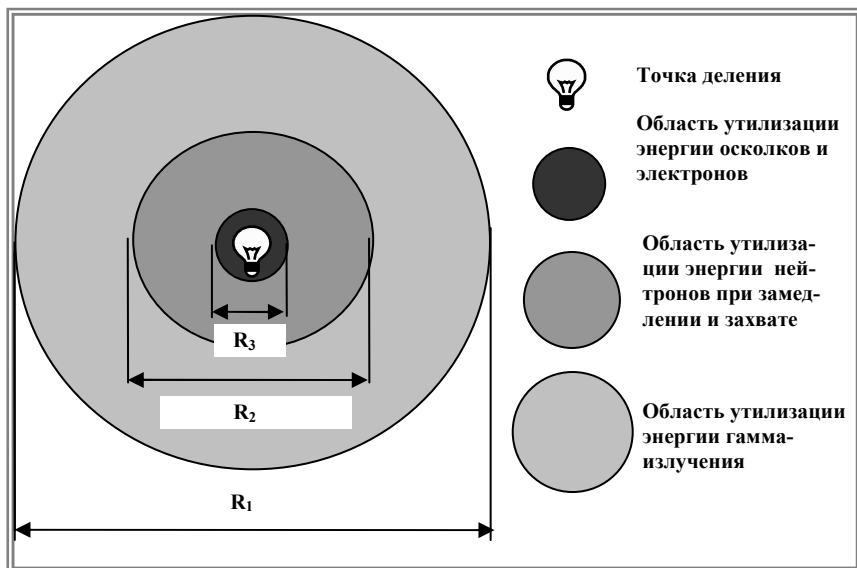


Рис. 1.3. Схематическое изображение областей преобразования энергии деления в тепловую энергию

Примечание. R_1 ($\approx 7-10$ см) – характерный размер области преобразования энергии гамма-излучения в тепловую энергию; R_2 ($\approx 5-7$ см) – характерный размер области преобразования энергии нейтронов в тепловую энергию; R_3 (< 0.5 см) – характерный размер области преобразования энергии осколков и электронов в тепловую энергию.

Как показала практика, только энергия осколков и электронов распределяется пропорционально плотности делений. Часть энергии нейтронов (5 %) деления распределяется соответственно пространственному распределению плотности радиационного захвата нейтронов. Другая часть энергии нейтронов деления (2 %) выделяется в воде от замедления нейтронов и пропорционально плотности замедления. Оставшаяся часть (8 %) энергии деления превращает-

ся в тепловую энергию с пространственным распределением, имеющим неравномерность по объему зоны, сопоставимую с распределением энергии от нейтронов. Из специальных расчетов реальный коэффициент неравномерности локальной тепловой мощности оказывается меньше на 2–3 % коэффициента неравномерности локальной нейтронной мощности.

Следующий момент, на который нужно обратить внимание, это уход части энергии деления из активной зоны. Она составляет около 2-3 % и представлена нейтронами и гамма-излучением, выходящими из периферийных тепловыделяющих сборок (ТВС) в активной зоне. Эта энергия в виде тепловой энергии выделяется в конструкциях, окружающих активную зону.

Несколько слов о вторичных нейтронах деления (первичные нейтроны – это те нейтроны, которые вызывают деление ядра, а вторичные – это те, которые появляются после деления из осколков деления). При делении ядер образуется разное число вторичных нейтронов, обычно от 0 до 5 (чаще всего 2–3). Среднее число вторичных нейтронов ν_f для разных тяжелых ядер приведено в табл.1.2.

Таблица 1.2

Среднее число вторичных нейтронов, образующихся при делении ядер тепловыми и быстрыми нейтронами

Исходное ядро	Значения ν_f при различной энергии первичных нейтронов	
	Тепловые нейтроны	Быстрые нейтроны
^{233}U	2.480	2.734
^{235}U	2.407	2.677
^{238}U	–	2.788
^{239}Pu	2.874	3.188
^{240}Pu	–	3.163
^{241}Pu	2.931	3.228

Из содержания приведенной выше таблицы следует преимущество реакторов на быстрых нейтронах, и хотя в ближайшие десятилетия развитие ядерной энергетики ориентируется на тепловые реакторы ВВЭР, тем не менее на дальнюю перспективу в планах Атомной Корпорации намечен переход на реакторы с частичным и даже полным воспроизводством ядерного топлива. Полное воспроизводство в реакторе возможно только на быстрых нейтронах.

Энергетический спектр вторичных нейтронов похож на распределение Максвелла, максимум этого спектра лежит при энергии 0.8 МэВ, а средняя энергия вторичных нейтронов деления оказывается порядка 2 МэВ. Основная часть вторичных нейтронов вылетает из ядер осколков в среднем за время 10^{-14} с после деления ядра, т.е. практически мгновенно. Эта часть нейтронов называется мгновенной, но существует еще и так называемые запаздывающие нейтроны, играющую важную и совершенно особую роль в реакторах (не только важную для проектирования, но и для эксплуатации реактора).

Таблица 1.3

Доли запаздывающих нейтронов

Исходный нуклид	$\beta, \%$ при делении ядер нейтронами	
	тепловыми	быстрыми
^{233}U	0.24	0.26
^{235}U	0.65	0.60
^{238}U	—	1.7
^{239}Pu	0.21	0.20

Происхождение запаздывающих нейтронов связано с бета-распадом некоторых осколков деления. Если бета-распад происходит на уровень конечного ядра, энергия возбуждения которого превышает энергию связи нейтрона, то распад ядра из этого состояния может произойти не испусканием гамма-кванта, как обычно, а испусканием нейтрона.

Вылет нейтрона происходит практически в то же мгновение, как только образуется возбужденное ядро, но относительно процесса деления исходного ядра этот момент оказывается отодвинутым на время, которое потребовалось для бета-распада осколка. Поэтому запаздывающие нейтроны вылетают практически одновременно с бета-частицами, и их выход во времени описывается таким же экспоненциальным законом и с тем же периодом полураспада, что и бета-распад. Доля запаздывающих нейтронов β при делении различных ядер нейтронами разной энергии приведены в табл. 1.3. Поскольку запаздывающие нейтроны могут возникать при распаде различных ядер-осколков, каждый из которых распадается со своим периодом полураспада, то и запаздывающие нейтроны образу-

ют несколько групп, каждая из которых имеет свой период полураспада. Основные параметры этих групп для ^{235}U приведены в табл. 1.4. В этой таблице относительные выходы запаздывающих нейтронов нормированы на единицу.

Таблица 1.4

Параметры групп запаздывающих нейтронов при делении ^{235}U тепловыми нейтронами

Номер группы	Период полураспада, с	Относительный выход	Средняя энергия, КэВ
1	55.72	0.033	250
2	22.72	0.219	460
3	6.22	0.196	405
4	2.30	0.395	450
5	0.61	0.115	420
6	0.23	0.042	—

Энергия запаздывающих нейтронов несколько меньше средней энергии мгновенных нейтронов (2 МэВ) и составляет величину от 0.4 МэВ. Относительный выход и значения периодов полураспада предшественников запаздывающих нейтронов зависит от того, какое ядро делится: уран-233, уран-235, плутоний-239, плутоний-241 и т.д.

Наличие запаздывающих нейтронов очень важно для управления реактором. При отсутствии запаздывающих нейтронов было бы невозможным управление реактором. Дело в том, что время жизни мгновенных нейтронов в реакторе ВВЭР составляет величину порядка 10^{-5} с (ниже об этом будет рассказано подробнее), а каждое управляющее действие занимает определенное время: от 0.125 до нескольких секунд. Эти времена не могут быть уменьшены по причине природы вещей. Каждое управляющее действие на органы управления реактором приводит к возникновению положительной или отрицательной реактивности реактора. За время действия управления без наличия запаздывающих нейтронов мощность реактора или возрастет, или уменьшится в десятки раз, тогда как управление должно изменить мощность всего на несколько процентов. Такое управление будет приводить только к одному: срабатыванию аварийной защиты (ниже будут рассмотрены основные причины срабатывания аварийной защиты, среди которых есть

срабатывание по периоду реактора ($T < 10$ с), которое и реализуется в разобранном случае). Если внимательно посмотреть на содержание табл. 1.3, то можно увидеть, что для реакторов на плутонии-239 и уране-233 доли запаздывающих нейтронов в разы меньше, чем для урана-235. Чем меньше эта доля, тем меньше по абсолютной величине может быть вводимая реактивность в активную зону, чтобы не вызвать изменения нейтронного потока на мгновенных нейтронах. Это требует уменьшения шага движения управляющих стержней, поглощающих нейтроны, в составе органов управления, увеличение быстродействия срабатывания аварийной защиты и т.п. Уже при реализации программы по утилизации оружейного плутония на реакторах PWR в Европе столкнулись с этими трудностями. Эти трудности преодолимы, но о них нужно знать заранее и находить технические решения для их устранения уже на стадии проектирования ЯЭУ.

1.2.2. Замедление и диффузия нейтронов

Реактор на тепловых нейтронах отличается от других типов реактора тем, что после реакции деления нужно замедлить вторичный нейтрон до тепловых энергий (< 1 эВ), где он эффективно поглотится топливом и разделит ядро, организовав таким образом цепную реакцию. В основе замедления нейтрона лежит его упругое рассеяние на ядрах различных материалов и в первую очередь на ядрах замедлителя. При упругом рассеянии выполняется закон сохранения кинетической энергии нейтрона и рассеивающего ядра и закон сохранения импульса. При этом в случае лобового столкновения ядра и нейтрона происходит потеря энергии нейтрона, равная $E = E_0 ((A-1)/(A+1))^2$. Из этой формулы уже можно составить мнение о наилучшем замедлителе, которым является водородосодержащие материалы, и в частности вода.

Помимо упругого рассеяния происходит и неупругое рассеяние нейтрона. При неупругом рассеянии часть энергии расходуется на возбуждение одного из энергетических уровней ядра, поэтому кинетическая энергия частиц не сохраняется, и нейтрон теряет значительно больше энергии, чем при упругом рассеянии. Рассмотрим в качестве примера столкновение нейтрона с энергией 1 МэВ с

ядром железа. Эта ситуация типична для реактора ВВЭР при утечке нейтронов из активной зоны и их рассеянии в боковом отражателе, состоящем из железа. Если рассеяние будет упругим, то даже при лобовом столкновении и при максимальной потере энергии энергия нейтрона после столкновения будет равна 0.93 МэВ, т.е. он потеряет всего 7 % энергии. Тогда как при неупругом рассеянии с возбуждением первого уровня ядра железа с энергией возбуждения 0.83 МэВ энергия нейтрона после столкновения окажется равной всего лишь 0.17 МэВ, т.е. он потеряет 83 % энергии. Необходимо отметить, что неупругое рассеяние может происходить при энергиях нейтрона выше первого возбужденного уровня ядер среды, т.е. для быстрых нейтронов.

Неупругое рассеяние нейтронов выше 1 МэВ на ядрах железа очень важно для уменьшения потока быстрых нейтронов на корпус реактора ВВЭР, так как боковой отражатель в реакторе ВВЭР состоит в основном из железа и воды (причем железа по объему больше, чем воды). Дело в том что, прочностные свойства корпуса реактора (деградация прочностных свойств корпуса в основном и определяет жизненный цикл блока АЭС с ВВЭР) ухудшаются со временем из-за поглощения и рассеяния в нем быстрых нейтронов с энергией выше 0.5 МэВ. Данные явления приводят к охрупчиванию корпуса и зависят от флюенса быстрых нейтронов на корпус, который определяется следующим выражением:

$$\Phi = \int_{0.5}^{\infty} dE \int_0^T \varphi(t, E) dt. \quad (1.1)$$

Чем больше флюенс нейтронов на корпус, тем сильнее ухудшаются прочностные свойства корпуса реактора ВВЭР. Поэтому если бы не было неупругого рассеяния нейтронов на железе, то флюенс быстрых нейтронов на корпус возрос бы многократно и существенно уменьшил бы жизненный цикл реактора, что, может быть, сделало бы экономически не выгодным их создание.

Что касается упругого рассеяния, то наилучшим замедлителем является водород, затем следует бериллий, тяжелая вода и графит. В мире известны тяжеловодные реакторы (производитель Канада), графитовые реакторы в России (РБМК) и легководяные реакторы по всему миру (ВВЭР, PWR и BWR). Количественно процесс за-

медления нейтронов характеризуется длиной замедления L_m , которая равняется среднему расстоянию от точки рождения нейтрона до точки, где он достигает диапазона тепловых энергий (0.02–1.0 Эв). После достижения тепловых энергий нейтрон не сразу поглощается в уране или другом материале, он может испытывать много столкновений, приходя в тепловое равновесие с ядрами материала замедлителя. При этом нейтрон может как терять энергию, так и приобретать ее. Данный процесс называется термализацией нейтронов. В процессе термализации нейтрон диффундирует в среде замедлителя от точки замедления до точки, где он поглощается каким-либо ядром. Процесс диффузии нейтрона при термализации характеризуется длиной диффузии L_d . Значения L_m и L_d для различных замедлителей приведены в табл. 1.5.

Таблица 1.5

Длины замедления и диффузии в различных веществах

Вещество	Длина замедления L_m , см	Длина диффузии L_d , см
Вода	5.3	2.8
Тяжелая вода	10.4	116
Бериллий	8.9	20.8
Графит	17.7	53.8

Из данных, приведенных табл. 1.5, следует, что наилучшим замедлителем является вода. Недаром максимальное распространение в мире из всех тепловых реакторов получили водо-водяные реакторы. По этой же причине из всех имеющихся реакторов легко-водяной реактор занимает наименьший объем. Правда, наибольшее распространение получили реакторы на легкой воде не только потому, что вода наилучший замедлитель нейтронов, но и потому, что она является прекрасным теплоносителем для съема большого количества тепла в реакторе, т.е. вода совмещает одновременно в себе две функции: замедлителя и теплоносителя.

Приведенные в табл. 1.5 данные по замедлению и диффузии нейтронов определяют главные особенности переноса нейтронов в реакторах ВВЭР и ряд явлений, присущих таким реакторам, связанных с этими особенностями.

Эти особенности заключаются в том, что среднее расстояние от точки рождения нейтрона до точки его поглощения ядрами ^{235}U после замедления составляет величину порядка 8 см (рис. 1.4). Т.е. может оказаться достаточным небольшого объема замедлителя с топливом, обогащенным ураном-235, для поддержания цепной реакции деления, если в этом объеме не присутствуют какие-либо поглотители (поглощающие стержни СУЗ, борная кислота). При проектировании реактора ВВЭР на тепловых нейтронах данное обстоятельство вынуждает проектировать систему защиты реактора так, чтобы при введении поглощающих элементов органов СУЗ в активную зону не могла образоваться область активной зоны, в которой возможна самоподдерживающаяся цепная реакция деления. Ниже в разделе, посвященном системам защиты реактора, подробнее остановимся на этом явлении, носящем название локальной критической массы (или локального критического объема) и характерном для реакторов ВВЭР.

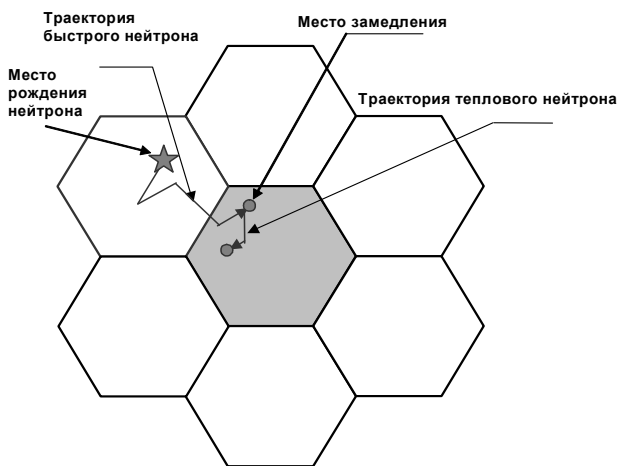


Рис. 1.3. Схема диффузии нейтрона в водо-водяном реакторе

Эти же особенности переноса нейтронов в водяных реакторах приводят и к другому важному явлению. Дело в том, что длина замедления нейтронов зависит, в первую очередь, от числа ядер замедлителя в удельном объеме, или иначе, от плотности замедли-

теля. Чем ниже плотность замедлителя, тем больше длины замедления и диффузии нейтронов, причем для водяного реактора длина замедления обратно пропорциональна плотности воды. Поскольку реактор всегда занимает конечный объем, то при увеличении длины замедления все больше нейтронов теряется за счет утечки из активной зоны. Если же вода испарится, то прекратится и замедление нейтронов, а значит, станет невозможной реакция деления на тепловых нейтронах. А на быстрых нейтронах в реакторах ВВЭР самоподдерживающейся цепной реакции не может быть. Т.е. в реакторах ВВЭР выполняется главный принцип безопасности – обеспечение принципа самозащищенности реактора за счет самой природы вещей. Повышается мощность реактора, вода закипает, ухудшается замедление нейтронов, и цепная реакция деления прекращается.

1.3. Основные физические процессы в реакторах ВВЭР

1.3.1. Баланс нейтронов и условие критичности реактора

Настоящий раздел начнем с основных определений и понятий, принятых в физике ядерных реакторов. Основной величиной, записывающей развитие цепной реакции деления и баланс нейтронов в системе конечных размеров, является эффективный коэффициент размножения $K_{эф}$. Есть несколько определений $K_{эф}$ [7], [9]. Приведем здесь наиболее простое по физическому смыслу определение $K_{эф}$. Определим сначала величину коэффициента размножения для бесконечной однородной среды K_{inf} . Величина K_{inf} есть отношение числа нейтронов в данном поколении (пусть его номер будет $i+1$) к числу нейтронов в предыдущем поколении (его номер равен i):

$$K_{эф} = \frac{N_{i+1}}{N_i}, \text{ где } N_i - \text{число нейтронов в } i\text{-м поколении}$$

Отметим здесь, что среднее время жизни нейтронов одного поколения в тепловом водо-водяном энергетическом реакторе равно 10^{-4} с. Иногда это время называют временем жизни нейтрона в реакторе после его образования реакции деления.

Коэффициент размножения для ядерного реактора на тепловых нейтронах конечных размеров связан с коэффициентом размножения бесконечной среды K_{inf} :

$K_{эф} = K_{inf} P_z P_d$, где P_z, P_d – вероятности избежать утечки в процессе замедления и диффузии.

Для определения K_{inf} необходимо рассмотреть простую модель цепной реакции. Пусть имеется бесконечная размножающая среда, состоящая из топлива и замедлителя (в нашем случае – из воды), по составу и свойствам близкая к среде активной зоны реактора ВВЭР-1000. Для определенности топливо и замедлитель размещены в тепловыделяющих сборках ТВС в виде регулярной решетки блокированных топливных элементов (ТВЭЛ), окруженных водой (рис. 1.5).

Топливные элементы размещены в решетке ТВС по треугольной сетке. В составе кассет могут присутствовать не топливные элементы, но это сейчас не принципиально. ТВС размещены в активной зоне также в виде регулярной решетки на треугольной сетке. На рис. 1.6 показано размещение 163 ТВС, как принято во всех реакторах ВВЭР-1000. Если рассмотреть активную зону, набранную из одних и тех же ТВС, схематическое изображение которой показано на рис. 1.5, и сделать допущение об отсутствии утечки нейтронов произвольной энергии из активной зоны, то получим фрагмент бесконечной, однородной решетки ТВС.

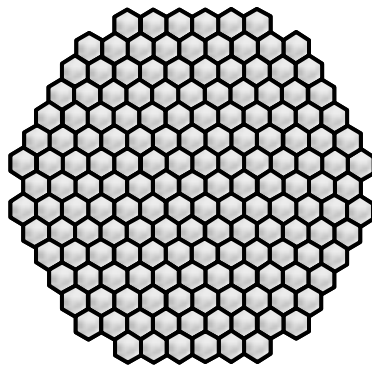


Рис. 1.6. Схематическое изображение размещения ТВС в активной зоне

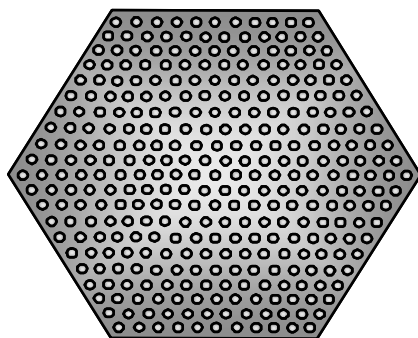


Рис. 1.5. Схематическое изображение размещения топлива в ТВС реактора ВВЭР-1000

Если рассмотреть регулярную решетку твэл, как показано на рис. 1.5, и сделать то же самое допущение об отсутствии утечки нейтронов за пределы ТВС, то эта ТВС будет тем же фрагментом бесконечной, размножающей решетки, что и решетка из 163 ТВС без утечки нейтронов из нее. Все эти рассуждения полезны для того, чтобы дальнейшие математические выкладки и построения были бы не простой абстракцией, а наглядным образом связаны с реальной конструкцией ТВС и активной зоны реактора ВВЭР-1000.

Считаем, что топливо содержит уран, обогащение которого ^{235}U не велико, т.е. $N_{235} < N_{238}$, где N_{235} , N_{238} – количество ядер ^{235}U и ^{238}U в объеме V (в дальнейшем рассмотрении все ядерные концентрации ρ будут связаны с N как $N = \rho V$) соответственно. Для реакторов ВВЭР-1000 доля урана ^{235}U не превышает 5 %.

При такой малой доле подавляющее число нейтронов успевает до поглощения приобрести тепловые энергии. Тогда можно пренебречь поглощением замедляющихся и быстрых нейтронов всеми ядрами, кроме ядер ^{238}U в области энергий быстрых нейтронов и в области резонансов поглощения нейтронов ядрами ^{238}U (радиационный захват).

Цикл начинается с того, что произвольно выделяется S_0 нейтронов (нейтроны первого поколения или нейтроны источника), образовавшихся при делении на тепловых нейтронах ядер ^{235}U , а также ядер делящихся изотопов, образующихся при радиационном захвате нейтронов ядрами ^{238}U (^{239}Pu , ^{241}Pu). Часть нейтронов имеет энергию $E > 1$ МэВ, и, следовательно, они могут вызвать деление ядер ^{238}U выше его порога деления. В результате число быстрых нейтронов, ушедших за порог деления урана-238, увеличится в μ раз ($\mu > 1$). Коэффициент μ называется коэффициентом размножения на быстрых нейтронах, он учитывает, во сколько раз увеличивается число нейтронов деления ^{235}U из-за дополнительного деления ядер ^{238}U .

Итак, в среде начинают замедляться μS_0 нейтронов. В процессе замедления часть из них поглотится, причем в основном ядрами ^{238}U , и до тепловых энергий замедлится только $\mu S_0 \phi$ нейтронов, где ϕ – вероятность избежать резонансного поглощения ядрами ^{238}U в процессе замедления, равная отношению числа быстрых нейтронов, избежавших захвата в резонансной области энергии и достиг-

ших тепловой энергии, к общему числу быстрых нейтронов. При этом для цепной реакции на тепловых нейтронах нужно, чтобы была ϕ как можно выше. Но у этого параметра есть и другая сторона, поскольку захват нейтронов ^{238}U приводит с вероятностью $1-\phi$ к возникновению ядра $^{239}\text{U}^*$, которое за две минуты превращается в ядро Np-239 , которое превращается в ядро другого топлива ^{239}Pu по своим свойствам даже более высокого качества, чем исходный ^{235}U . Поэтому эти два процесса являются прямыми конкурентами, и при выборе стратегии топливного цикла для реакторов ВВЭР-1000 необходимо учитывать данное явление при решении задачи оптимизации топливного использования, но об этом чуть позже.

Для модели цепной реакции существенно число тепловых нейтронов, поглощенных топливом из общего количества замедлившихся нейтронов $\mu S_0 \phi$. Вводится коэффициент использования тепловых нейтронов Θ .

Величина Θ равна отношению числа тепловых нейтронов, поглощенных в топливе, к полному числу поглощенных тепловых нейтронов. Таким образом, число тепловых нейтронов, поглощенных топливом, равно $\mu S_0 \phi \Theta$. Часть этих нейтронов вызовет деление ядер ^{235}U и даст новое поколение быстрых нейтронов S_1 . Вводится величина $\nu_{\text{эфф}}$, которая равна числу быстрых нейтронов, в среднем образующихся при поглощении в топливе одного теплового нейтрона. Тогда число быстрых нейтронов второго поколения S_1 равно $\nu_{\text{эфф}} \mu S_0 \phi \Theta$, а коэффициент размножения в бесконечной среде равен $K_{\text{inf}} = S_1/S_0 = \nu_{\text{эфф}} \mu \phi \Theta$. Данная формула известна как формула четырех сомножителей. Описанная выше схема нейтронного цикла в реакторе на тепловых нейтронах, формирующая эффективный коэффициент размножения, представлена на рис. 1.7.

Реактор находится в критическом состоянии, если $K_{\text{эфф}} = 1$. Это значит, что $K_{\text{inf}} P_3 P_d = 1$. В реальности из активной зоны всегда существует некоторая утечка нейтронов, поэтому $P_3 P_d < 1$, следовательно, соотношение $K_{\text{эфф}} < K_{\text{inf}}$ или $K_{\text{inf}} > 1$, т.е. для возникновения самоподдерживающейся цепной реакции значение K_{inf} должно быть несколько больше единицы.

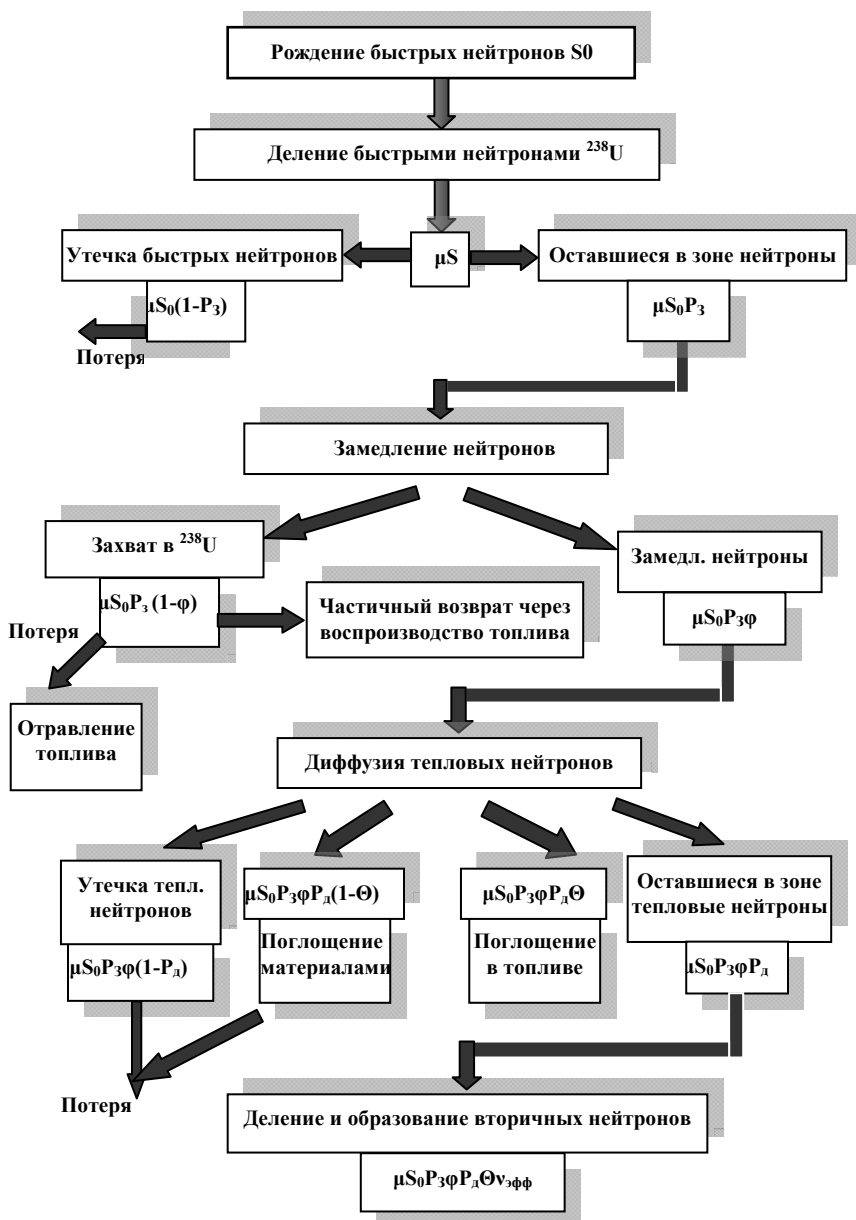


Рис. 1.7. Схема нейтронного цикла в реакторе на тепловых нейтронах

Для типичного энергетического реактора на тепловых нейтронах величины, которые определяют баланс нейтронов в активной зоне и были рассмотрены выше, составляют следующие значения: $\mu = 1.03$, $\phi = 0.71$, $\Theta = 0.79$, $P_z = 0.97$, $P_d = 0.99$, $v_{эфф} = 1.80$. Для оценки величины коэффициента размножения на быстрых нейтронах для реакторов ВВЭР можно воспользоваться эмпирической формулой вида:

$$\mu = 1 + 0.22 \left(\frac{N_{238}}{N_H} \right), \quad (1.2)$$

где N_{238} – число ядер урана ^{238}U , N_H – число ядер водорода.

Для других сомножителей в произведении $v_{эфф}\mu\phi\Theta$ такие, как выше, простые соотношения представить сложно. Единственное, о чем здесь уместно напомнить, это основные физические явления, стоящие за каждым сомножителем. За величиной ϕ стоит замедляющая способность воды с учетом регулярной решетки ТВЭЛ, энергетическая и пространственная самоблокировка резонансных нейтронов при их замедлении, ее особенности в зависимости от размещения и степени блокирования топлива. За величиной Θ стоит явление пространственной блокировки тепловых нейтронов в воде и степень их термализации во время диффузии в решетке ТВЭЛ. Подробней об этих явлениях можно узнать в работах [11] и [7].

Каждый из параметров в формуле четырех сомножителей ($v_{эфф}\mu\phi\Theta$) характеризует определенный физический процесс, происходящий в реакторе ВВЭР, а их произведение, или вернее интегральное выражение от их произведения по времени пребывания топлива в реакторе, определяет оптимальное уран-водное отношение ω (принятое в практике ВВЭР).

Определение ω дано ниже:

$$\omega = \frac{V_{\text{H}_2\text{O}}}{V_U}, \quad (1.3)$$

где $V_{\text{H}_2\text{O}}$ – объем замедлителя в активной зоне, V_U – объем топлива в активной зоне.

Существует и другое определение уран-водного отношения, которое записывается следующим образом: $\omega = N_{\text{H}_2\text{O}}/N_{\text{U}235}$, где $N_{\text{H}_2\text{O}}$ –

полное число молекул воды в ТВС, а N_{U235} – полное число ядер урана-235 в ТВС. Данное определение удобно для гомогенной смеси урана и воды или при таком размещении топлива, когда можно пренебречь гетерогенной структурой топлива при расчете размножающих свойств ТВС. Определение, принятое в практике ВВЭР (геометрическое определение), более удобно при размещении блокированного топлива, хотя оно и зависит от величины обогащения топлива.

Здесь будет сделано отступление от традиционного определения оптимального водно-топливного отношения. Отношение ω оптимально с точки зрения наиболее экономичного использования нейтронов и соответственно топлива. Поэтому здесь предлагается следующее определение оптимальности. Оптимальным водно-топливным отношением будем называть величину $\omega_{\text{опт}}$, обеспечивающую максимальную длительность пребывания топлива в активной зоне T_{max} при заданном количестве топлива в зоне M_U при базовом значении мощности реактора $N_{\text{ном}}$ (или максимальную глубину выгорания топлива, которая определяется как $\rho_{\text{max}} = N_{\text{ном}} T_{\text{max}} / M_U$). Безусловно, значение оптимального водно-топливного отношения существенно зависит от базового обогащения топлива подпитки (регулярная загрузка невыгоревшего топлива в активную зону) и от самой конструкции тепловыделяющей сборки ТВС, в которой размещается топливо.

Прежде чем продолжить тему об оптимальном водно-топливном отношении и рассмотрение тесно связанных с этим вопросов оптимизации топливного цикла, нужно вспомнить об особенностях выгорания топлива и познакомиться со способом размещения топлива в активной зоне реактора ВВЭР. Это полезно для наглядности и лучшего понимания последующего материала.

1.3.2. Выгорание топлива, отравление и воспроизводство топлива при выгорании

Выгорание ядерного топлива – это процесс превращения ядер делящихся нуклидов в ядра других, неделящихся нуклидов вследствие деления и радиационного захвата. Одним из важнейших показателей экономичности топливного цикла является глубина вы-

горения топлива. В активной зоне глубина выгорания топлива Bn

определяется как отношение выработки энергии $Q_k = \int_0^T W dt$,

полученной за время T (сут.) работы реактора на W - мощности (МВт), к полной начальной загрузке урана $m_U(^{238}\text{U} + ^{235}\text{U})$:

$$Q_k = \int_0^T W dt / m_U \text{ МВт} \cdot \text{сут.} / \text{кг.}$$

Данное определение не единственное, но в настоящем курсе будем придерживаться именно него. Оно удобно тем, что энергетический эквивалент деления составляет для делящихся ядер $1 \text{ г } ^{235}\text{U} = 1.2 \text{ МВт} \cdot \text{сут.}$ Таким образом, в числителе находится с точностью до 20 % масса выгоревшего урана в граммах, а в знаменателе – масса исходной загрузки. Данный показатель, с одной стороны, характеризует количество тепловой энергии, выработанной ядерным топливом за сутки с одного килограмма загружаемого урана, а с другой стороны, характеризует количество истраченного делящегося топлива на один килограмм исходного топлива. Обе характеристики наглядно демонстрируют один из важнейших экономических показателей топлива.

В современных реакторах ВВЭР с обогащением топлива 3–5 % при кампании 3-5 лет (полное время пребывания топлива в активной зоне с учетом перегрузок) с использованием частичных перегрузок величина Bn достигает (или будет достигать) 42–68 МВт·сут./кг, а в максимально напряженных твэл и больше. Предельная глубина выгорания определяется технологической стойкостью твэл в зависимости от обогащения топлива, типа теплоносителя, материала оболочки и конструкции твэл.

При выгорании ядерного топлива происходит ряд ядерных реакций, в результате которых образуются осколки деления и их распад. В результате деления образуются радиоактивные осколки с массами в интервале атомных масс от 1 до 200. Эти продукты и продукты их распада обычно называют шлаками. Под *шлакованием* ядерного реактора понимают процесс накопления в топливе стабильных и долгоживущих нуклидов, участвующих в непроизводительном захвате нейтронов и приводящих к потере реактивности. При работе реактора их концентрация монотонно возрастает.

Таким образом, накопление шлаков в активной зоне при выгорании топлива уменьшает коэффициент использования тепловых нейтронов Θ и вероятность избежать резонансного захвата ϕ , что снижает размножающие свойства водно-топливной решетки ТВЭЛ.

Помимо шлакования топлива, есть и другой процесс радиационного захвата нейтронов в ^{238}U с дальнейшим превращением продукта захвата ^{239}Np в делящийся материал ^{239}Pu . При больших глубинах выгорания топлива и заметном участии в реакции деления ^{239}Pu , через цепочку превращений начинает образовываться и другой делящийся материал ^{241}Pu . Появление новых делящихся элементов, источником которых является ^{238}U , приводит к частичному воспроизводству ядерного топлива и тем самым частично компенсирует шлакование активной зоны в реакторах ВВЭР.

Ядерное топливо, содержащее в качестве делящегося компонента ^{235}U , называют первичным, ядерное топливо, содержащее в качестве делящегося компонента ^{239}Pu – вторичным. Если вторичный нуклид является отличным химическим элементом от первичного нуклида, то процесс называется конверсией, а реактор – конвертором. Таким образом, реакторы ВВЭР являются по своей сути конверторами. Интенсивность процесса воспроизводства (конверсии) характеризуется коэффициентом воспроизводства (КВ). Для реакторов ВВЭР данный коэффициент лучше называть коэффициентом конверсии (КК). Определим интегральный коэффициент КВ как отношение количества образовавшихся ядер вторичного топлива $N_{\text{вт}}$ за определенный промежуток времени к числу выгоревших ядер $N_{\text{выг}}$ за тот же промежуток времени: $\text{КВ}(\text{КК}) = N_{\text{вт}}/N_{\text{выг}} \approx \Delta m_{\text{вт}}/\Delta m_{\text{выг}}$. Поскольку массовые числа выгоревшего и вторичного топлива очень близки, то КВ определяется просто соотношением масс наработанного $\Delta m_{\text{вт}}$ и выгоревшего топлива $\Delta m_{\text{выг}}$. Причем в массу выгоревшего топлива входит и масса выгоревшего вторичного топлива.

Для реакторов ВВЭР величина КВ может достигать значений 0.5-0.6, для тяжеловодных и уран-графитовых реакторов КВ достигает значений 0.7-0.8. Для реакторов на тепловых нейтронах максимальный КВ может быть достигнут при использовании ториевого топливного цикла (КВ от 1.05 до 1.1). Абсолютный максимальный КВ возможен в реакторах на быстрых нейтронах, однако тема

воспроизводства ядерного топлива выходит за рамки настоящего пособия. Здесь только нужно обратить внимание на то, что при уменьшении водно-топливного отношения растёт не только поглощение нейтронов при замедлении, но и наработка плутония как вторичного топлива. Данное явление частично компенсирует потерю нейтронов и ужесточение спектра тепловых нейтронов в топливной решетке, и тем самым влияет на значение оптимального водно-топливного отношения, сдвигая его в меньшую сторону по сравнению со значением для свежего невыгоревшего топлива.

С явлением частичного воспроизводства топлива за счет наработки плутония из урана-238 связана такая характеристика динамики изотопного состава при выгорании, как спектральная история выгорания [12]. Представим себе, что в начале пребывания топлива в активной зоне существенным образом удалось повысить долю быстрых и резонансных нейтронов (например, за счет ухудшения замедления в воде), а долю тепловых снизить в общем спектре нейтронов. Тогда заметно возрастает доля нейтронов деления на ^{238}U и доля захвата резонансных нейтронов в ^{238}U и увеличивается накопление вторичного топлива ^{239}Pu , а темп выгорания первичного топлива ^{235}U на тепловых нейтронах падает. В этом случае на момент длительного пребывания топлива в зоне (при большой глубине выгорания) размножающие свойства топливной решетки улучшаются, так как к этому моменту меньше выгорит первичного топлива и больше наработается вторичного топлива. Если в этот момент доля тепловых нейтронов возрастет, а доля быстрых уменьшится в общем спектре, то можно существенным образом улучшить утилизацию тепловых нейтронов за счет первичного и вторичного топлива в конце кампании. Изменение общего спектра нейтронов в течение полной кампании топлива за счет изменения естественных условий при перемещении ТВС в активной зоне называется спектральной историей выгорания топлива.

Таким образом, в те моменты кампании, когда ТВС обеспечивают генерацию нейтронов (>1), можно несколько ухудшить размножающие свойства топливной решетки за счет ужесточения общего спектра нейтронов, но создав при этом наилучшие условия для наработки ^{239}Pu и снижения темпа выгорания ^{235}U . В те моменты кампании, когда ТВС перестает обеспечивать генерацию ней-

тронов (<1), ухудшать размножающие свойства топливной решетки уже некуда. В этом случае желательно найти средства для улучшения размножающих свойств. Таким средством является смягчение общего спектра нейтронов (к примеру, за счет улучшения замедления нейтронов в воде). Описанное изменение спектра нейтронов при выгорании топлива является оптимальной спектральной историей выгорания топлива и называется спектральным регулированием выгорания топлива. Как достигнуть того, чтобы спектр нейтронов в активной зоне реактора ВВЭР монотонно смягчался, будет показано при рассмотрении оптимального топливного цикла в следующем разделе.

Помимо шлакования и частичного воспроизводства топлива происходит отравление активной зоны, т.е. процесс накопления короткоживущих нуклидов с высоким сечением поглощения тепловых нейтронов. Явление отравления и разотравления активной зоны ярко выражено только в реакторах на тепловых нейтронах. Говоря об отравлении, имеют в виду накопление ядер ^{135}Xe и ^{149}Sm . Можно выделить четыре особенности, характерные для отравления реактора каким-либо из этих изотопов:

- очень большое сечение поглощения тепловых нейтронов (на 3–5 порядков больше, чем для обычных шлаков);
- быстрое достижение равновесной концентрации (для ^{135}Xe оно наступает через 30–40 ч, для ^{149}Sm – через 8–10 сут.);
- увеличение отравления после остановки ядерного реактора (йодная яма, прометиевый провал);
- временное увеличение или уменьшение реактивности ρ , обусловленное изменением концентрации ^{135}Xe и ^{149}Sm после изменения мощности реактора, и связанные с этим колебания локальной мощности в активной зоне (период этих колебаний составляет 25–30 ч).

Несколько слов о явлениях в реакторе ВВЭР, связанных с отравлением самарием ^{149}Sm . Все эти явления больше связаны с вопросами экономичности эксплуатации, чем с вопросами безопасности, и то скорее для реакторов BWR (кипящих реакторов), где не используется борная кислота в воде. Время полураспада прометия, из которого возникает самарий, составляет величину, равную не-

скольким суткам. Равновесная концентрация самария в стационарном режиме на мощности не зависит от нейтронного потока. Это означает, что всякие быстрые изменения уровня мощности (меньше суток) не затрагивают существенного изменения концентрации ^{149}Sm и не влияют на изменение реактивности реактора за счет самария. Поэтому при рассмотрении различных аварийных ситуаций, развивающихся как правило за время гораздо меньшее суток, можно пренебречь динамикой самария. Единственное, на что нужно обратить внимание, это как можно попасть в «прометиевую яму» при эксплуатации ЯЭУ с ВВЭР-1000. Ниже дано описание явления «прометиевой ямы» для реактора ВВЭР.

Полная топливная кампания реактора состоит из частичных кампаний, которые по времени обычно совпадают с календарным годом или чуть меньше (290–350 сут.). После завершения частичной кампании происходит останов реактора и перегрузка топлива. Время между перегрузками бывает разным: от 10 до 50 сут. Если время между перегрузками достигает 50 сут., то отрицательная реактивность, которая вносится самарием в стационарный баланс нейтронов (около 0.5–0.6 %), увеличивается практически вдвое, что и называется «прометиевой ямой». Для реакторов ВВЭР попадание в прометиевую яму становится актуальным только в конце кампании, при полном выводе борной кислоты из воды и аварийном останове, из которого нужно вернуться на прежнюю мощность. В случае останова длительностью больше 50 сут., отрицательная реактивность, вносимая самарием в полную реактивность реактора, становится равной 1–1.2 %. При отсутствии борной кислоты в воде нечем компенсировать недостаток в реактивности порядка 0.5–0.6 %. Поэтому не удастся вернуться на прежнюю мощность реактора. Для того чтобы компенсировать отрицательную реактивность 0.5–0.6 % для типовой загрузки топлива ВВЭР-1000, нужно или иметь возможность вывести из воды 0.4 г/кг борной кислоты, или поднять мощность реакторной установки до значения на 20 % ниже, чем прежняя мощность перед остановом реактора. Если причины останова ликвидированы за время, меньшее одних суток, то никаких проблем вернуться на прежнюю мощность не будет.

В отличие от самария отравление ксеноном играет существенную роль в балансе реактивности и в управлении реактора. Вклад в полную реактивность реактора довольно заметен: 2–3 % на стационарном режиме при удельной мощности активной зоны порядка 100 кВт/л. Причем, значение стационарного отравления достигается довольно быстро: за 40–50 ч. Времена полураспада ядер йода, которые являются основным поставщиком ядер ксенона, и самих ядер ксенона составляют величины, не превышающие 10 ч. Поэтому изменения концентрации ^{135}Xe и соответственно реактивности реактора могут происходить в течение нескольких часов, т.е. за время вполне соизмеримое со временем переходных режимов реактора с одного значения мощности на другое. При этом наблюдается нестационарное отравление активной зоны ксеноном, которое может быть как больше величины стационарного отравления при текущем значении мощности, так и меньше. Как и в случае с «прометиевой ямой», так и при отравлении ксеноном наблюдается явление так называемой «йодной ямы». Только явление «йодной ямы» может возникать в практике ВВЭР гораздо чаще, чем явление «прометиевой ямы», и последствия попадания реактора в «йодную яму» намного серьезнее.

Данное явление заключается в следующем. При номинальной мощности концентрация йода определяется уровнем номинальной мощности. При быстром останове реактора (от секунды до часа) и понижении нейтронной мощности до нуля ксенон перестает выжигаться нейтронами, а йод продолжает поставлять его ядра. В этом случае концентрация ксенона существенно увеличивается при выдержке в течение 4–8 ч реактора при нулевой нейтронной мощности. Отрицательная реактивность, вносимая ксеноном в общий баланс нейтронов, составляет величину от 2 до 3 %. Описанное увеличение реактивности по сравнению с реактивностью, определяемой равновесным значением ксенона на пониженной мощности реактора, называется «йодной ямой». Глубина «йодной ямы» равна разнице между реактивностью, вносимой неравновесным ксеноном, и реактивностью, определяемой равновесным ксеноном при пониженной мощности (при нулевой мощности нулевая реактивность от ксенона). При наличии такой большей по модулю от-

рицательной реактивности, как это случается при останове реактора в конце кампании, когда весь бор выведен из теплоносителя, не удастся вывести реактор на номинальную мощность в течение суток, пока не распадется накопившийся ксенон. В реакторах типа BWR и реакторах, предназначенных для атомных станций теплоснабжения (в России АСТ построены в Нижнем Новгороде и Воронеже, в Нижнем Новгороде станция закрыта, а в Воронеже законсервирована), борная кислота не используется для компенсации избыточной реактивности. Поэтому знание глубины «йодной ямы» в течение всей кампании реактора становится очень важным. Значение глубины «йодной ямы» входит в число основных проектных показателей конструкции активной зоны. Особенно он важен при использовании водо-водяных реакторов в маневренном режиме при суточном регулировании мощности.

В каждом переходном режиме при изменении мощности с номинального значения на меньшее (при различных нарушениях в работе оборудования, речь о которых пойдет позже) может наблюдаться явление «йодной ямы». Только ее глубина может быть различной в зависимости от уровня меньшей мощности, на которую переходит реактор с номинальной мощности.

В первую очередь, эффект отравления ксеноном (а также глубина «йодной ямы») зависит от величины потока тепловых нейтронов в топливе, т.е. чем выше поток, тем больше отравление ксеноном и тем больше потеря нейтронов в реакторе за счет ксенона. Вследствие этого эффект отравления выше в конце кампании и при большой мощности, так как тепловой поток нейтронов существенно возрастает при большом выгорании топлива ($\Sigma_f \approx \text{const}$ в течение кампании, при выгорании Σ_f падает, а нейтронный поток ϕ растет). Эффект отравления активной зоны измеряется в долях реактивности, приходящейся на поглощение тепловых нейтронов ксеноном, относительно нулевой реактивности, состоящей из полного запаса реактивности, который уравнивается разными отрицательными эффектами. Далее, когда будем говорить о величине эффекта отравления, будем иметь в виду долю реактивности, приходящуюся на этот эффект в общем балансе реактивности.

На рис. 1.8–1.11 для наглядности приведены результаты расчетов эффектов отравления ксеноном по основной программе расчетного сопровождения БИПР-7А для 16-й топливной загрузки 2-го блока Калининской АЭС [13] в разные моменты кампании и на разных уровнях мощности. О программах расчетного сопровождения эксплуатации ВВЭР и о других расчетных программах и комплексах речь пойдет ниже.

На рис. 1.8 и 1.9 показаны зависимости величины реактивности от времени, вносимой отравлением ксеноном при выходе реактора на разный уровень мощности в разные моменты кампании для 16-й топливной загрузки Калининской АЭС. Данная картина типична для всех топливных загрузок ВВЭР-1000 (может только меняться величина реактивности на $\pm 1\%$). На этих рисунках демонстрируется утверждение о том, что величина реактивности, определяющая стационарное отравление ксеноном, увеличивается с возрастанием мощности и глубины выгорания топлива.

На рис. 1.10 и 1.11 демонстрируется на примере 16-й топливной загрузки Калининской АЭС, как глубина йодной ямы зависит от уровня мощности, с которого реактор переходит на нулевую мощность. Видно, что к концу кампании заметно увеличивается отравление ксеноном активной зоны при останове реактора. Время, за которое достигается максимальное отравление (от $-2,0$ до $-2,5\%$), равно 8 ч. Далее наблюдается увеличение реактивности за счет распада ксенона, так как при нулевой мощности отсутствует йодисточник ксенона. При полном распаде ксенона достигается максимальная реактивность реактора, примерно на одном уровне (около $+2\%$), независимо от момента кампании и уровня мощности, с которого происходил останов реактора.

Расчеты значений реактивности, показанных выше, проводились по стационарным программам без моделирования реальной ситуации на АЭС, связанной с быстрым вводом ОР СУЗ в активную зону. При моделировании реальной ситуации, связанной со срабатыванием АЗ, характер зависимости реактивности от времени не изменится за исключением начального участка по времени. На этом участке наблюдается ввод большой отрицательной реактивности за счет ОР СУЗ и некоторое увеличение реактивности за счет срабатывания отрицательных обратных связей по мощности.

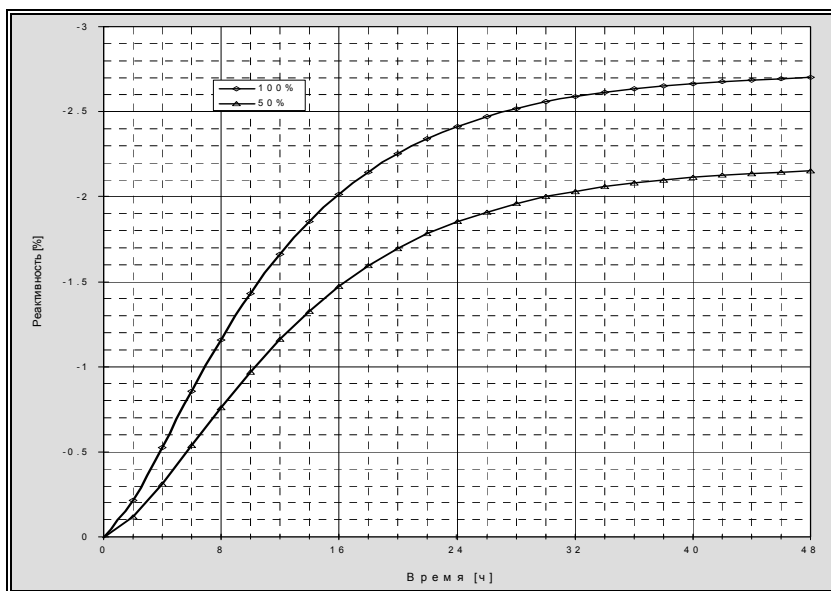


Рис.1.8. Отравление Xe-135 при выходе на разные уровни мощности на начало кампании

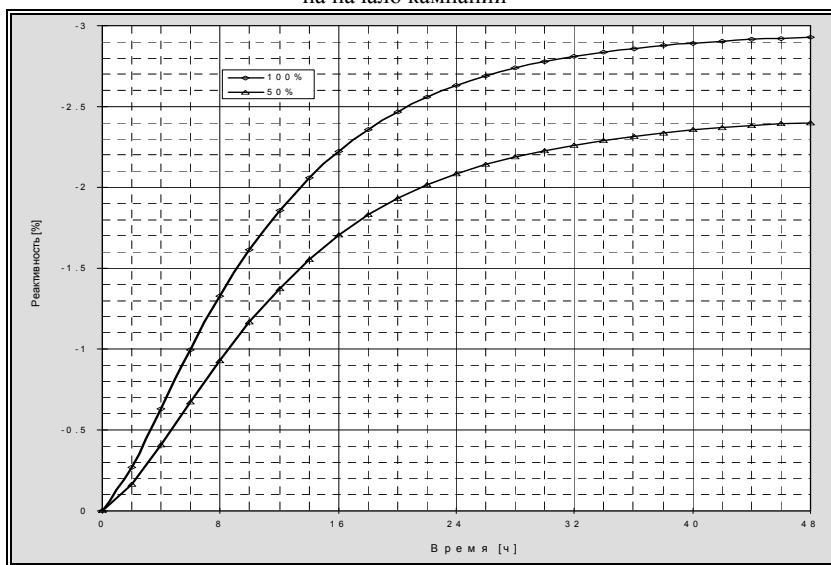


Рис. 1.9. Отравление Xe-135 при выходе на разные уровни мощности конец кампании

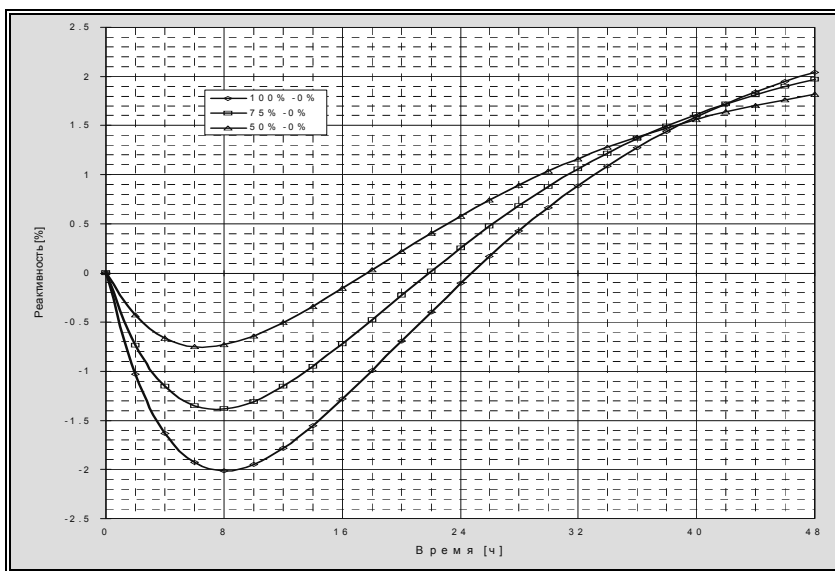


Рис. 1.10. Отравление Xe-135 при переходе с разных уровней мощности на мощность 0 % от номинальной на начало кампании

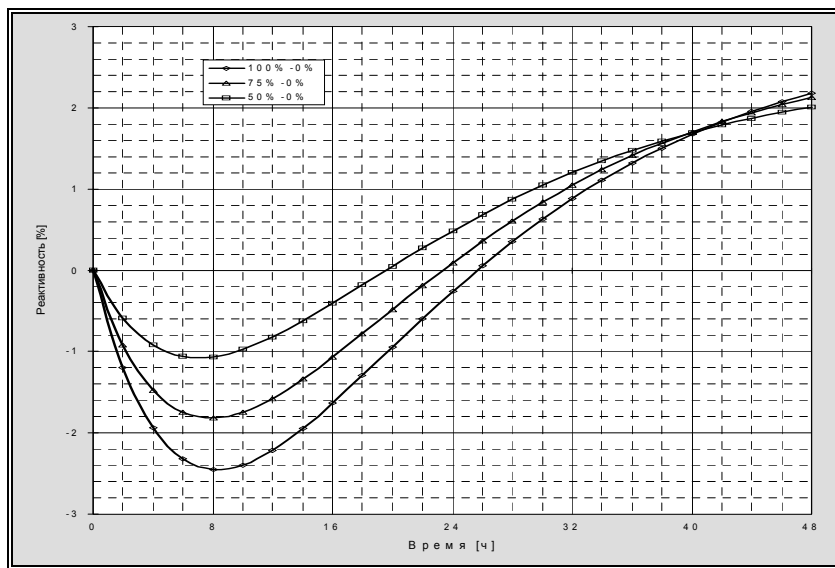


Рис. 1.11. Отравление Xe-135 при переходе с разных уровней мощности на мощность 0 % от номинальной на конец кампании

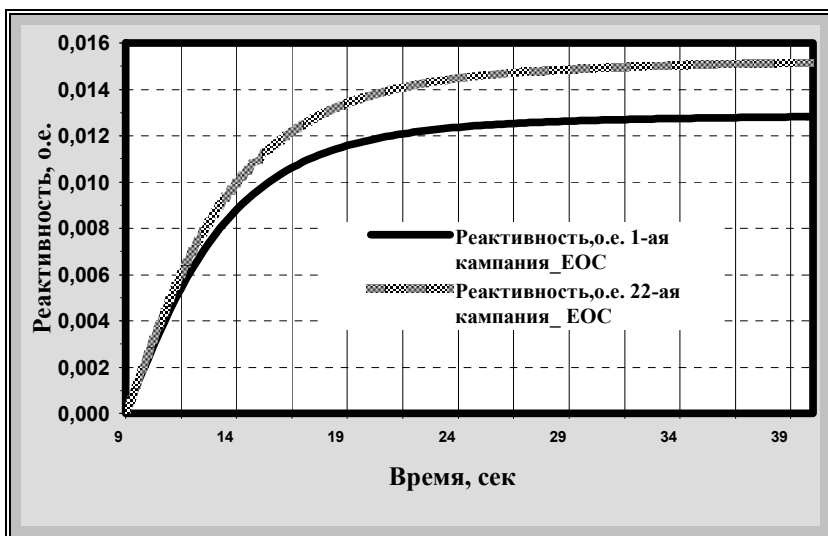


Рис. 1.12. Поведение относительной реактивности во времени после сброса ОР СУЗ при срабатывании мощного эффекта реактивности для 1-й и 22-й кампаний 2-го блока КЛН-АЭС

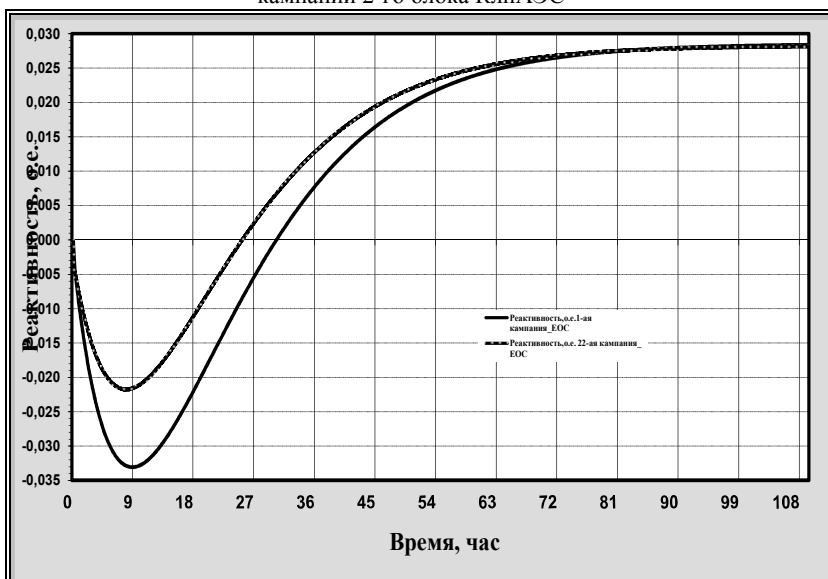


Рис. 1.13. Поведение относительной реактивности во времени после сброса ОР СУЗ при попадании реактора в «йодную яму» и выходе из нее для 1-й и 22-й кампаний 2-го блока КЛН-АЭС

На рис 1.12 и 1.13 показаны результаты расчетов значений реактивности для 1-й топливной загрузки 3-го блока и 16-й топливной загрузки 2-го блока в конце кампании в зависимости от времени, полученные при моделировании сброса АЗ по нестационарному комплексу «ПРОСТОР» [14]. Программный комплекс «ПРОСТОР» разработан в НИЯУ МИФИ и поставлен в УТП и ЯФЛ Калининской и Ростовской АЭС для решения различных задач расчетного сопровождения эксплуатации и проведения обучения оперативного персонала станций. Обращает на себя внимание тот факт, что глубина «йодной ямы» для 1-й топливной загрузки заметно больше по сравнению с глубиной «йодной ямы» для 16-й топливной загрузки, а мощностной эффект реактивности меньше. Из графиков можно определить, что максимальное отравление ксеноном для 1-й кампании 3-го блока составляет в долях реактивности 3 %, и 2.2 % – для 16-й топливной загрузки 2-го блока. Мощностной эффект реактивности для 1-й кампании 3-го блока составляет 1.2 % и 1.5 % – для 16-й кампании 2-го блока. На рис. 1.13 показана зависимость реактивности от времени на этапе распада ксенона, образовавшегося от распада йода. Величина доли реактивности при разотравлении активной зоны ксеноном также больше для 1-й кампании, чем для 16-й кампании.

Ниже в разделе, посвященном вопросам регулирования реактора, увидим, что устойчивость реактора ВВЭР-1000 по отношению к ксеноновым колебаниям локальной мощности в активной зоне определяется именно соотношением мощностного эффекта реактивности к глубине «йодной ямы» при переходе со стационарного уровня мощности на нулевую мощность.

В переходном режиме, связанном с возрастанием мощности, наблюдается временное высвобождение реактивности реактора (от минут до нескольких часов). Это происходит по причине того, что ксенон выжигается в увеличенном нейтронном потоке при неизменной концентрации йода в течение длительного времени.

Концентрация йода начнет заметно меняться только через 6–7 ч, и достигнет своего равновесного значения при повышенной мощности только через 12–14 ч.

В любом динамическом режиме, связанном с изменением мощности, возникает рассогласование между равновесной концентра-

цией ^{135}Xe при текущем значении мощности и неравновесным значением концентрации ксенона в текущий момент времени. Данное рассогласование является причиной возникновения колебаний локальной и интегральной мощности реактора. В практике ВВЭР чаще всего возникают колебания локальной мощности и преимущественно высотные колебания при сохранении интегральной мощности.

Разберем подробно механизм возникновения высотных колебаний локальной мощности. Как правило, быстрое изменение мощности достигается перемещением поглощающих стержней, входящих в состав органа регулирования (ОР), с изменением их высоты извлечения (или глубины погружения) в активной зоне.

При этом происходит перестройка распределения нейтронной мощности по высоте зоны, что приводит помимо изменения интегральной мощности реактора к изменению локальной мощности (наиболее существенному по высоте активной зоны).

На рис. 1.14 показаны высотные профили нейтронной мощности в активной зоне для типовой загрузки реактора ВВЭР-1000 в исходном состоянии зоны (А) и после погружении одной из групп ОР СУЗ (В). При погружении группы поглотителей в зону создаются предпосылки для переизбытка ксенона в нижней половине зоны, где происходит увеличение локальной мощности. При выдержке положения поглотителей в таком положении, как показано на рис. 1.14,В), в течение 3–4 ч в нижней половине образуется заметно больше ядер йода (прямо пропорционально локальной мощности), которые не успевают за это время превратиться в ядра ^{135}Xe . В верхней половине активной зоны уменьшается локальная нейтронная мощность, меньше образуется ядер йода и создаются предпосылки для недостатка ядер ксенона по сравнению с равновесным их количеством в исходном положении ОР СУЗ.

Если через 3–4 ч нужно вернуть группу ОР СУЗ в исходное положение, то образуется переизбыток ксенона в нижней половине зоны и его недостаток в верхней половине по сравнению с равновесным распределением ядер ксенона при текущем положении высотного профиля нейтронной мощности (показанном на рис. 1.15). Такой профиль получается потому, что размножающие свойства топливной решетки в верхней половине улучшаются, а в

нижней половине ухудшаются. Возникший разбаланс в локальной концентрации ксенона и локальной реактивности по высоте активной зоны становится основной причиной начала аксиальных ксеноновых колебаний.

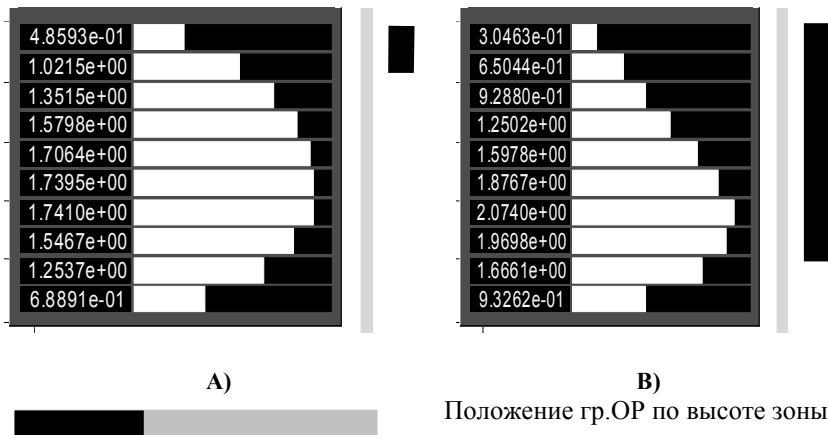


Рис. 1.14. Схематическое изображение перестройки высотного профиля нейтронной мощности при погружении группы поглотителей в активную зону: А) исходное состояние при равновесном отравлении активной зоны ксеноном. В) состояние после частичного погружения гр. ОР СУЗ и выдержки в течение 2 ч

Колебания локальной мощности могут быть затухающими или нет, переходя в устойчивые автоколебания. Период этих колебаний составляет величину порядка 25–30 ч, а амплитуда колебаний может быть различной. Все зависит от величины начального разбаланса между неравновесными значениями локальной реактивности в текущий момент времени и их равновесными значениями при текущем значении локальной мощности.

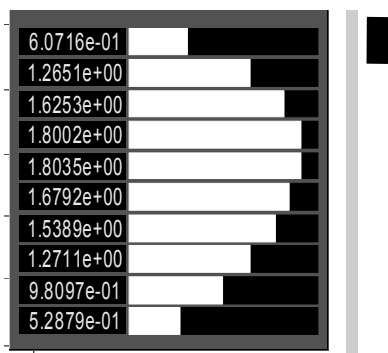


Рис.1.15. Схематическое изображение перестройки высотного профиля нейтронной мощности при извлечении группы поглотителей из активной зоны после ее выдержки

Чем выше этот разбаланс, тем выше амплитуда ксеноновых колебаний. Для обеспечения устойчивости реактора по отношению к ксеноновым колебаниям локальной и интегральной мощности необходимо как можно больше увеличить по модулю температурный эффект реактивности (это достигается в частности увеличением уран-водного отношения). К примеру, при использовании тесных топливных решеток в реакторах ВВЭР ксеноновые колебания возникнуть не могут. Увеличение мощностного и температурного (по модулю) эффекта реактивности должно быть таковыми, чтобы они в сумме превышали глубину локальной «йодной ямы», образующейся при локальном уменьшении нейтронной мощности в активной зоне. Для аргументации вышесказанного приведем простые соображения. Там, где локальная мощность меньше по причине переизбытка ксенона, возникает заметный положительный эффект локальной реактивности (и тем больше, чем теснее топливная решетка и выше обогащение топлива). Наоборот, там, где локальная мощность выше из-за недостатка ксенона, возникает отрицательный эффект локальной реактивности. Если величины локальных эффектов реактивности по модулю больше глубины «йодной ямы» (или величины разотравления) при изменении мощности реактора, то такая конструкция активной зоны устойчива по отношению к возникновению ксеноновых колебаний.

Подробно об условиях обеспечения устойчивости реактора по отношению к ксеноновым колебаниям всякого рода (интегральной мощности, радиальным, азимутальным и аксиальным колебаниям локальной мощности) речь пойдет в разделе, посвященном регулированию реактора и особенностям переходных режимов в реакторе ВВЭР-1000. Здесь же только необходимо отметить, что физические особенности реактора ВВЭР, касающиеся ксеноновых процессов в активной зоне, требуют соответствующих технических решений для конструкции ТВС уже на стадии проектирования: увеличение обогащения топлива и снижение водно-топливного отношения. Причем данные технические решения напрямую связаны с обеспечением безопасности ЯЭУ при эксплуатации и реализуют принципы внутренней безопасности и самозащищенности реактора.

1.4. Оптимизация топливного цикла и выбор оптимального состава тепловыделяющей сборки

Активная зона ВВЭР-1000 составлена из тепловыделяющих сборок (ТВС) шестигранной формы, расположенных в активной зоне на гексагональной сетке с шагом 236 мм (для PWR из квадратных ТВС – на квадратной сетке с шагом 208 мм). Число ТВС в зоне определяется их размером, мощностью ЯЭУ и размером корпуса реактора. В свою очередь, размер корпуса реактора определяется во многом его транспортабельными свойствами по железной дороге в нашей стране и ограничен сверху. При формировании облика активной зоны главным является определение размеров и материального состава тепловыделяющей сборки (ТВС) и тепловыделяющих элементов (твэл) в ней. Максимальный размер ТВС ограничен требованиями по ядерной безопасности по недопустимости возникновения критической массы в одной ТВС, а минимальный – экономическими соображениями (чем крупнее ТВС, тем дешевле активная зона). В ходе различных исследований для реактора ВВЭР-1000 была выбрана ТВС с шагом под ключ на гексагональной сетке, равным 234 мм (в западных аналогах шаг под ключ на квадратной сетке равен величине порядка 205 мм). Для реактора ВВЭР-1000 достаточно 163 ТВС указанного размера. На рис. 1.5 и 1.6 показаны конфигурации активной зоны и ТВС ВВЭР-1000.

Тепловыделяющая сборка (ТВС) ВВЭР-1000 в общем случае состоит из регулярной решетки топливных элементов (твэлов) представляющих собой топливо из двуокиси урана, содержащего кислород, уран²³⁸U (95–99 %) и уран²³⁵U (1–5 %). Часть твэлов замещена на не топливные элементы, которыми могут быть трубки под поглощающий элемент органа СУЗ или стержни с выгорающим поглотителем. На рис. 1.16 показаны схематически основные элементы ТВС.

С учетом рассмотренных выше особенностей замедления и термализации нейтронов в реакторах на тепловых нейтронах разберем детально поведение величин μ , ϕ и Θ при размещении блокированного топлива в воде. При увеличении шага размещения твэлов $h_{\text{твэл}}$ в ТВС, уменьшается доля нейтронов деления на ²³⁸U и уменьшается величина μ , увеличиваются замедляющая способность

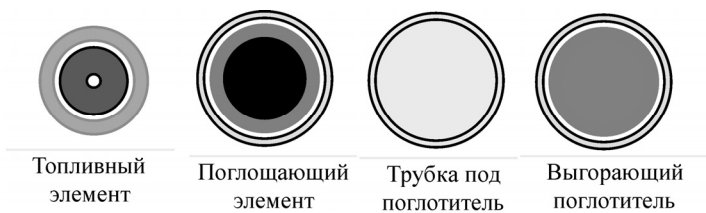


Рис. 1.16. Схематическое изображение конструктивных элементов ТВС

среды и резонансный захват нейтронов в ^{238}U с общим возрастанием величины ϕ , но уменьшается, как правило, коэффициент теплового использования нейтронов. При увеличении диаметра твэлов (с фиксацией шага $h_{\text{ТВЭЛ}}$) резонансный захват нейтронов, в целом, уменьшается (за счет увеличения энергетической самоблокировки в топливе), увеличивается доля нейтронов деления на ^{238}U и увеличивается коэффициент теплового использования нейтронов. Но при этом уменьшается замедляющая способность среды и увеличивается линейная нагрузка на твэл, что также считается нежелательным. Зависимости размножающих свойств от шага $h_{\text{ТВЭЛ}}$ и диаметра твэла могут быть сведены к одному параметру: водно-топливному отношению, определение которого дано выше. Компромисс между замедлением быстрых нейтронов, использованием тепловых нейтронов, резонансным захватом и делением на ^{238}U с учетом наработки ^{239}Pu приводит к оптимальному водно-топливному отношению. Оптимальное отношение определяется из максимальной времени пребывания топлива в активной зоне при минимально возможной массе топлива и определяется определенным функционалом от величины $\mu\phi\Theta$. Вид функционала определен ниже. Запишем стационарное уравнение переноса нейтронов в однорупповом (по энергии) диффузионном приближении при обеспечении критичности реактора:

$$-D\Delta\Phi + \Sigma_a\Phi = \nu\Sigma_f\Phi, \quad (1.4)$$

где Φ — нейтронный поток; D — коэффициент диффузии нейтронов; Σ_a — макросечение поглощения нейтронов; $\nu\Sigma_f$ — макросечение генерации нейтронов.

Выделим в активной зоне ТВС с 1-м, 2-м, ..., k -м годом пребывания. В каждой группе число ТВС одинаково. Проинтегрируем

каждую выделенную группу ТВС по объёму зоны. Каждая проинтегрированная группа ТВС имеет свой средний поток нейтронов и среднюю глубину выгорания топлива. В каждой группе ТВС возможна утечка нейтронов из зоны. Торцевая утечка нейтронов практически для всех ТВС одинакова и составляет величину не большую 1 % от общего числа нейтронов деления. Радиальная утечка для каждой группы ТВС разная. Для всех ТВС внутри активной зоны независимо от года пребывания в зоне утечка практически равна нулю. Для периферийных ТВС утечка составляет 12 % от общего числа нейтронов деления в них (эта оценка справедлива для общего числа ТВС 163). Будем считать, что для каждой периферийной ТВС доля утечки одинакова и составляет величину 12 % от нейтронов данной ТВС. Для упрощения дальнейших выкладок для каждой группы ТВС назначается утечка, равная значению 0.12, умноженному на долю периферийных ТВС в k -й группе выделенных ТВС.

С учетом сделанных допущений просуммируем проинтегрированные члены уравнения по объёму выделенных групп ТВС и запишем следующее уравнение критичности:

$$\begin{aligned} \sum_{k=1}^K \overline{\Phi_k} \overline{v\Sigma_{fk}} - \overline{\Phi_k} \overline{\Sigma_{ak}} (1 + P_{lk}) &= \sum_{k=1}^K Kq_k \left(1 - \frac{1 + P_{lk}}{K_{\text{inf}}(Bn_k)}\right) = 0, \\ \sum_{k=1}^K Kq_k \left(1 - \frac{1 + P_{lk}}{K_{\text{inf}}(Bn_k)}\right) &= \sum_{k=1}^K Kq_k \frac{1 + P_{lk}}{K_{\text{inf}}(Bn_k)} \left(\frac{K_{\text{inf}}(Bn_k)}{1 + P_{lk}} - 1\right) = 0, \end{aligned} \quad (1.5)$$

где $\overline{\Phi_k}$ – усредненный по k -й группе ТВС нейтронный поток;
 $\overline{v\Sigma_{fk}}$ – усредненное по k -й группе ТВС макросечение; $\overline{\Sigma_{ak}}$ – усредненное по k -й группе ТВС макросечение поглощения; P_{lk} – доля нейтронов, потерянных за счет утечки из k -й группы ТВС; Kq_k – коэффициент неравномерности мощности k -й группы ТВС:
 $\sum_{k=1}^K Kq_k = K$; Bn_k – средняя глубина выгорания топлива в k -й группе ТВС, простоявшей в зоне k лет;

$$Bn_k = \sum_{i=1}^k \Delta Bn_i, \quad \Delta Bn_i = \frac{Kq_i N_0 \Delta T}{M_U};$$

N_0 – номинальная мощность активной зоны (для ВВЭР-1000 – 3000 МВт); M_U – масса урана в k -й группе ТВС (практически одинакова для всех групп ТВС); ΔT – длительность календарного года (от 300 до 360 сут.), для каждой загрузки величина постоянная; ΔBn_k – изменение глубины выгорания за k -й календарный год.

Перепишем уравнение (1.5) в виде:

$$\sum_{k=1}^K Kq_k \frac{K'_{\text{inf}}(Bn_k) - 1}{K'_{\text{inf}}(Bn_k)} = \sum_{k=1}^K Kq_k \frac{\Delta K'_{\text{inf}}(Bn_k)}{K'_{\text{inf}}(Bn_k)} = 0; \quad (1.6)$$

$$K'_{\text{inf}}(Bn_k) = \frac{K_{\text{inf}}(Bn_k)}{1 + P_{lk}}, \Delta K'_{\text{inf}}(Bn_k) = K'_{\text{inf}}(Bn_k) - 1.$$

Физический смысл уравнения (1.6) заключается в том, что часть групп ТВС из K выделенных групп, обладающих надкритичностью, уравнивает оставшуюся часть подкритичных ТВС с выгоревшим топливом. Задача оптимизации заключается в определении максимальной величины Bn_K при целом K . При решении этой задачи ограничивающим фактором является предельная тепловая нагрузка на топливный элемент ($q_l < 450$ Вт/см для ВВЭР-1000). Таким образом, варьируя водно-топливное отношение при разной степени блокирования топлива (разный диаметр топливной таблетки d_{mon}), можем определить оптимальные водно-топливное отношение и диаметр топливной таблетки. Для каждого обогащения топлива подпитки (топливо подпитки – это загружаемые ТВС во время перегрузки в зону с одним и тем же базовым обогащением уранового топлива) оптимальные значения разные. Однако многочисленные исследования показали, что максимальная глубина выгорания топлива достигается при оптимальных параметрах топливной решетки для максимально разрешенного обогащения топлива подпитки. Причем, для обогащений топлива 4.4–4.8 % по ^{235}U оптимальными параметрами топливной решетки являются следующие: $h_{\text{ТВЭЛ}} = 1.27\text{--}1.28$ см, $d_{\text{mon}} = 0.75\text{--}0.77$ см, $\omega = 2.0$.

Долгое время считалось, что оптимальным водно-топливным отношением для обогащений до 4.3 % является величина, равная 2.4–2.5 (примером тому являются конструкции ТВС для PWR, где $\omega = 2.4$). Однако при увеличении обогащения топлива увеличивается срок пребывания топлива в зоне, за который удастся наработать

больше плутония и использовать его как вторичное топливо. При небольшом затеснении топливной решетки (увеличивается количество ТВЭЛ в одной ТВС) увеличивается доля вторичных нейтронов деления за счет реакции деления на ^{238}U . При этом удастся увеличить количество топлива в зоне, не меняя число и размер ТВС, и снизить тепловую нагрузку на топливо, а это уже вопрос повышения безопасности и надежности конструкции активной зоны. Другими словами, можно сказать, что для конструкции ТВС реактора ВВЭР-1000 стратегия совершенствования топливного цикла за счет повышения обогащения топлива является более экономичной и безопасной, чем для ТВС реактора PWR (редкое исключение, когда безопасность конструкции повышается вместе с повышением экономичности использования топлива). Есть ещё ряд практических аргументов, по которым водно-топливное отношение $\omega = 2.0$ становится предпочтительней, чем $\omega = 2.4$. На них остановимся позже в разделах, посвященных управлению реактором и реакторной установкой (РУ).

Для иллюстрации вышесказанного (по поводу уменьшения оптимального водно-топливного отношения при увеличении обогащения топлива) построим зависимости величины K_{inf} от глубины выгорания для ТВС с 3 % и 4.4 % обогащения топлива по ^{235}U при водно-топливных отношениях 2.0 и 2.4 (данные зависимости построены на рис. 1.17). Поскольку в практике ВВЭР используется конечное число перегрузок топлива за полную кампанию, то нужно построить зависимость от глубины выгорания, учитывая тот факт, что начало координат по оси X совпадает со значением глубины выгорания, соответствующего средней энерговыработке реактора между частичными перегрузками топлива. Для ВВЭР-1000 средняя длительность работы реактора между перегрузками составляет около 300 эффективных суток. Эффективными сутками называют следующую величину $\Delta T_{\text{эфф}}$:

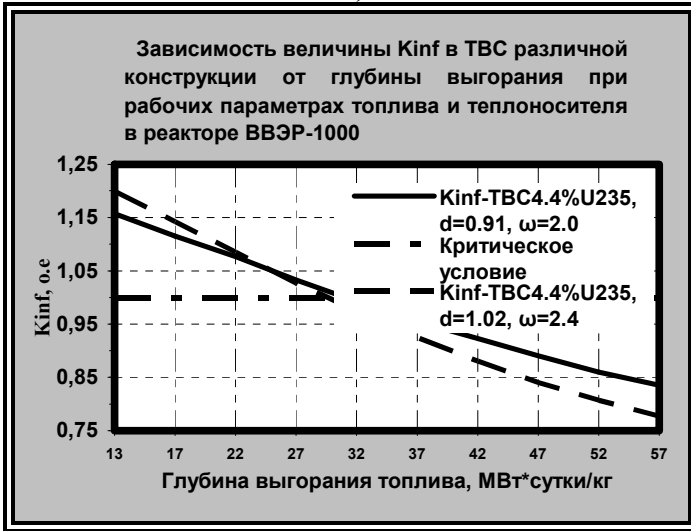
$$\Delta T_{\text{эфф}} = \frac{W_{\text{real}}}{W_{\text{nom}}} \times \Delta T,$$

где W_{real} – истинное значение тепловой мощности реактора в данный момент времени, ΔT – одни сутки, W_{nom} – номинальное значение тепловой мощности реактора.

Для действующих реакторов ВВЭР-1000 масса топлива в зоне составляет величину от 64000 до 68000 кг металлического урана ($^{238}\text{U} + ^{235}\text{U}$), а номинальное значение мощности равно 3000 МВт. Если пренебречь неравномерностью энерговыделения ($Kq=1$) в зоне, то средняя энерговыработка между перегрузками равна 13 МВт·сут./кг. Таким образом, начало координат для построения графика зависимости K_{inf} от глубины выгорания принимается равным 13. Предполагая, что в каждой выделенной группе ТВС с k -м годом перегрузки глубина выгорания равна $13k$, можно графически оценить максимальную глубину выгорания для каждой построенной зависимости. Из рис. 1.17, В видно, что для ТВС с 3 % обогащением топлива и водно-топливным отношением 2.4 (как в PWR) глубина выгорания выгружаемого топлива достигает 35 МВт·сут./кг, а для ТВС с 3 % обогащением топлива и водно-топливным отношением 2.0 (как в ВВЭР-1000) – 30 МВт·сут./кг. Из рис. 1.17, А видно, что для ТВС с 4.4 % обогащением топлива и водно-топливным отношением 2.4 (как в PWR) глубина выгорания выгружаемого топлива достигает 42 МВт·сут./кг, а для ТВС с 4.4 % обогащением топлива и водно-топливным отношением 2.0 (как в ВВЭР-1000) – 47 МВт·сут./кг. Проведенные оценки показывают, что при повышении обогащения топлива подпитки до 4.4–4.8 % конструкция ТВС реактора ВВЭР-1000 является, с точки зрения экономических показателей, более оптимальной, чем конструкция ТВС реактора PWR.

Если внимательно взглянуть на формулу (1.6), то можно увидеть, что увеличение коэффициентов неравномерности мощности ТВС Kq , обладающих надкритичностью, и соответственно уменьшение Kq для ТВС с подкритичностью, приводит к увеличению глубины выгорания топлива. Т.е. можно увеличить длительность времени между перегрузками или увеличить число перегрузок (если удастся, то можно и то, и другое). Естественно, минимальными коэффициентами Kq обладают сильно выгоревшие ТВС, простоявшие в зоне не один год, и расположенные на периферии активной зоны (на эти ТВС приходится практически вся радиальная утечка нейтронов из зоны). Такое движение топлива в зоне при перегрузках называется схемами с малой утечкой нейтронов.

А)



В)

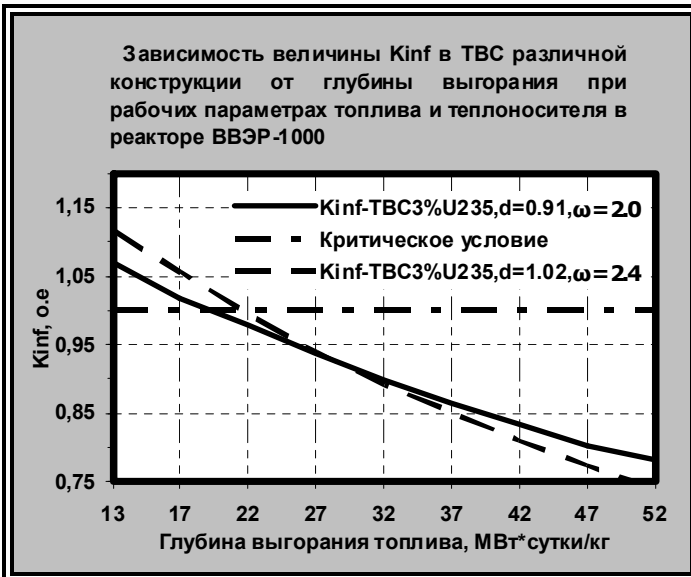


Рис. 1.17. Сопоставление запаса реактивности на выгорание топлива в активной зоне ВВЭР-1000 при использовании ТВС с обогащением 3 % и 4.4 % при разных значениях водно-топливного отношения ω :

А) ТВС с обогащением 4.4%; В) ТВС с обогащением 3 %

Иначе эти схемы в практике проектирования и эксплуатации реакторов называются схемами по принципу IN-IN...-OUT.

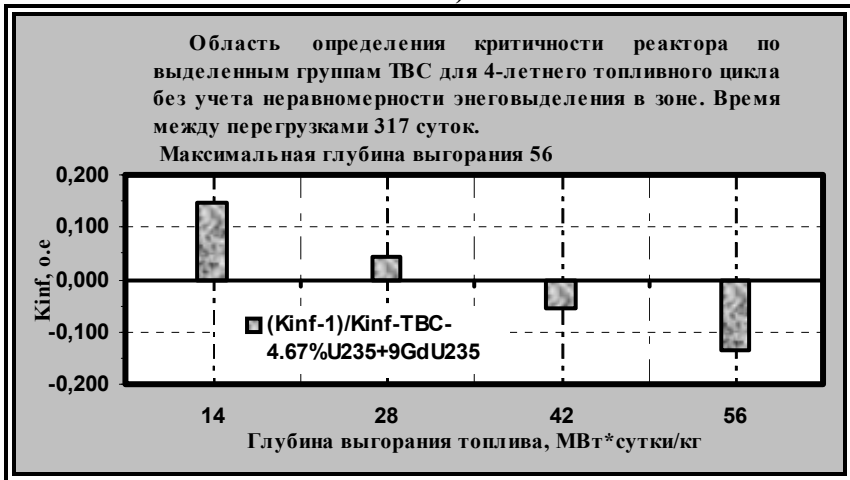
Для того чтобы более отчетливо и конкретно увидеть экономические преимущества схем перегрузок топлива по принципу IN-IN...-OUT, рассмотрим четырехлетний и пятилетний топливный цикл в реакторе ВВЭР-1000 на примере реальной конструкции ТВС с 4.67 % обогащением топлива, используемой уже сейчас в практике ВВЭР-1000. Используя формулу (1.6), построим гистограмму значений запасов реактивности в конце каждой кампании между частичными перегрузками до полной выгрузки отработавшего топлива. Значения запасов реактивности брались при номинальных параметрах эксплуатации реактора ВВЭР-1000 и стационарном отравлении топлива ксеноном и самарием. Из построенных гистограмм легко графическим образом оценить глубину выгорания выгружаемого топлива. На рис. 1.18,А и 1.19,А показана гистограмма баланса реактивности при отсутствии неравномерности мощности в ТВС по активной зоне. Глубина выгорания в этом случае достигает величины

56 МВт·сут./кг при четырехлетнем топливном цикле. Длительность между перегрузками топлива составляет 317 эффективных суток.

На рис. 1.18,А и 1.18,В показана гистограмма баланса реактивности при организации схемы перегрузок по принципу OUT-IN...IN, когда свежее топливо загружается на периферию активной зоны. Такая схема приводит к меньшим коэффициентам неравномерности мощности в ТВС по активной зоне и применялась в начальной стадии внедрения АЭС с ВВЭР-1000. Для расчетов принимались следующие коэффициенты неравномерности K_q : первый год – 0.90, второй – 1.25, третий – 1.05, четвертый – 0.90, пятый – 0.80. Глубина выгорания в этом случае достигает величины 64 МВт·сут./кг при пятилетнем топливном цикле. Длительность между перегрузками топлива составляет 294 эффективных суток.

На рис.1.19,А и 1.19,В) показана гистограмма баланса реактивности при организации схемы перегрузок по принципу IN-IN...OUT, когда свежее топливо загружается не на периферию активной зоны. Такая схема приводит к большим коэффициентам неравномерности мощности в ТВС по активной зоне и уже применяется в настоящее время на всех российских АЭС с ВВЭР-1000

A)



B)

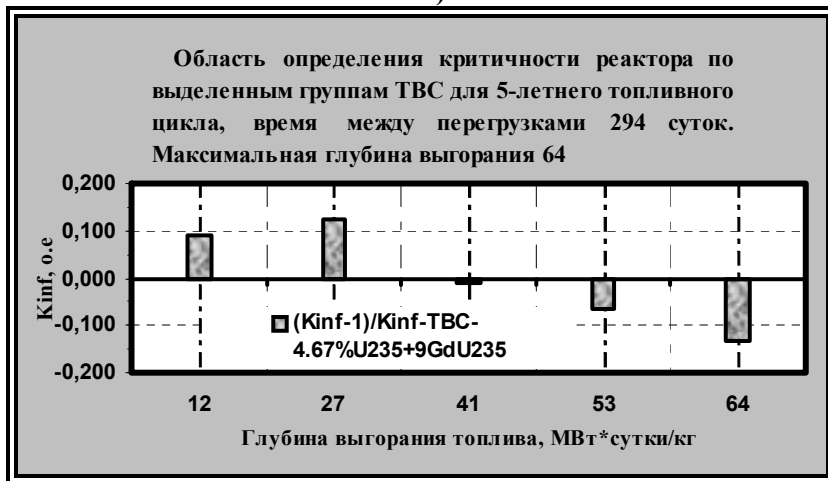


Рис. 1.18. Сопоставление глубины выгорания топлива, выгружаемого из активной зоны ВВЭР-1000 при использовании ТВС с обогащением 4.67%, и траектории размножающих свойств ТВС при перегрузках для случаев учета неравномерности энерговыделения и без его учета А – отсутствие учета неравномерности мощности в ТВС по активной зоне; В – с учетом неравномерности мощности в ТВС по активной зоне при схеме перегрузок по принципу OUT–IN...–IN

А)



В)



Рис. 1.19. Сопоставление глубины выгорания топлива, выгружаемого из активной зоны ВВЭР-1000 при использовании ТВС с обогащением 4.67%, и траектории размножающих свойств ТВС при перегрузках для случаев учета неравномерности мощности в ТВС и без его учета: А – отсутствие учета неравномерности мощности в ТВС; В – с учетом неравномерности мощности в ТВС при схеме перегрузок по принципу IN-IN.....OUT

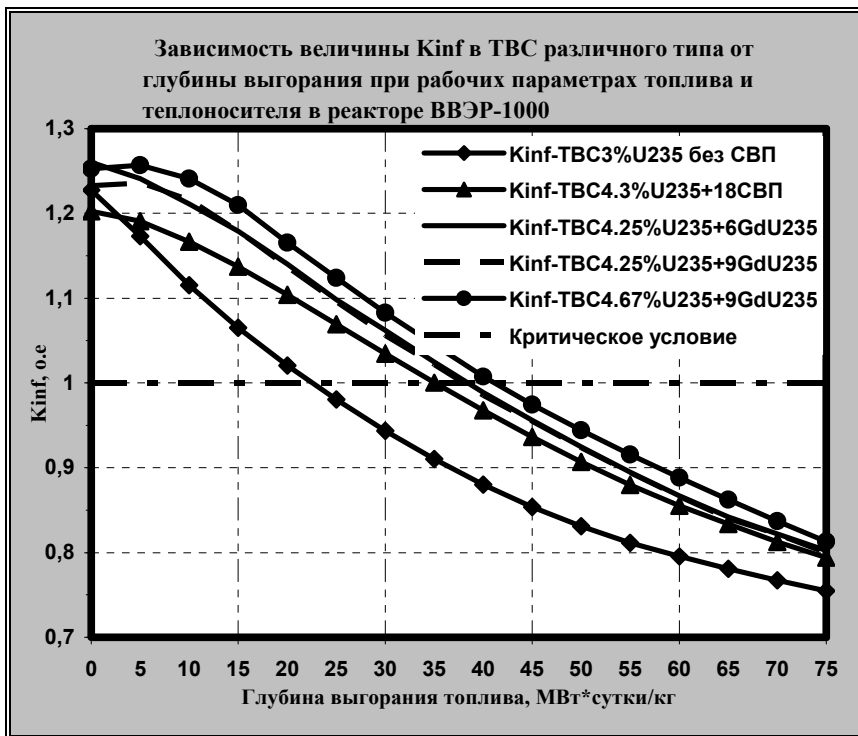


Рис. 1.20. Зависимость размножающих свойств топливной решетки от глубины выгорания топлива для различных конструкций ТВС с разным обогащением топлива

(на западных АЭС, надо признать, эта схема стала применяться гораздо раньше). Для расчетов принимались следующие коэффициенты неравномерности Kq : первый год – 1.40, второй – 1.20, третий – 1.00, четвертый – 0.80, пятый – 0.60. Глубина выгорания в этом случае достигает величины 72 МВт сут./кг при пятилетнем топливном цикле. Длительность между перегрузками топлива составляет 302 эффективных суток.

На рис. 1.20 показана практически вся история совершенствования топливного цикла за счет обогащения топлива подпитки и средств компенсации избыточной реактивности. Средства компенсации избыточной реактивности в начале были представлены борными выгорающими поглотителями ($^{10}\text{B}-\sigma_a = 4000$ барн, при

$E = 0.025$ Эв, $1 \text{ барн} = 10^{-24} \text{ см}^2$), а затем – топливными элементами (ТВЭГ), в которых урановое топливо смешано с элементом гадолинием, который является очень сильным поглотителем тепловых нейтронов ($\text{Gd}^{55} - \sigma_a = 10^6 \text{ барн}$). Данный элемент в течение первых 100 сут. выступает как поглотитель, а затем становится полноценным тепловыделяющим элементом, как и все остальные ТВЭЛ в топливной решетке.

В табл. 1.6 приведены значения длительности полных топливных кампаний по мере совершенствования ТВС за счет увеличения обогащения топлива и средств компенсации избыточной реактивности.

В первых промышленных проектах ВВЭР-1000 (302, 338 проекты) планировался и был реализован двухгодичный топливный цикл. Позднее на всех действующих и на вновь строящихся АЭС произошел переход на трехгодичный топливный цикл (320 проект). В настоящее время на действующих АЭС происходит переход с трехлетнего на четырехлетний топливный цикл, а позднее предполагается и переход на пятилетний цикл. На новых станциях сейчас планируется сразу использование четырехлетнего и пятилетнего топливных циклов.

Таблица 1.6

Длительности топливных кампаний и число перегрузок для различных конструкций ТВС с разным обогащением топлива

Наименование параметра	Среднее обогащение топлива подпитки + средства частичной компенсации избыточной реактивности			
	3.25%U235 без СВП	4.3%U235+ 18борных СВП	4.25%U235+ 9U235Gd ТВЭЛ	4.68%U235+ 9U235Gd ТВЭЛ
Длительность кампании при работе на мощности 3000 МВт, сут.	650	985	1275	1600
Число перегрузок за кампанию топлива, годы	2	3	4*	5**

* Частично достигнутые параметры на практике, ** проектные параметры на ближайшее будущее.

Важно отметить дополнительные преимущества такой схемы перегрузок топлива. Для выгоревшего топлива термомеханические свойства (пластичность, ползучесть, упругость и т.д.) существенно ухудшаются. Чем выше выгорание топлива в твэл, тем сильнее ухудшение этих свойств. Поэтому выгоревшее топливо должно находиться в более щадящем режиме, чем свежее топливо, т.е. с выгоранием топлива желательно помещать его в область активной зоны меньшей тепловой нагрузкой, чем для твэл в ТВС первого года эксплуатации. Есть специальная таблица, разработанная Главным конструктором твэл для ВВЭР, где задана зависимость предельных тепловых нагрузок на твэл от глубины выгорания ($F=q/(Bn)$, Вт/см). В общем случае значения предельных тепловых нагрузок на твэл снижаются с увеличением глубины выгорания топлива. Для выполнения данных требований по безопасности и надежности эксплуатации топлива рассмотренная выше схема перегрузок топлива является идеальной, и это является одним из важнейших дополнительных преимуществ наиболее экономичных схем перегрузок топлива с малой утечкой нейтронов.

Другим не менее важным дополнительным преимуществом рассмотренной схемы перегрузок является уменьшение потока быстрых нейтронов на корпус реактора. Дело в том, что реактор ВВЭР является реактором корпусного типа, где активная зона помещена в герметичный металлический сосуд очень больших размеров корпус реактора (более подробное знакомство с конструкцией реактора предстоит в разделе, посвященном конструкционным особенностям РУ с реактором ВВЭР-1000). При попадании на корпус реактора нейтронов с энергией выше 0.5 МэВ из-за радиационного распухания железа происходит охрупчивание материала корпуса. Существует предельное значение флюенса, которое ограничивает срок службы корпусного оборудования и соответственно срок жизни энергоблока. Отсюда понятно стремление к уменьшению потока быстрых нейтронов на корпус реактора. Во сколько раз удастся уменьшить поток быстрых нейтронов на корпус, во столько раз удастся увеличить срок службы корпуса. Поток быстрых нейтронов на корпус прямо пропорционален нейтронной мощности периферийных ТВС. Причем на корпус могут попасть быстрые нейтроны только из сборок (ТВС), размещенных на периферии

активной зоны. Если на периферию активной зоны поставить ТВС с сильно выгоревшим топливом, то можно уменьшить их нейтронную мощность в полтора – два раза и соответственно во столько же раз уменьшить флюенс быстрых нейтронов на корпус. Указанное расположение ТВС с выгоревшим топливом продлевает срок службы реактора и увеличивает выработку электроэнергии с каждого килограмма топлива.

Еще одно дополнительное преимущество, на котором хотелось бы остановиться, – это обеспечение оптимальной спектральной истории топлива в результате реализации схемы перегрузок по принципу IN-IN-...-OUT. Выше было дано определение спектральной истории выгорания топлива и сформулированы условия достижения оптимальности истории для увеличения глубины выгорания. Сейчас будет показано, как реализуются эти условия в реакторах ВВЭР-1000. В схеме перегрузки топлива по принципу IN-IN-...-OUT ТВС перемещается в активной зоне с монотонным изменением величины Kq от максимального значения до минимального. В этом случае минимальная плотность теплоносителя, средняя в ТВС, достигается при максимальном значении Kq , так как увеличивается подогрев воды в ТВС по сравнению со средним подогревом в зоне. Максимальная плотность достигается при минимальном значении Kq . При минимальной плотности и хорошем запасе реактивности на выгорание обеспечивается максимальная доля быстрых и промежуточных нейтронов в общем спектре нейтронов. В этом случае, максимальным образом, повышается образование вторичного топлива ^{239}Pu из ^{238}U в реакторе ВВЭР и снижается темп выгорания первичного топлива ^{235}U .

При максимальных глубинах выгорания запас реактивности на выгорание отсутствует, и максимальная плотность воды несколько улучшает замедление нейтронов, повышая долю тепловых нейтронов и их использование в реакции деления. Таким образом, создаются оптимальные условия для наработки ^{239}Pu в ТВС с малой глубиной выгорания и наилучшего использования тепловых нейтронов в ТВС с большой глубиной выгорания.

Действия по улучшению топливного цикла и соответственно повышению экономических показателей ЯЭУ с ВВЭР-1000 тесно увязаны с проблемами обеспечения безопасности реакторной уста-

новки. Несколько лет назад были развернуты работы по проекту АЭС-2006 с целью повышения конкурентной способности реакторов ВВЭР-1000 на внешнем рынке. Для этого обязательно нужно реализовать те мероприятия по совершенствованию топливного цикла, о которых речь шла выше. Однако, даже при удивительном сочетании повышения экономичности топлива и безопасности реакторного оборудования (твэл, корпус реактора, основные защитные барьеры безопасности), возникают факторы, ухудшающие теплотехническую безопасность активной зоны. Данным фактором является повышение локальной мощности в ТВС со свежим топливом. При этом необходимы дополнительные мероприятия по совершенствованию конструкции твэл и ТВС, а также по совершенствованию расчетного обоснования проектов и сопровождения эксплуатации оборудования АЭС с ВВЭР-1000. Об этих мероприятиях будет рассказано в разделах, посвященных конструкции реактора, и в главе, посвященной расчетному обоснованию безопасности АЭС с реактором ВВЭР-1000. Здесь же отметим, что при повышении локальной мощности в ТВС возможны ситуации, при которых параметры теплоносителя, оболочки топлива и самого топлива могут выйти за пределы разрешенных Техническим Регламентом величин. Поэтому задача по повышению экономичности оборудования АЭС с ВВЭР не является такой уж тривиальной и требует большого количества расчетных и экспериментальных исследований в ближайшем будущем. На одном из предлагаемых занятий на компьютерном анализаторе режимов в ЯЭУ с ВВЭР-1000 (МФА ЯЭУ с ВВЭР-1000) по рассмотренной теме предлагается реализовать полную схему перегрузки «IN-IN-IN-OUT» при сохранении всех требований по обеспечению безопасной эксплуатации.

1.5. Кинетика реактора

Основной задачей кинетики является описание поведения реактора во времени. Для этого необходимо ввести некоторые основные понятия. Наиболее важной характеристикой, от которой будет зависеть изменение нейтронной мощности, является коэффициент размножения $K_{эфф}$. Однако гораздо чаще на практике для описания

свойств среды и переходных процессов используется понятие «реактивность», которое (в простейшем случае) характеризует при внесении рассматриваемого возмущения в систему отклонение коэффициента размножения от первоначального значения. Для статических расчетов применяется следующее определение реактивности:

$$\Delta\rho = \rho_2 - \rho_1 = \frac{K_1 - K_2}{K_1 K_2},$$

где ρ_2, ρ_1 – реактивности двух состояний.

В критическом состоянии

$$\rho = \frac{K - 1}{K}, \quad (1.7)$$

где K – коэффициент размножения в состоянии системы с отклонениями от критического состояния.

Для динамических расчетов лучше пользоваться другим определением реактивности, которое вытекает из баланса нейтронов в активной зоне. В одnogрупповом приближении данное определение математически выглядит следующим образом:

$$\Delta\rho = \frac{\int_V (v\Sigma_f\varphi - \Sigma_a\varphi + \nabla D\nabla\varphi)dV}{\int_V v\Sigma_f\varphi dV}. \quad (1.8)$$

Для описания поведения реактора во времени важно разделение нейтронов деления на мгновенные и запаздывающие. Мгновенные нейтроны имеют время жизни в топливной решетке ВВЭР l порядка 10^{-4} с, их доля равна $1 - \beta_{\text{эфф}}$, где $\beta_{\text{эфф}}$ – доля запаздывающих нейтронов (в урановых решетках ВВЭР с учетом выгорания от 0.52 до 0.74 %). Запаздывающие нейтроны – это нейтроны, которые испускаются продуктами деления, их эффективная доля (понятие эффективности дано в предыдущих разделах) равна $\beta_{\text{эфф}}$, время жизни от 0.1 до 100 с. Запаздывающие нейтроны испускаются при распаде ядер-осколков, которые можно разделить на группы, объединенные по времени бета-распада этих ядер-осколков. Обычно выделяют шесть таких групп. Каждая группа имеет свою долю в общем

числе запаздывающих нейтронов β_i . Общее число равно: $\beta = \sum_{i=1}^6 \beta_i$.

Количество испускаемых нейтронов описывается законом радиоактивного распада групп ядер-осколков: $dC_i = -C_i \lambda_i dt$. Единицами измерения β являются относительные единицы или проценты, для λ_i – обратные секунды или часы.

Запишем уравнение баланса для числа делений в активной зоне. Для этого необходимо проинтегрировать интегродифференциальное уравнение переноса нейтронов по всем фазовым координатам (по энергии E , по телесному углу Ω , по пространственным координатам). В обобщенном виде уравнение баланса выглядит следующим образом:

$$\frac{dN}{dt} = \frac{\rho - \beta}{\Lambda} N + \sum_{i=1}^6 \lambda_i C_i + S, \quad \frac{dC_i}{dt} = -\lambda_i C_i + \beta_i N, \quad (1.9)$$

где $N(t)$ – число делений во всей зоне; $\rho(t)$ – реактивность реактора; Λ – время жизни мгновенных нейтронов, с; λ_i – постоянная распада i -й группы ядер предшественников, 1/с; $C_i(t)$ – концентрация i -й группы ядер-предшественников в зоне; $S(t)$ – внешний источник нейтронов.

Математически существуют два способа реализовать стационарное состояние реактора: при $\rho = 0$ и $S = 0$ или $\rho < 0$ и $S \neq 0$. На практике источник нейтронов всегда существует. Поэтому стационарное состояние возможно только в одном случае, когда $\rho < 0$. На мощности величина реактивности составляет величину от -10^{-7} до -10^{-9} .

Реактивность реактора перед его выходом на МКУ всегда отрицательна и реактор находится в подкритическом состоянии. В этом случае число делений в активной зоне в единицу времени равно $N = S / |\rho|$ (S – источник нейтронов в зоне, 1/с). При этом уровень нейтронного потока невелик: $10^{-9} - 10^{-10}$ 1/см²/с. При извлечении поглощающих стержней из активной зоны реактивность по модулю уменьшается и нейтронный поток увеличивается. При достижении нулевой реактивности реактор выходит в критическое состояние, после чего начинают вывод реактора на мощность при введе-

нии положительной реактивности за счет стержней или борной кислоты. При выводе реактора на мощность одним из основных требований является требование к величине периода реактора. Он не должен быть меньше 50 с.

Период является очень важной характеристикой реактора, и очень важна связь периода и реактивности, так как технологические и аварийные защиты имеют уставки срабатывания не по реактивности, а именно по периоду нарастания нейтронной мощности (числа делений). Для большей наглядности объединим все запаздывающие нейтроны в одну группу, а все мгновенные нейтроны в другую. Тогда для мгновенных и запаздывающих нейтронов удастся записать простые выражения для обратного периода в виде

$$\frac{1}{T_{\text{мгн}}} \approx (\rho_0 - \beta_{\text{эфф}}) / \Lambda \quad \text{— для мгновенных нейтронов;}$$

$$\frac{1}{T_{\text{зап}}} \approx \lambda \rho_0 / (\beta_{\text{эфф}} - \rho_0) \quad \text{— для запаздывающих нейтронов} \quad (1.8)$$

при $\rho_0 \ll \beta_{\text{эфф}}$;

$T_{\text{зап}} \gg T_{\text{мгн}}$, λ — эффективная постоянная распада источников запаздывающих нейтронов объединенных в одну группу ($\approx 0.125\text{--}0.135\text{с}^{-1}$).

Когда нет обратных связей по мощности и температуре (мощность $<0.001\%$ от номинала), разгон реактора происходит с постоянным периодом. Вводимая положительная реактивность гораздо меньше доли запаздывающих нейтронов β . Если ввести положительную реактивность в зону не больше 0.1β , то по формуле (1.8) получим, что минимальный период реактора при разгоне на запаздывающих нейтронах будет всегда превышать 50 с.

Выше определенная величина реактивности (формулы 1.7, 1.8) составляется из полного запаса реактивности на выгорание, на мощностной и температурный эффект реактивности (с увеличением мощности и температуры реактивность уменьшается), а также на отравление топлива ксеноном. Далее в реактивность входят внешние воздействия, которые могут уменьшать реактивность (извлечение поглощающих стержней и вывод борной кислоты из активной зоны, или ввод стержней и борной кислоты в зону) и дейст-

вия обратных отрицательных или положительных связей, обусловленных температурой и плотностью теплоносителя, температурой топлива, выгоранием топлива и отравлением ксеноном и самарием. Когда говорится о запасе реактивности на выгорание, то имеются в виду и твердые выгорающие поглотители, которые предназначены для уменьшения избыточной реактивности и уменьшения начальной концентрации борной кислоты (почему это важно, увидим в следующем разделе). Можно записать баланс реактивности для стационарного состояния реактора в следующем виде:

$$\rho(t) = \Delta\rho_{tot} - \Delta\rho_{rod} - \Delta\rho_{bor} - \Delta\rho_{Bn} - \Delta\rho_{Xe} - \Delta\rho_{Sm} - \Delta\rho_N - \Delta\rho_T, \quad (1.9)$$

где $\Delta\rho_{tot}$ – полный запас реактивности активной зоны в холодном состоянии активной зоны при полном извлечении поглощающих стержней СУЗ и выводе бора в начале кампании топлива ($Bn=0$) и отсутствии ксенона (средняя по зоне величина $\approx 18-20\%$ и постоянна по времени); $\Delta\rho_{rod}$ – изменение реактивности, вносимое поглощающими стержнями СУЗ (полная величина реактивности на МКУ $\approx 7.5-8.5\%$); $\Delta\rho_{бор}$ – изменение реактивности, вносимое бором, растворенном в воде ($\approx 11-12\%$ при концентрации борной кислоты $6-7$ г/кг); $\Delta\rho_{Bn}$ – изменение реактивности, вносимое выгоранием топлива и выгорающего поглотителя ($\approx 11-12\%$); $\Delta\rho_{Xe}$ – изменение реактивности, вносимое ксеноном (стационарное отравление $\approx 2-3\%$); $\Delta\rho_{Sm}$ – изменение реактивности, вносимое самарием $\approx 0.5-0.6\%$); $\Delta\rho_T$ – изменение реактивности, вносимое разогревом теплоносителя из холодного состояния до пусковой температуры теплоносителя 280°C ($\approx 2\%$); $\Delta\rho_N$ – изменение реактивности, вносимое выходом на номинальную мощность, равную 3000 МВт ($\approx 1.5\%$).

Реактивность, вносимая самарием и выгоранием топлива, меняется очень медленно (интервал времени для заметного изменения реактивности составляет несколько суток) и может компенсироваться с помощью вывода борной кислоты из воды (на самом деле не вывод, а разбавление чистой водой). Поэтому можно удалить данные компоненты реактивности из уравнения баланса (8). Хотя вывод бора из воды является внешним воздействием и может приводить к ядерно-опасной ситуации, процесс этот очень медленный

(несколько часов и даже суток) и надежно контролируемый. Данный процесс можно считать практически стационарным, и область знаний под названием «кинетика реактора» не занимается исследованием этих процессов. Более того, ксеноновые процессы в активной зоне, которые являются очень важными для управления и регулирования реактора, тоже не подпадают под рассмотрение этого раздела знаний. Кинетика занимается преимущественно быстрыми процессами, протекающими в течение времени от долей секунд до десятков минут.

Начальным состоянием реактора для рассмотрения последующего быстрого процесса, как правило, аварийного, является стационарное состояние, когда реактивность равна нулю, или подкритическое состояние. В этом случае выражение (1.9) при исключении вышеуказанных компонентов можно переписать в виде:

$$\rho(t) = \Delta\rho_{tot} - \Delta\rho_{rod}(t) - \Delta\rho_{Xe} - \Delta\rho_N(t) - \Delta\rho_T(t), \quad (1.10)$$

где $\Delta\rho_{tot} - \Delta\rho_{Xe}$ – постоянная величина по времени;
 $\rho(0) = \Delta\rho_{tot} - \Delta\rho_{rod}(0) - \Delta\rho_{Xe} - \Delta\rho_N(0) - \Delta\rho_T(0) = 0$ или
 $\rho(0) = \rho_0$ и $\rho_0 < 0$.

Можно переписать выражение (1.10) в отклонениях от начальных значений параметров в нулевой момент времени:

$$\rho(t) = \rho(0) - (\Delta\rho_{rod}(t) - \Delta\rho_{rod}(0)) - K_{N(0)} \times (N(t) - N(0)) - K_{T(0)} \times (T(t) - T(0)), \quad (1.11)$$

где $N(t)$ – тепловая мощность реактора; $T(t)$ – температура теплоносителя; $K_{N(0)}$ – мощностной коэффициент реактивности в начальный момент времени; $K_{T(0)}$ – температурный коэффициент реактивности в начальный момент времени.

Конечно, выражение (1.11) справедливо только при малых отклонениях от начальных значений, но при малых временах ($\ll 1$ с), когда тепловая мощность и температура теплоносителя не в состоянии существенно измениться, можно оценить период реактора по формуле (1.8) для мгновенных нейтронов, если вводимая реактивность больше доли запаздывающих нейтронов.

Самая опасная ситуация, с точки зрения неуправляемой цепной реакции на мгновенных нейтронах (нейтронная вспышка), насту-

пает тогда, когда реактор близок к критическому состоянию, в котором есть источник внешних воздействий на реактивность, который может быстро ввести положительную реактивность. В реакторах ВВЭР-1000 это может быть только тогда, когда большая часть поглощающих стержней погружена в активную зону. В ситуациях, когда очень быстро некоторая часть стержней извлекается из зоны, может вводиться положительная реактивность, превышающая величину β . При этом возникает разгон нейтронной мощности на мгновенных нейтронах.

Само по себе существенное возрастание нейтронной мощности ещё ни о чем не говорит. Важны происходящие при этом изменения тепловой мощности реактора и температуры топлива и оболочки топлива в самой горячей точке активной зоны. Раскрытие понятия горячей точки зоны оставим до главы, посвященной основным параметрам безопасности активной зоны. Здесь же укажем только на то, что параметры горячей точки связаны с максимальными коэффициентами неравномерности мощности в ТВС и в объеме активной зоны.

Если параметры горячей точки зоны не превышают предельных значений, характеризующих целостность основных барьеров безопасности в реакторе, то последствия нейтронной вспышки на мгновенных нейтронах не страшны для реакторного оборудования. О целостности топлива и оболочки топлива можно судить по двум значениям: температуре топлива и температуре наружной поверхности оболочки топлива. Температура топлива не должна превышать температуру плавления двуокиси урана, а температура оболочки не должна превышать температуру начала существенного окисления циркония и его разрушения. Эти значения равны соответственно 2800 °С (для выгоревшего топлива) и 450 °С для оболочки.

Внутренними параметрами безопасности и саморегулируемости реактора ВВЭР являются два последних слагаемых в формуле (1.11), а именно: мощностной коэффициент и температурный коэффициент реактивности, которые по модулю при возрастании мощности увеличиваются, оставаясь отрицательными. Проверим, как работают эти параметры в тяжелой аварийной ситуации при быстром извлечении сразу трех стержней СУЗ из активной зоны (за

0.1 с), реактивность которых превышает долю запаздывающих нейтронов.

Такое быстрое извлечение возможно, когда происходит разрыв в чехле привода ОР СУЗ и возникает перепад давления в 150 атм. на механизм отдельного органа СУЗ. Время извлечения ОР СУЗ в такой аварии, по оценкам Главного конструктора РУ с ВВЭР-1000, составляет величину, равную 0.5 с. Для расчетных исследований обычно берут величину, равную 0.1 с.

Другим тяжелым условием такой аварии принимается критическое условие реактора или состояние реактора, близкое к нему перед аварией. Вероятность такой аварии практически равна нулю. Тем не менее, теоретически полезно рассмотреть такую ситуацию для положительного ответа на вопрос о внутренней безопасности ЯЭУ с ВВЭР-1000.

Пусть все стержни СУЗ полностью погружены в активную зону, нейтронная мощность реактора меньше 0.5 %, но реактивность реактора близка к нулю. Это достигается с помощью вывода борной кислоты из воды до нужных значений. Для сравнения различных вариантов топливных загрузок и моментов выгорания топлива были проведены расчетные исследования вышеописанной гипотетической аварии для 1-й загрузки 2-го блока Калининской АЭС на начало кампании, на 138 эффективные сутки, и для 6-й кампании 2-го блока на начало кампании. Эти варианты были выбраны потому, что основные параметры, определяющие кинетику реактора, в них различные. Расчетные исследования проводились по программному комплексу ПРОСТОР [14].

Для 1-й загрузки на начало кампании доля запаздывающих нейтронов максимальна (0.74 %, чисто урановое топливо) и максимально время жизни мгновенных нейтронов ($2.5 \cdot 10^{-5}$ с), на 138-е сут. начинает сказываться присутствие наработанного плутония и доля β уменьшается (до 0.65 %). Уменьшается также и время жизни мгновенных нейтронов (до $2 \cdot 10^{-5}$ с). 6-я кампания 2-го блока интересна тем, что она воспроизводит условия стационарного режима перегрузок топлива для трехгодичного топливного цикла. В этой кампании в зоне находились ТВС только с обогащением 4.23 % и 4.4 %. Доля запаздывающих нейтронов равна 0.65 %, а время жизни – $1.35 \cdot 10^{-5}$ с.

При одной и той же положительной реактивности, вводимой в зону за счет извлечения трех или четырех стержней СУЗ из активной зоны, наиболее напряженная ситуация должна возникать для 6-й кампании. Для 6-й кампании из всех вариантов время жизни и доля β минимальны. Для первых двух вариантов моделирование аварии проводилось при извлечении трех стержней, а для 6-й кампании – четырех стержней. Это было сделано для того, чтобы вводимая реактивность для всех вариантов была бы одинаковой ($\approx 1.2\%$).

На рис. 1.21 показаны зависимости нейтронной и тепловой мощности (в %) от времени при протекании описанной аварийной ситуации для выбранных трех вариантов. На рис. 1.22 показаны зависимости поведения реактивности, исчисляемой в долях β , и периода реактора. На рис. 1.23 показаны зависимости максимальной температуры топлива и максимальной температуры оболочки от времени. Видно, что максимальные нейтронная и тепловая мощности достигаются в третьем варианте для 6-й кампании 2-го блока из-за максимальной введенной реактивности в долях β и минимального времени жизни нейтронов. Однако площадь под кривой зависимости реактивности и тепловой мощности за весь период процесса больше для 2-го варианта с 1-й кампанией. Это объясняется меньшим температурным и мощностным коэффициентами реактивности для этой кампании, чем для 6-й, где используется только высокое обогащение. Поэтому температура топлива, которая зависит от интеграла по времени от тепловой мощности, оказалась больше для 2-го варианта. Сказать что-нибудь определенное при сравнении зависимостей температур оболочек из разных вариантов затруднительно, так как эти значения во многом определяются высотными распределениями мощности.

Главным итогом рассмотренных вариантов является то, что увеличение нейтронной мощности (числа делений в единицу времени) до 7000 % в пике нейтронной вспышки не приводит к увеличению тепловой мощности в пике выше 210 %, а выделенное тепло в топливе не приводит к повышению максимальной температуры в топливе выше 2300 °С, а температуры оболочки – выше 355 °С. Т.е. реактор ВВЭР-1000 обладает всеми необходимыми свойствами внутренней безопасности и саморегулируемости, чтобы даже в

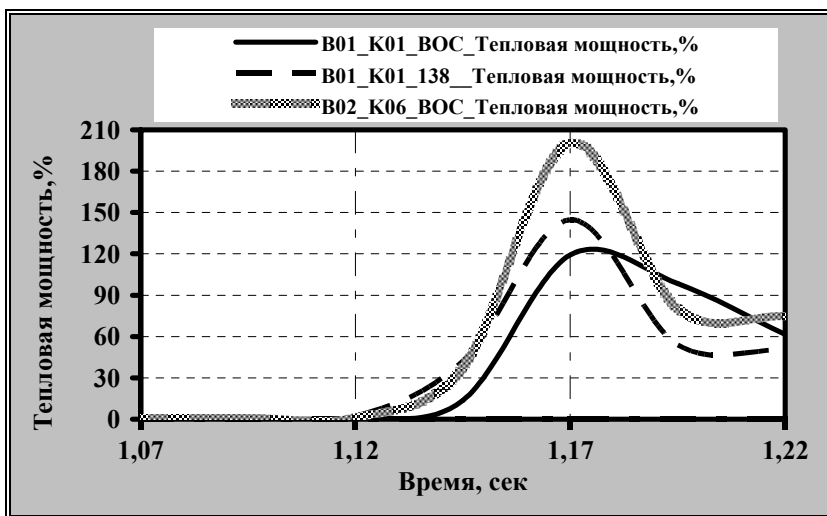
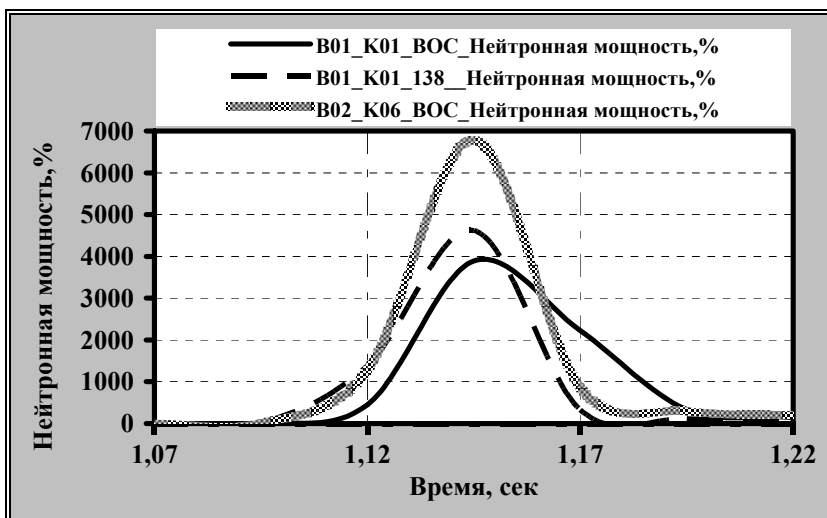


Рис. 1.21. Зависимость нейтронной и тепловой мощности от времени при моделировании аварийной ситуации при извлечении из активной зоны поглощающих стержней за 0.1с, приводящих к разгону реактора на мгновенных нейтронах, для различных топливных загрузок и моментов кампании

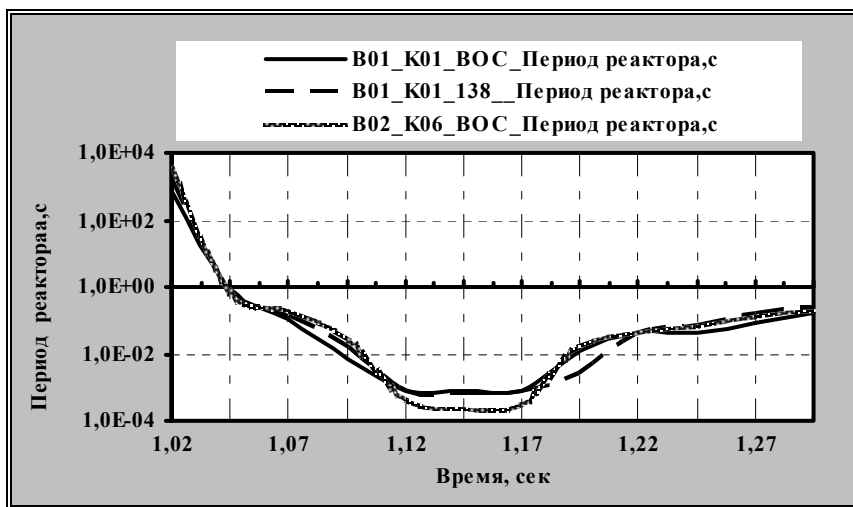
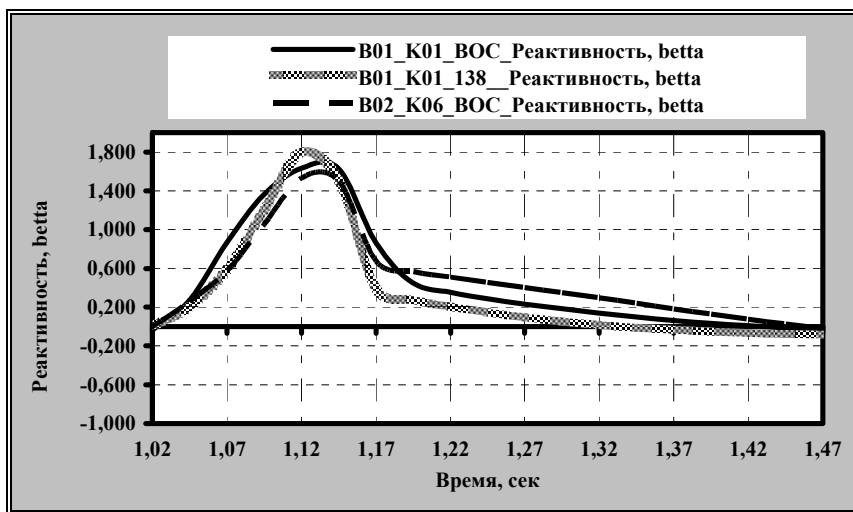


Рис. 1.22. Зависимость реактивности и периода реактора от времени при моделировании аварийной ситуации при извлечении из активной зоны поглощающих стержней за 0.1с, приводящих к разгону реактора на мгновенных нейтронах, для различных топливных загрузок и моментов кампании

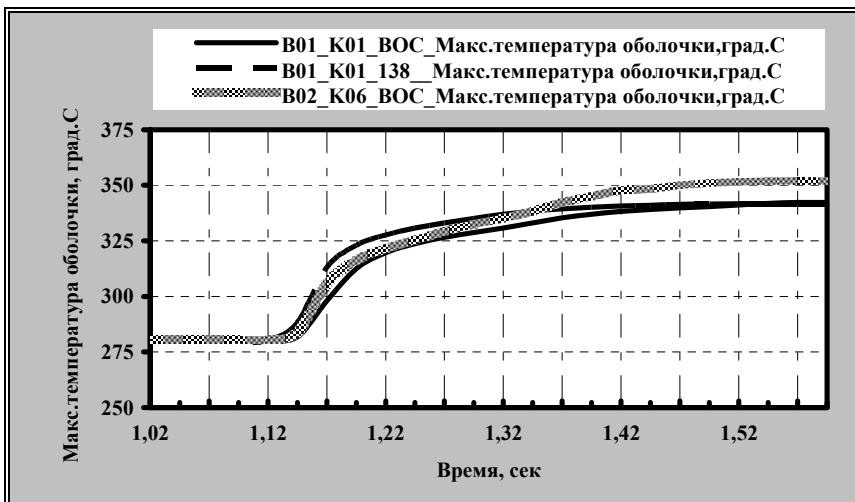
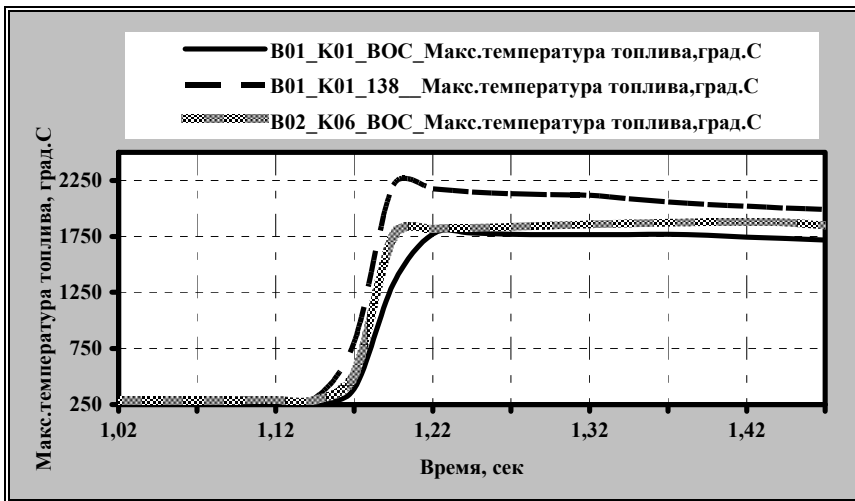


Рис. 1.23. Зависимости максимальных температур топлива и оболочки от времени при моделировании аварийной ситуации при извлечении из активной зоны поглощающих стержней за 0.1с, приводящих к разгону реактора на мгновенных нейтронах, для различных топливных загрузок и моментов кампании

гипотетических авариях, сопровождающихся разгоном реактора на мгновенных нейтронах, основные барьеры безопасности сохраняли свою целостность.

Анализ рассмотренной аварийной ситуации показывает всю важность знания о величинах мощностного и температурного эффектов и коэффициентов реактивности, как основных гарантиях обеспечения внутренней ядерной безопасности ЯЭУ с ВВЭР-1000.

В следующем разделе рассмотрим более детально данные эффекты реактивности, их зависимость от типа топливной решетки, от типа топливной загрузки, от наличия жидкого поглотителя (борной кислоты) в теплоносителе и твердых поглотителей в активной зоне.

1.6. Эффекты и коэффициенты реактивности в реакторе ВВЭР-1000

Содержание данного раздела будет во многом следовать материалам, изложенным в работах [7] и [9].

Свойство устойчивости и саморегулируемости любой системы зависит от обратных связей, их величины и знака. В реакторах ВВЭР, как впрочем и в других типах реакторов, данное свойство определяется эффектами и коэффициентами реактивности по различным режимным параметрам (температуре теплоносителя, температуре топлива, мощности, расходу теплоносителя через активную зону, удельному объему теплоносителя, концентрации борной кислоты и т.д.). Эффектом реактивности называется разность между реактивностями в двух различных (по любому из названных параметров « p ») состояниях реактора: $\Delta\rho = \rho(p_2) - \rho(p_1)$. Из теории автоматического управления систем известно, что система будет устойчива, только если обратные связи в ней отрицательны. Если для выбранного эффекта реактивности по какому-либо параметру « p » построить производную эффекта по « p », получим коэффициент реактивности по выбранному параметру « p » при определенном значении « p »: $\partial\rho/\partial p$. Для ЯЭУ требование автоматического регулирования превращается в требование отрицательности коэффициентов реактивности по любому управляемому параметру « p » в любых состояниях реактора. Это сформулировано в Правилах ядерной

безопасности (ПБЯ РУ АЭС-89). Для реакторов ВВЭР на мощности от $10 \%W_{\text{ном}}$ до $100 \%W_{\text{ном}}$ ($W_{\text{ном}}=3000\text{МВт}$) все коэффициенты реактивности по управляемым параметрам отрицательны в любых состояниях реактора. К сожалению, данное требование иногда не выполняется для состояний с мощностью ниже $10 \%W_{\text{ном}}$ при отсутствии поглотителей, входящих в состав органов регулирования и защиты реактора, в активной зоне. В данном случае выпускается руководящий документ по пуску АЭС и ее эксплуатации, в котором определяется последовательность действий оперативного и инженерного персонала АЭС с оборудованием реактора, которая никогда не приводит реактор в состояния с положительными коэффициентами реактивности. Ниже будут приведены примеры таких действий на действующих АЭС с ВВЭР-1000.

Следует отметить также обратную сторону того, что коэффициенты реактивности в реакторе отрицательны. При уменьшении параметра « p » реактивность реактора повышается. Значит при снижении температур топлива и теплоносителя, удельного объема теплоносителя, концентрации борной кислоты в воде коэффициенты реактивности активной зоны, соответствующие основному требованию ПБЯ, будут положительными. Это необходимо учитывать при управлении реактором, например в режиме расхолаживания при плановом или аварийном останове энергоблока АЭС с ВВЭР.

Существуют различные виды эффектов и коэффициентов реактивности. Перечислим их:

- эффект и коэффициент реактивности по температуре теплоносителя и топлива, включающий в себя эффект от изменения температуры и плотности теплоносителя;
- ядерный температурный эффект и коэффициент реактивности по температуре теплоносителя и топлива без изменения плотности теплоносителя;
- эффект и коэффициент реактивности при изменении концентрации борной кислоты в воде (иногда данный коэффициент называют эффективностью борной кислоты);
- плотностный эффект и коэффициент реактивности;
- пустотный эффект и коэффициент реактивности при аварийной ситуации, сопровождающейся вскипанием теплоносителя в активной зоне при наличии в нем борной кислоты.

1.6.1. Температурные эффект и коэффициент реактивности

Температурный эффект и коэффициент реактивности (ТЭР или ТКР) α_T являются интегральными характеристиками влияния температуры на реактивность и представляют собой изменение реактивности при разогреве или расхолаживании реактора в заданном интервале температур. Такой эффект является интегральным потому, что в него входят последствия изменений температуры в топливе и в теплоносителе, причем с учетом изменения плотности теплоносителя. С практической точки зрения, коэффициент реактивности α_T удобно разделить на две составляющие: α_t – медленно меняющаяся часть во времени при изменении температуры теплоносителя (на входе в активную зону) и режима работы, и мощностной α_N – быстрый, отслеживающий изменение мощности реактора, включающий в себя изменение температуры топлива и теплоносителя, включая плотность воды, в активной зоне. На АЭС с ВВЭР-1000 для каждой топливной загрузки определяют данные коэффициенты экспериментальным путем [15] и [16]. Температурный коэффициент реактивности α_t определяется на МКУ (минимально-контролируемый уровень мощности), когда мощность реактора практически равна нулю и подогрева теплоносителя в зоне нет. В этих экспериментах меняют температуру теплоносителя на входе в активную зону специальным образом. Об этом будет рассказано в разделе, посвященной контролю над параметрами реакторной установки (РУ) и измерениям, проводимым регулярно для каждой топливной загрузки. Также коэффициент α_t измеряют и на мощности, изменяя температуру теплоносителя на входе в активную зону. Измерению на АЭС подлежит и мощностной коэффициент реактивности α_N . Данные коэффициенты на МКУ и на мощности являются основными контролируемыми величинами, которые определяют уровень внутренней безопасности (самозащищенности) и наличие саморегулируемости реакторов ВВЭР-1000.

Температурный и мощностной коэффициент реактивности являются комбинированными коэффициентами. Для наглядности запишем для них выражение через отдельные компоненты:

$$\alpha_t = \alpha_y + \alpha_n \frac{\partial \gamma_{\text{H}_2\text{O}}}{\partial T_{\text{H}_2\text{O}}}, \quad \alpha_y = \frac{\partial \rho}{\partial T_{\text{H}_2\text{O}}} + \frac{\partial \rho}{\partial T_U}; \quad \alpha_n = \frac{\partial \rho}{\partial \gamma_{\text{H}_2\text{O}}}, \quad (1.12)$$

где α_y – ядерный коэффициент реактивности при постоянной $\gamma_{\text{H}_2\text{O}}$; α_n – плотностной коэффициент реактивности при постоянной $T_{\text{H}_2\text{O}}$; $T_{\text{H}_2\text{O}}$ – средняя по зоне температура теплоносителя (на МКУ равна температуре теплоносителя на входе в зону); T_U – средняя по зоне температура топлива (на МКУ равна температуре теплоносителя на входе в зону); $\gamma_{\text{H}_2\text{O}}$ – средняя по зоне плотность теплоносителя; $\Delta T_{\text{H}_2\text{O}} \approx \Delta T_U$ – изменения температур при изменениях α_t на МКУ и на мощности.

1.6.2. Ядерный температурный коэффициент реактивности

Ядерным температурным коэффициентом реактивности называется изменение реактивности, происходящее в системе при изменении температуры теплоносителя и топлива без изменения плотности теплоносителя. Математически он определен в формуле (1.4). Ядерный температурный коэффициент реактивности состоит из двух слагаемых. Одно слагаемое отвечает за изменение реактивности при изменении температуры теплоносителя за счет сдвига спектра тепловых нейтронов или в сторону более высоких энергий, или в сторону более низких. При этом для уранового топлива данная составляющая коэффициента реактивности всегда отрицательна, так как при увеличении температуры спектр тепловых нейтронов сдвигается в сторону высоких энергий, где сечения взаимодействия нейтронов с ураном меньше. Для топлива из плутония она всегда положительна из-за наличия большого резонанса в поглощении и делении тепловых нейтронов в окрестности энергии 0.3 эВ (эВ – единица измерения энергии нейтрона). При увеличении температуры теплоносителя спектр тепловых нейтронов сдвигается в сторону указанного резонанса и размножающие свойства плутония улучшаются. Для уранового топлива при выгорании образуется заметное количество плутония в топливе, что может при большом выгорании данную составляющую температурного коэффициента

реактивности сделать положительной. Отметим, что для четырех-годового и пятилетнего топливного цикла (при больших глубинах выгорания уранового топлива) данная часть коэффициента всегда положительна на МКУ.

Вторая составляющая ядерного коэффициента реактивности относится к изменению поглощения промежуточных по энергии нейтронов на ^{238}U в резонансной области энергий. Если нейтрон по энергии оказывается в пределах полуширины резонанса поглощения на ^{238}U , то он с вероятностью, равной 1, поглотится ядром ^{238}U (сечение взаимодействия нейтрона в пределах полу-ширины составляет величину порядка 10000 барн и выше). При увеличении температуры топлива увеличивается скорость движения ядер ^{238}U (доплеровский эффект) и увеличивается полуширина резонанса. На рис. 1.24 показано доплеровское уширение резонанса. Максимальное значение взаимодействия нейтрона с ядром ^{238}U в пике резонанса несколько уменьшается, но при этом сохраняется площадь под кривой, описывающей сечение взаимодействия, и значение сечения поглощения в областях крыльев резонанса заметно увеличивается. Уменьшение сечения в пике не скажется на уменьшении поглощения нейтронов, попавших по энергии в область пика, поскольку топливо является абсолютно черным телом для этих нейтронов. Увеличение сечения поглощения на крыльях резонанса,

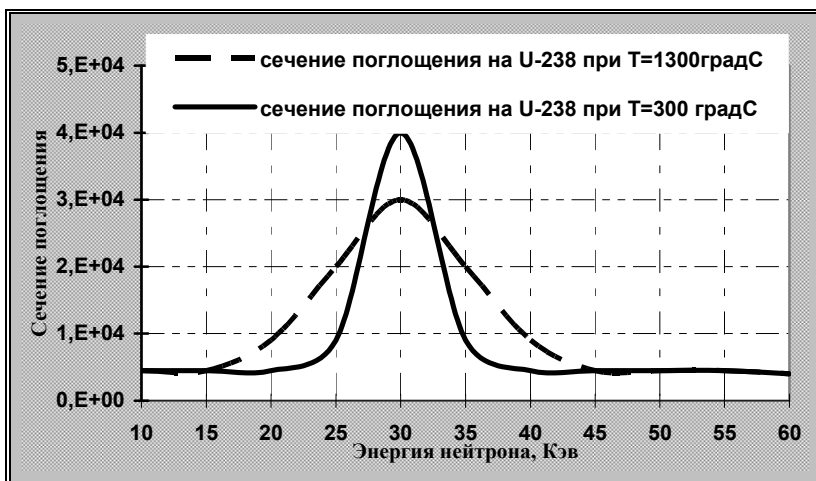


Рис. 1.24. Схематическое изображение уширения резонансного захвата на ^{238}U

наоборот, сильно скажется на увеличении поглощения нейтронов в этих энергетических областях. Поэтому в балансе доля поглощенных нейтронов в области резонанса увеличится при его уширении. Таким образом, при повышении температуры топлива уменьшается вероятность избежать резонансного захвата ϕ , и коэффициент размножения падает, т.е. слагаемое $\frac{\partial \rho}{\partial T_U}$ всегда отрицательно.

Величина этого слагаемого слабо зависит от обогащения топлива, в основном эта величина определяется структурой топливной решетки (шаг размещения ТВЭЛ в ТВС и диаметр топливной таблетки). Значение этой части ядерного температурного коэффициента для топливных решеток реактора ВВЭР-1000 меняется от $-2 \cdot 10^{-5}$ до $-3 \cdot 10^{-5}$. Значение слагаемого $\frac{\partial \rho}{\partial T_{H_2O}}$ меняется от $-2 \cdot 10^{-5}$ до $5 \cdot 10^{-6}$. Как видно из приведенных цифр для ВВЭР-1000, сумма рассмотренных слагаемых всегда отрицательна. Поскольку изменение температуры теплоносителя не может происходить без изменения температуры топлива, а инерционность изменения температуры теплоносителя гораздо выше инерционности топлива, то ядерный температурный коэффициент реактивности всегда отрицателен. Его значение не может быть больше $-1.5 \cdot 10^{-5}$.

1.6.3. Плотностной коэффициент реактивности

Плотностным коэффициентом реактивности называется изменение реактивности при изменении плотности теплоносителя без изменения его температуры. Реально такое изменение возможно при начале кипения теплоносителя по всему объему активной зоны. Для реакторов ВВЭР такое возможно только в аварийных режимах с течью теплоносителя из трубопроводов 1-го контура или в результате обесточивания АЭС и множественного отказа органов регулирования, входящих в состав механической системы аварийной защиты (АЗ). Об АЗ и оборудовании первого контура будет рассказано в следующей главе, посвященной конструкции основного оборудования ЯЭУ.

В режимах без кипения теплоносителя плотностной эффект проявляется только вместе с ядерным температурным эффектом. На станции данный коэффициент реактивности обязательно измеряется ежегодно в начале кампании на МКУ [15]. Измерения производятся при изменении давления в 1-м контуре при поддержании постоянной температуры теплоносителя в реакторе. В этом случае плотностной коэффициент реактивности будет равен:

$$\alpha_n = \frac{\partial \rho}{\partial \gamma_{\text{H}_2\text{O}}} = \frac{\partial \rho}{\partial P_{1K}} / \left. \frac{\partial \gamma_{\text{H}_2\text{O}}}{\partial P} \right|_{P=P_{1K}}. \text{ Особенности этих измерений изло-}$$

жены в главе, посвященной контролю над параметрами РУ и специальными измерениями, проводимыми на АЭС. Температурный коэффициент и плотностной коэффициент реактивности являются основными показателями внутренней безопасности реактора ВВЭР и его саморегулируемости. Поэтому в ходе эксплуатации за ними осуществляется постоянный контроль, который реализуется в качестве ежегодного измерения в начале кампании на МКУ. Для того чтобы ответить на вопрос, почему измерения не проводятся в конце кампании, а в начале и в состоянии реактора без мощности на МКУ, рассмотрим подробнее составляющие плотностного коэффициента реактивности.

При наличии борной кислоты в теплоносителе изменение плотности воды приводит не только к изменению замедляющей способности теплоносителя, но и изменению количества ядер ^{10}B в воде (^{10}B – сильный поглотитель тепловых нейтронов). Можно плотностной коэффициент реактивности записать в следующем виде:

$$\alpha_n = \frac{\partial \rho}{\partial \gamma_{\text{H}_2\text{O}}} = \frac{\partial \rho}{\partial n_{\text{H}_2\text{O}}} + f(n_{\text{H}_2\text{O}}, C_{\text{H}_3\text{BO}_3}) C_{\text{H}_3\text{BO}_3}, \quad (1.13)$$

где $\forall f < 0$; f – функция, слабо зависящая от концентрации бора и плотности воды; $n_{\text{H}_2\text{O}}$ – число молекул воды в единице объема; $C_{\text{H}_3\text{BO}_3}$ – концентрация борной кислоты в воде, г/кг.

Первое слагаемое в формуле (1.13) назовем ядерным плотностным коэффициентом реактивности. Этот коэффициент слабо зависит от концентрации борной кислоты. Его знак определяется конкуренцией нескольких физических процессов: замедлением ней-

тронов, изменением спектра тепловых нейтронов и поглощением тепловых нейтронов ядрами самой воды. Для низкого обогащения урана (<2 %) коэффициент реактивности без наличия бора в воде при плотностях, близких к 1 г/см^3 , становится меньше нуля. Для обогащения выше 2 % плотностной коэффициент реактивности без бора в воде становится всегда положительным. Однако при наличии ^{10}B в воде даже для обогащения топлива выше 2 % второе слагаемое может сделать полный плотностной коэффициент реактивности отрицательным. Поскольку производная плотности воды по температуре всегда отрицательна: $\frac{\partial \gamma_{\text{H}_2\text{O}}}{\partial T_{\text{H}_2\text{O}}} < 0$, – то при отрицатель-

ном плотностном коэффициенте реактивности второе слагаемое в формуле (1.13) становится положительным. Это может сделать полный температурный коэффициент реактивности положительным. Чем выше концентрация борной кислоты, тем вероятнее достижение положительного температурного коэффициента, что нарушает требования по ядерной безопасности и основное положение безопасности: самозащищенность и саморегулируемость реактора. Для уменьшения влияния отрицательной составляющей плотностного коэффициента реактивности в (1.13) и возможности достижения положительности коэффициента α_t , следует уменьшить начальную (пусковую) концентрацию борной кислоты для компенсации избыточной реактивности. Для этого наилучшим средством является использование твердых выгорающих поглотителей в составе ТВС. При увеличении их доли в ТВС удаётся за их счет компенсировать заметную часть избыточной реактивности и тем самым уменьшить концентрацию бора в воде. Для первой топливной загрузки при первоначальном пуске энергоблока можно использовать ТВС с 3 и 4 % обогащением топлива (меньше чем выбранное обогащение топлива подпитки, как правило, от 4.4 до 4.8% в современных топливных циклах). В данных ТВС используются твердые поглотители в том или ином виде. Также для пусковой загрузки используют ТВС с низким обогащением (1.3 %, 1.6 %, 2.0 %, 2.2 %), которые в первый год имитируют ТВС с выгоревшим топливом. Однако эти ТВС используют в таком количестве и такой

расстановке в активной зоне, чтобы обеспечить минимальный температурный коэффициент реактивности на МКУ.

Вообще надо сказать, что проблема обеспечения отрицательных температурных коэффициентов реактивности актуальна в основном для первых топливных загрузок при первоначальном пуске энергоблока. Это происходит из-за необходимости использовать в составе первой загрузки ТВС с низким обогащением, у которых при высоких плотностях теплоносителя наблюдается положительный температурный коэффициент реактивности, даже при небольших значениях концентрации бора в воде. Т.е. чем мягче спектр тепловых нейтронов, тем чувствительней размножающие свойства топливной решетки к изменению борной кислоты в воде. Чем выше водно-топливное отношение ω , тем мягче спектр тепловых нейтронов, тем при меньших плотностях воды достигается положительный температурный коэффициент реактивности.

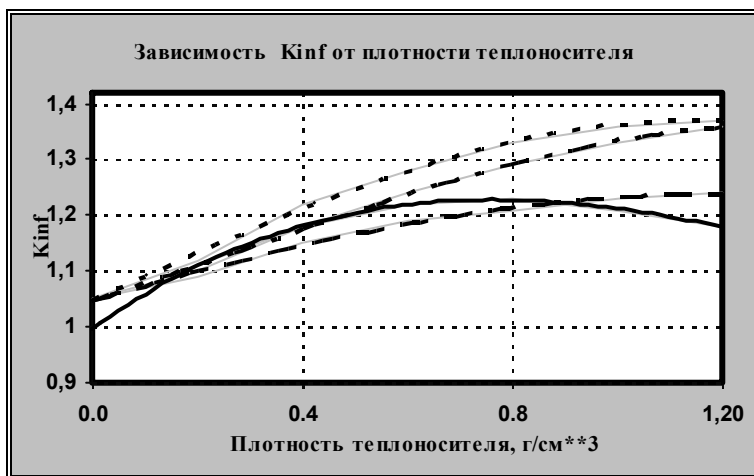


Рис. 1.25. Зависимость величины K_{inf} от плотности теплоносителя при разных водно-топливных отношениях и разных концентрациях бора в воде C_b

Для иллюстрации зависимости плотностного эффекта реактивности от водно-топливного отношения ω на рис. 1.25 приведены зависимости для топлива с обогащением 4 % при двух значениях

концентрации бора в воде и двух значениях ω . Видно, как увеличение бора в воде сдвигает максимальное значение величины K_{inf} в сторону меньших плотностей теплоносителя, и тем самым при меньших плотностях наблюдается отрицательная производная реактивности по плотности и следовательно положительная производная по температуре воды.

По оси абсцисс на данном графике отложена плотность теплоносителя, продолженная для наглядности за пределы ее максимального значения 1 г/см^3 . Видно также, что для $\omega=2$ плотностной коэффициент реактивности в диапазоне значений бора от 0 до 1 г/кг и в пределах плотности от 0 до 1 г/см^3 положителен. Данный результат дает еще один довод в пользу выбора водно-топливного отношения, равного 2, для ТВС реактора ВВЭР-1000. В этом случае этот довод, направленный на повышение ядерной безопасности активной зоны в реакторах ВВЭР.

Для иллюстрации зависимости температурного эффекта реактивности от обогащения топлива на рис. 1.26 приведены зависимости реактивности активной зоны от температуры теплоносителя для разных топливных загрузок при пусковых значениях концентрации борной кислоты на МКУ. Выбраны для сравнения первая топливная загрузка 1-го блока Калининской АЭС с низким обогащением топлива и 22-я топливная загрузка того же блока при установившейся схеме перегрузок и использовании практически одного обогащения топлива с разной глубиной выгорания. Видно, что для первой загрузки без наличия поглотителей, входящих в состав органов (ОР) системы управления и защиты (СУЗ), температурный коэффициент реактивности становится отрицательным только при 310°C и пусковом значении борной кислоты в воде (пусковое значение борной кислоты равно значению, при котором обеспечивается критическое состояние реактора и температура теплоносителя достигает 280°C за счет тепла от насосов, обеспечивающих расход воды через зону, и при рабочем положении основной управляющей группы ОР СУЗ). Т.е. пуск блока при такой ситуации по правилам ПБЯ и Эксплуатационному Регламенту невозможен. Напротив, для загрузки с одним высоким обогащением топлива (среднее обогащение по зоне составляет 4.3 %) температурные коэффициенты реактивности становятся отрицательными уже при температуре

воды 220 °С, что заметно ниже пускового значения температуры 280 °С. Т.е. в этом случае пуск может быть осуществлен без нарушения каких-либо правил ядерной безопасности. Суть данного явления в том, что повышение обогащения топлива и использование ТВЭГ в составе ТВС ужесточает спектр тепловых нейтронов и снижает относительную поглощательную способность бора, и это уже в свою очередь уменьшает коэффициент реактивности по температуре теплоносителя.

При невозможности пуска энергоблока при положении рабочей группы ОР СУЗ в диапазоне от 70 до 90 % извлечения стержней регулирования из активной зоны, необходимо ввести в зону дополнительное количество твердых поглотителей. Это приводит к ужесточению спектра тепловых нейтронов в зоне и уменьшению коэффициента чувствительности реактивности к бору в температурном эффекте реактивности. Данные явления, даже без изменения пусковой концентрации бора в теплоносителе, обуславливают отрицательные значения температурного коэффициента реактивности в области температур воды около 280 °С.

На рис. 1.26 приведены также зависимости реактивности от температуры теплоносителя при погружении двух групп ОР СУЗ. Видно, как наличие дополнительного количества твердого поглотителя в зоне помогает исправить ситуацию и обеспечить выполнение требований по безопасности при пуске энергоблока на мощность. Интересно отметить, что для топливной загрузки с высоким обогащением топлива, даже при более высоком значении концентрации борной кислоты, ситуация с коэффициентами реактивности более благоприятна, чем для 1-й загрузки. Для 22-й загрузки при погружении двух групп ОР СУЗ, коэффициенты реактивности становятся отрицательными практически во всем диапазоне температур при разогреве теплоносителя в первом контуре, чего нельзя обеспечить для 1-й загрузки.

По Регламенту разогрев первого контура до 280 °С происходит при всех погруженных ОР СУЗ и при значении концентрации борной кислоты 16 г/кг. Далее выводится борная кислота до пускового значения, и только после этого начинают выводить стержни управления из активной зоны.

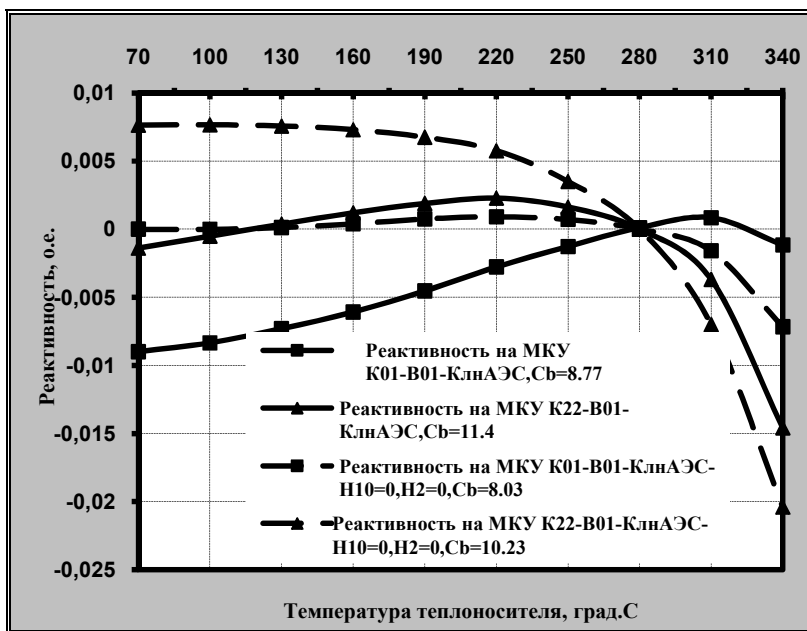


Рис. 1.26. Зависимость реактивности реактора от температуры теплоносителя на МКУ при пусковых значениях концентрации борной кислоты для 1-й и 22-й кампаний 1-го энергоблока Калининской АЭС при различных положениях групп ОР СУЗ

Выводятся все поглощающие стержни до рабочего положения последней группы ОР СУЗ, называемой рабочей или управляющей. Если при этом значении коэффициент реактивности по температуре положителен, то опускают какую-либо дополнительную группу ОР СУЗ и пуск на мощность осуществляют при погруженной дополнительно группе ОР СУЗ. При достижении заметной мощности (10 % от номинала и выше), прогрева теплоносителя на 3-4 градуса, можно извлекать группу из зоны без опасения за температурный коэффициент реактивности.

На рис. 1.27 приведены зависимости температурного коэффициента реактивности от концентрации борной кислоты в воде для 1-х топливных загрузок 1-го и 3-го блоков Калининской АЭС.

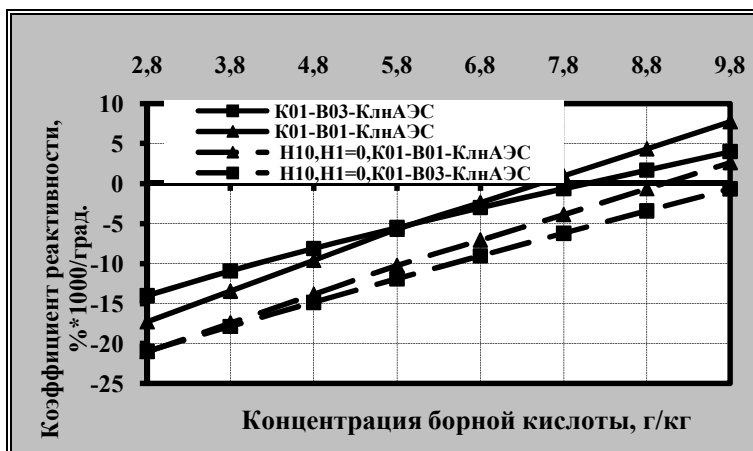


Рис. 1.27. Зависимость коэффициента реактивности по температуре теплоносителя от концентрации борной кислоты на МКУ для 1-й кампании 1-го и 3-го энергоблоков Калининской АЭС при различных положениях ОР СУЗ

Эти зависимости построены при пусковой температуре теплоносителя, равной 280 °С. При всех извлеченных ОР СУЗ безопасный диапазон концентраций бора в воде чуть больше для 3-го блока, чем для 1-го.

Однако они сопоставимы, и разница в самих коэффициентах при одних и тех же концентрациях борной кислоты в теплоносителях невелика. В целом, это объясняется практически одинаковым средним обогащением топлива в активной зоне для обеих топливных загрузок: 2.57 % – для 1-го блока, 2.65 % – для 3-го блока. Однако часть избыточной реактивности в первой загрузке взяли на себя твердые поглотители в виде специальных топливных элементов, содержащих гадолиний (по 9 ТВЭГ в каждой ТВС). Они позволили снизить пусковую концентрацию борной кислоты для 3-го блока до значения 6.8 по сравнению со значением 8.8 для 1-го блока. Это уменьшение бора в воде – главная причина уменьшения температурных коэффициентов реактивности. По-видимому, в дальнейшем можно будет еще несколько уменьшить пусковое значение бора, если увеличить число ТВЭГ с 9 до 12.

На этом же рисунке приведены зависимости коэффициентов реактивности от концентрации бора при погружении двух групп ОР СУЗ. Видно, что для 3-го блока температурный коэффициент реак-

тивности отрицателен до концентрации борной кислоты, равной 10 г/кг. На этом графике зримо видна история развития реактора ВВЭР-1000 в части топлива и средств компенсации реактивности.

Для того чтобы продемонстрировать еще более убедительно позитивную тенденцию развития реактора ВВЭР-1000 в направлении повышения экономичности и ядерной безопасности, на рис. 1.28 приведем зависимости температурных коэффициентов реактивности для 1-х загрузок 1-го и 3-го блоков Калининской АЭС. Здесь показан опыт формирования первых загрузок для реализации двухгодичного топливного цикла (1-й блок Калининской АЭС, 1982 г.), трехгодичного цикла (5-й блок Запорожской АЭС, 1985 г.) и цикла, в котором с первых же загрузок осуществляется переход с трехгодичной кампании топлива на четырехгодичную.

Надо отметить очень удачным решением формирование 1-й загрузки для 3-го блока Калининской АЭС. С точки зрения обеспечения внутренней ядерной безопасности, данное решение может считаться безупречным. На рис. 1.28 видно, что температурный коэффициент реактивности остаётся отрицательным в самом широком диапазоне температур.

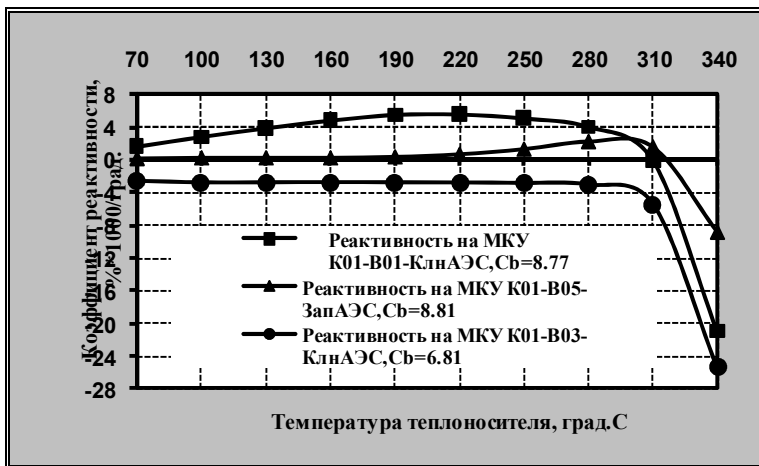


Рис. 1.28. Зависимость реактивности реактора от температуры теплоносителя на МКУ при пусковых значениях концентрации борной кислоты для 1-й кампании энергоблоков №1 и №3 Калининской АЭС и 1-й кампании 5-го блока Запорожской АЭС при различных положениях групп ОР СУЗ

Может возникнуть вопрос, почему выше речь шла о коэффициенте реактивности исключительно на МКУ. Дело в том, что если на МКУ все благополучно, то и во всех других состояниях на мощности будет все хорошо, с точки зрения ядерной безопасности. Данная особенность реактора ВВЭР объясняется тем, что отрицательный температурный коэффициент по модулю увеличивается, усиливая отрицательную обратную связь.

В случае вывода реактора на заметную мощность предпочитают пользоваться коэффициентом реактивности по мощности α_N (1/МВт). Данный коэффициент интегральный и включает в себя изменения реактивности по температуре топлива и теплоносителя по всему объему зоны. Для реакторов ВВЭР он всегда отрицателен и по модулю увеличивается с увеличением мощности. Причина этого увеличения в уменьшении плотности теплоносителя в зоне, причем производная плотности по мощности по модулю увеличивается. Это важное свойство обеспечивает внутреннюю безопасность и самозащищенность реактора ВВЭР в самых тяжелых аварийных ситуациях, сопровождающихся разгоном реактора на мгновенных нейтронах, одна из которых была рассмотрена в предыдущем разделе.

Несколько слов о пустотном коэффициенте реактивности. Данный коэффициент реактивности характеризует изменение реактивности в реакторе при вскипании теплоносителя. При небольшом кипении, когда объемное содержание пара в воде невелико (<10 %), жидкий поглотитель продолжает выполнять свою функцию. При полном вскипании бор осаждается на твердых частях конструкции активной зоны, а теплоноситель в паровой фазе лишается жидкого поглотителя. В дальнейшем, в главе, посвященном аварийным режимам, мы вернемся к данной теме, где рассмотрим разные сценарии потери бора в теплоносителе.

1.7. Регулирование реактора

Когда в реакторе осуществляется стационарная цепная реакция, то его коэффициент размножения $K_{эфф}$ должен быть практически равен единице (с учетом наличия источника в зоне величина $K_{эфф}$

составляет величину несколько меньшую $1:0.999999$), а реактивность ρ – близка к нулю (обычно она равна $-10^{-6} - -10^{-8}$). В то же время существует достаточно много эффектов выгорания топлива и твердых поглотителей, эффектов отравления ксеноном и самарием, температурных и плотностных эффектов, действующих на реактивность в течение всей кампании реактора и вносящих разнонаправленные изменения в реактивность. Поэтому для компенсации возникающих эффектов и удержания реактора в критическом состоянии необходимо изменять размножающие и поглощающие свойства активной зоны с помощью внешних воздействий на реактивность. Данные действия называются регулированием и управлением реактора. Эти действия осуществляются с помощью систем регулирования и управления реактора.

1.7.1. Основные задачи регулирования

Система регулирования и система управления и защиты (СУЗ) реактора решают четыре основные задачи:

- обеспечение быстрого останова реактора (т.е. прекращение цепной реакции) в случаях, когда развитие процессов может привести к аварии;
- компенсация избыточной реактивности, медленно изменяющейся во время выгорания топлива;
- компенсация небольших, но быстрых отклонений от критичности, вызванных, например, случайными колебаниями параметров РУ (от секунд до минут);
- управление реактора при переходе с одного значения мощности на другое, или выходом реактора из остановленного состояния на номинальную мощность (время: от нескольких часов до суток).

Для решения 1-й задачи предназначена система управления и защиты (СУЗ), которая имеет в своем составе подвижные твердые поглотители. При погружении в активную зону этих поглотителей вводится отрицательная реактивность, которая прекращает цепную реакцию и уменьшает нейтронную мощность (число делений) до нуля. Время погружения поглотителей в зону составляет величину от 2.5 до 3 с. Величина подкритичности реактора, обеспечиваемая

поглотителями СУЗ, должна по модулю с запасом превышать мощностной эффект реактивности и эффект отравления активной зоны ксеноном. При этом должна быть учтена возможность единичного отказа при вводе поглотителей в активную зону. Понятие единичного и множественного отказов в системе СУЗ будет рассмотрено в главе, посвященной анализу возможных аварийных режимов в реакторах ВВЭР-1000 и их последствий на состояние оборудования. В случаях аварии СУЗ выполняет функцию аварийной защиты (АЗ) для предотвращения нарушений в оборудовании, представляющих угрозу ее целостности и функциональности.

Для решения 2-й задачи предназначена система жидкостного химического регулирования. Данная система регулирует изменением концентрации борной кислоты в теплоносителе. В начале кампании избыточная реактивность компенсируется введением борной кислоты в теплоноситель, а по мере выгорания топлива концентрация борной кислоты в воде постепенно уменьшается из-за обмена на чистый конденсат. Достоинство такого регулирования в том, что химически введенный поглотитель однороден по объему активной зоны и не вносит сильных искажений в распределение энерговыделений по объему. Недостатком этого способа является то, что наличие борной кислоты в воде может приводить к положительным коэффициентам реактивности по температуре теплоносителя на МКУ в первых топливных загрузках при пуске энергоблока. В первой загрузке для имитации ТВС с выгоревшим топливом приходится использовать ТВС с низким обогащением топлива, что и приводит к указанным затруднениям. Об этом подробно рассказано выше в разделе, посвященном эффектам и коэффициентам реактивности в реакторах ВВЭР. Другим недостатком, касающимся скорее эксплуатационных расходов, является большие трудозатраты по содержанию целого химического хозяйства на АЭС по очистке воды от вредных примесей, и в частности от продуктов взаимодействия изотопов бора ^{10}B и ^{11}B с нейтронами. Чем меньше концентрация борной кислоты в воде, тем меньше эксплуатационные расходы в части очистки воды от продуктов жизнедеятельности бора.

Для того чтобы снизить концентрацию борной кислоты в воде, уйти от положительных коэффициентов реактивности в макси-

мально широком диапазоне температур теплоносителя и снизить эксплуатационные расходы по очистке воды, в реакторах используются неподвижные твердые выгорающие поглотители тепловых нейтронов. Выгорающие поглотители (ВП) загружаются в зону вместе с топливом и выгорают одновременно с топливом, компенсируя тем самым часть отрицательной реактивности, вносимой шлакообразованием в активной зоне при выгорании топлива. В реакторах ВВЭР применяется блочное размещение ВП. При этом происходит пространственная экранировка внутренних слоев поглотителя от поглощения тепловых нейтронов, и поглотитель обгорает с наружной поверхности ВП. Такие ВП называются блокированными или самоэкранированными (СВП).

В начале эксплуатации АЭС с ВВЭР-1000 применялись выгорающие поглотители на основе алюминиевой матрицы, пропитанной бором. Природный бор содержит около 20 % по весу изотопа ^{10}B , который сильно поглощает тепловые нейтроны: микроскопическое сечение поглощения нейтронов для характерного для ВВЭР-1000 спектра тепловых нейтронов составляет 2000 барн. Борные поглотители вставлялись в направляющие трубки в составе ТВС, предназначенные для поглотителей СУЗ. Таким образом, кассета, содержащая СВП, не могла быть размещена в активной зоне под поглотителем СУЗ. Борные СВП находились в активной зоне только один год, после чего они удалялись из ТВС. Недостатком использования борных СВП было в том, что они занимали место, предназначенное для поглотителей СУЗ, и тем самым ограничивали число стержней СУЗ в реакторе. Другим серьезным недостатком было то, что к концу года почти в трети ТВС, где используются СВП, бор выгорал не до конца и заметно снижал экономичность использования топлива из-за ухудшения размножающих свойств ТВС вследствие наличия остатков бора в твердом поглотителе (так называемые «борные хвосты»). Если бы к концу кампании бор выгорал полностью, то размножающие свойства ТВС улучшились, и длительность кампании могла быть несколько увеличена.

В последнее время выгорающие поглотители уступают место уран-гадолиниевым топливным элементам (ТВЭГ), которые представляют собой топливный элемент, в составе которого гомогенная

смесь из двуокиси урана с обогащением по урану-235 до 3–4 % и гадолиния. Гадолиний является материалом, поглощающим тепловые нейтроны гораздо сильнее, чем бор (микроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов составляет сотни тысяч барн). При таких сечениях поглощения, во-первых, достаточно совсем немного гадолиния (5-8 весовых %), и, во-вторых, гадолиний очень быстро и полностью выгорает (не больше 200 сут. пребывания в зоне на мощности реактора в 3000 МВт). После выгорания ТВЭГ превращается из поглотителя в обычный топливный элемент. ТВЭГ размещается в ТВС в местах расположения топливных элементов и не занимает места для поглощающего элемента СУЗ. Таким образом, использование топливного элемента с гадолинием решает двудединую задачу. Увеличивает экономичность использования топлива (нет борных хвостов) и позволяет увеличить число стержней СУЗ для усиления аварийной защиты реактора.

Для решения 3-й задачи используется одна из групп поглощающих стержней в составе СУЗ, которая называется управляющей или рабочей группой. Она располагается в верхней части активной зоны, чтобы минимальным образом деформировать распределение энерговыделений по объему зоны. Положение рабочей группы: от 70 до 90 % извлечения по высоте активной зоны. Данная группа в этом положении в режиме автоматического поддержания постоянной мощности может компенсировать небольшие, но быстрые отклонения от критичности реактора.

Четвертая задача является наиболее актуальной в практике эксплуатации ВВЭР-1000. Хотя бы потому, что каждый год в конце кампании используется стратегия продленного топливного цикла за счет мощностного эффекта реактивности. Стратегия продленного топливного цикла заключается в том, что при полном выводе борной кислоты из теплоносителя на номинальной мощности можно, снизив мощность до 70–75 %, продлить топливную кампанию от нескольких до десяти суток. В этом случае ежегодно в конце кампании, когда уже нет бора в воде, приходится решать задачу регулирования перехода реактора с мощности 100 % на 70–75 % без возбуждения ксеноновых колебаний локальной мощности, о которых уже было рассказано. Дополнительно к приведенному

примеру можно назвать и другой пример из практики ВВЭР, а именно ежегодный пуск реактора и вывод его с нулевой мощности на номинальную.

1.7.2. Регулирование ксеноновых процессов в активной зоне

Каждый переход с мощности на мощность даже при небольших изменениях мощности сопровождается ксеноновыми процессами в активной зоне. При останове реактора ксеноновые процессы порождают одну группу проблем, при пуске другую. С проблемами, возникающими при останове реактора, мы познакомились уже в разделе, где речь шла о глубине «йодной ямы», ее зависимости от различных параметров реактора и других особенностях нестационарного отравления и разотравления активной зоны ксеноном. Там же состоялось первое знакомство с физическими причинами возникновения ксеноновых колебаний локальной мощности на примере аксиальных колебаний локальной мощности.

На станции измеряемой и контролируемой величиной является аксиальный офсет мощности. Он равен разнице между интегральной мощностью нижней половины реактора и интегральной мощностью верхней половины реактора, деленной на значение интегральной мощности. По изменению аксиального офсета во времени можно судить о возникновении аксиальных колебаниях локальной мощности в реакторе. Колебания офсета могут происходить при постоянной мощности и с колебаниями самой интегральной мощности. В практике происходят колебания офсета при сохранении полной мощности реактора. Высотные колебания офсета мощности происходят гораздо легче, чем радиальные, потому что торцевая утечка нейтронов гораздо меньше, чем радиальная. Ниже будет понятно, откуда следует данное утверждение.

Очень важно знать, являются ли ксеноновые колебания мощности затухающими или нет. Если реактор обладает свойством саморегулируемости по отношению к ксеноновым колебаниям мощности и приводит к затуханию свободных ксеноновых колебаний после их возникновения по той или иной причине, то управление реактора при переходе с мощности на мощность гораздо легче и более безопасно. Свободными ксеноновыми колебаниями мощно-

сти называются такие колебания, которые происходят после их возникновения без каких-либо управляющих воздействий на параметры активной зоны. Для того чтобы определить основные физические факторы, обеспечивающие устойчивость реактора по отношению к ксеноновым колебаниям локальной мощности, рассмотрим простую двухзонную математическую модель ксеноновых колебаний. Реактор по высоте разделен на две расчетные области, каждая из которых описывается в одноточечном приближении. В работе [17] приведена исходная система дифференциальных уравнений, описывающая динамику нейтронов, ксенона и йода в выделенных расчетных областях активной зоны. После линеаризации этих уравнений при определенных приближениях и допущениях и преобразования Лапласа полученной линеаризованной системы дифференциальных уравнений в соответствие с работой [17] можно записать следующую систему уравнений:

$$\begin{aligned}\omega \hat{n}_{Xe1} &= \lambda_J \hat{n}_{J1} - \omega_{Xe1} \hat{n}_{Xe1} - \omega_{Xe1} n_{Xe10} \hat{N}_1, & \omega \hat{n}_{J1} &= -\lambda_J \hat{n}_{J1} + \gamma \hat{N}_1, \\ \omega \hat{n}_{Xe2} &= \lambda_J \hat{n}_{J2} - \omega_{Xe2} \hat{n}_{Xe2} - \omega_{Xe2} n_{Xe20} \hat{N}_2, & \omega \hat{n}_{J2} &= -\lambda_J \hat{n}_{J2} + \gamma \hat{N}_2, \\ -\Delta\rho_{Xe1} \frac{\hat{n}_{Xe1}}{n_{Xe10}} - \Delta\rho_{N1} \hat{N}_1 - \Delta\rho_{12} (\hat{N}_1 - \hat{N}_2) - \Delta\rho_{lek} \hat{N}_1 + \Delta\rho_{bor1} \hat{c} &= 0, & (1.14) \\ -\Delta\rho_{Xe2} \frac{\hat{n}_{Xe2}}{n_{Xe20}} - \Delta\rho_{N1} \hat{N}_2 - \Delta\rho_{12} (\hat{N}_2 - \hat{N}_1) - \Delta\rho_{lek} \hat{N}_2 + \Delta\rho_{bor2} \hat{c} &= 0,\end{aligned}$$

$$\text{где } \hat{N}_1 = \frac{N_1 - N_{10}}{N_{10}}, \hat{N}_2 = \frac{N_2 - N_{20}}{N_{20}}; \hat{n}_{Xe1} = n_{Xe1} - n_{Xe10}, \hat{n}_{Xe2} = n_{Xe2} - n_{Xe20};$$

$\hat{c} = c - c_0$, $\hat{n}_{J1} = n_{J1} - n_{J10}$, $\hat{n}_{J2} = n_{J2} - n_{J20}$, и выполняется условие $\hat{N}_1 + \hat{N}_2 = 0$; n_{Xe} – число ядер ксенона в реакторе; n_J – число ядер йода в реакторе; ω – параметр Лапласа; λ_J – постоянная распада ядер йода; λ_{Xe} – постоянная распада ядер ксенона; γ – доля выхода

ядер йода на одно деление; $\omega_{Xe} = \frac{\sigma_{Xe} N_0}{\Sigma_f}$ – скорость поглощения

тепловых нейтронов в реакторе, 1/с; σ_{Xe} – микросечение поглощения тепловых нейтронов ксеноном; Σ_f – макросечение деления

ядер топлива; N – число делений в зонах; N_0 – число делений в зонах в начальный момент времени; $\Delta\rho_{Xe}$ – эффект отравления активной зоны ксеноном на стационарном режиме; $\Delta\rho_N$ – мощностной эффект реактивности в стационарном режиме; $\Delta\rho_{12}$ – доля реактивности, приходящаяся на утечку нейтронов из одной половины зоны в другую; $\Delta\rho_{lek}$ – доля реактивности, приходящаяся на утечку нейтронов из реактора через торцевую поверхность; $\Delta\rho_{bor}$ – доля реактивности, вносимая бором в стационарном состоянии; c – критическая концентрация бора в текущий момент времени; c_0 – критическая концентрация бора в начальный момент времени.

Предположив, что начальное распределение мощности по высоте симметрично относительно центра активной зоны, после ряда преобразований (1.6) и исключения неизвестной величины $\hat{c}$, получим следующее уравнение для определения величины ω :

$$\omega^2 - (\omega_{Xe}(C-1) - \lambda_J - \lambda_{Xe}) + \lambda_J \lambda_{Xe}(1+C) = 0, \quad (1.15)$$

где $C = \frac{\Delta\rho_{Xe}}{\Delta\rho_N + 2\Delta\rho_{12} + \Delta\rho_{lek}}.$

Введем следующие обозначения:

$$A = \omega_{Xe} \left(\frac{\Delta\rho_{Xe}}{\Delta\rho_N + 2\Delta\rho_{12} + \Delta\rho_{lek}} - 1 \right) - \lambda_J - \lambda_{Xe},$$

$$B = \lambda_J \lambda_{Xe} \left(1 + \frac{\Delta\rho_{Xe}}{\Delta\rho_N + 2\Delta\rho_{12} + \Delta\rho_{lek}} \right), \quad \forall B > 0,$$

A может быть >0 , а может <0 .

Если $A > 0$, то действительная часть решения всегда больше нуля: $\text{Re}(\omega) > 0$.

Если $A < 0$, то действительная часть решения всегда меньше нуля: $\text{Re}(\omega) < 0$.

Система считается неустойчивой, если действительная часть собственных чисел колебательной системы – решения уравнения (1.15) – положительна, т.е. $\text{Re}(\omega) > 0$. Величина $\text{Re}(\omega) > 0$, когда выполняются следующие неравенства:

$$\frac{\Delta\rho_{Xe}}{\Delta\rho_N + 2\Delta\rho_{12} + \Delta\rho_{lek}} > 1, \quad (1.16)$$

$$\omega_{Xe} \left(\frac{\Delta\rho_{Xe}}{\Delta\rho_N + 2\Delta\rho_{12} + \Delta\rho_{lek}} - 1 \right) > \lambda_J + \lambda_{Xe}.$$

Из неравенств (1.8) следует, что чем больше эффект стационарного отравления ксеноном для заданной мощности по отношению к мощностному эффекту реактивности и утечке нейтронов из области изменения локальной мощности в реакторе, тем вероятней потеря устойчивости реактора при возникновении пространственных ксеноновых колебаний локальной мощности.

Для того чтобы реактор был устойчив по отношению к ксеноновым колебаниям, должно выполняться следующее неравенство:

$$\frac{\Delta\rho_{Xe}}{\Delta\rho_N + 2\Delta\rho_{12} + \Delta\rho_{lek}} < \frac{(\lambda_J + \lambda_{Xe})\Sigma_f}{\sigma_{Xe}N_0} + 1. \quad (1.17)$$

При увеличении обогащения уранового топлива мощностной эффект реактивности растет быстрее, чем эффект отравления ксеноном, макроскопическое сечение деления также растет прямо пропорционально обогащению топлива. В этом случае гораздо больше шансов для выполнения неравенства (1.9) и обеспечения устойчивости реактора при возникновении ксеноновых колебаний локальной мощности. Теперь становится понятным, почему реактор подвержен колебательной неустойчивости больше для первых топливных загрузок. Потому что среднее обогащение топлива в первых загрузках гораздо меньше обогащения топлива в установившемся топливном цикле. Также становится понятным, почему реактор подвержен колебательной неустойчивости больше к концу кампании. При выгорании топлива величина Σ_f существенно уменьшается. При этом левая часть неравенства меняется слабо, и величина $\text{Re}(\omega)$ увеличивается. Если эта величина остается отрицательной, но по модулю становится меньше, то коэффициент затухания ксеноновых колебаний уменьшается. Это означает, что при возникновении пространственных колебаний локальной мощности затухают они сами очень медленно, и приходится прибегать к внешним воздействиям для более скорого их прекращения. Для

первых загрузок, как правило, в конце кампании ксеноновые колебания всегда неустойчивы.

Для подтверждения только что сказанного приведем результаты численного моделирования свободных ксеноновых колебаний по программному комплексу «ПРОСТОР» для 1-й загрузки 3-го блока Калининской АЭС на начало и конец кампании. О механизме возбуждения свободных ксеноновых колебаний локальной мощности уже было рассказано в разделе 1.3.2. На рис. 1.29 – 1.32 приведены результаты численного моделирования ксеноновых колебаний и зависимости аксиального офсета мощности от времени при возникновении этих колебаний. Видно, что для 1-й загрузки в конце кампании наблюдаются расходящиеся ксеноновые колебания локальной мощности, что теоретически было предсказано выше. Для 17-й загрузки в конце кампании,

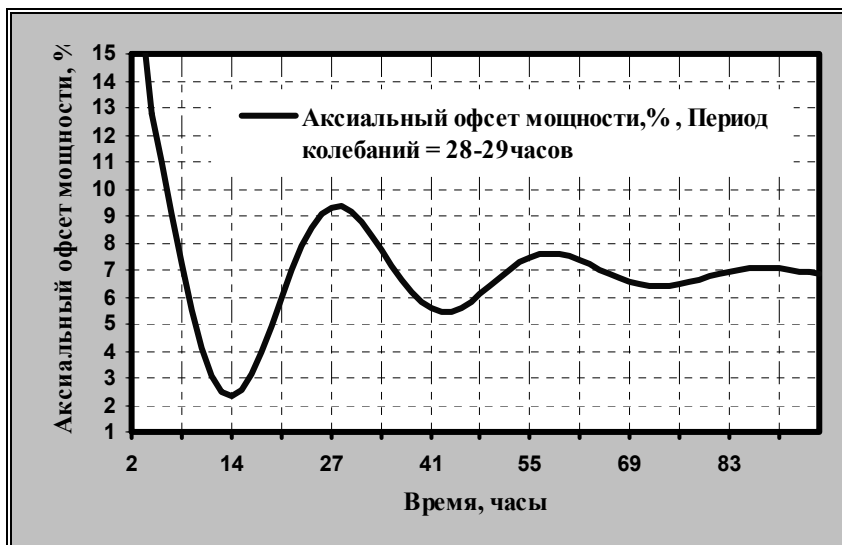


Рис. 1.29. Зависимость аксиального офсета мощности от времени при возбуждении ксеноновых колебаний для 1-й загрузки 3-го блока Калининской АЭС в начале кампании

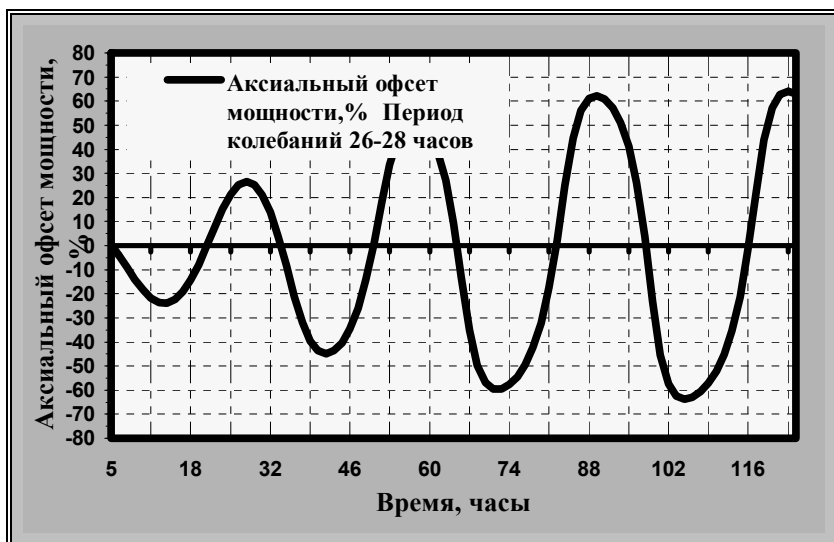


Рис. 1.30. Зависимость аксиального офсета мощности от времени при возбуждении ксеноновых колебаний для 1-й загрузки 3-го блока Калининской АЭС в конце кампании

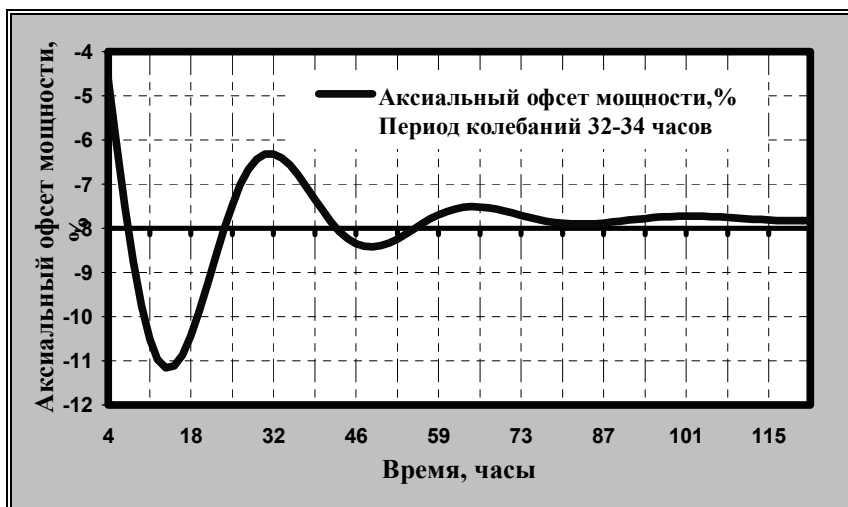


Рис. 1.31. Зависимость аксиального офсета мощности от времени при возбуждении ксеноновых колебаний для 17-й загрузки 2-го блока Калининской АЭС в начале кампании



Рис. 1.32. Зависимость аксиального оффета мощности от времени при возбуждении ксеноновых колебаний для 17-й загрузки 2-го блока Калининской АЭС в конце кампании

не смотря на сходящиеся колебания, коэффициент их ослабления очень мал и требуется много времени для того, чтобы эти колебания затухли. Данный вывод, также теоретически, был предсказан выше. Из этого следует, что во второй половине кампании ближе к ее концу, при возникновении ксеноновых колебаний желательно применить внешнее управление, направленное на ускорение их подавления. Для 1-й загрузки такое управление требуется постоянно, так как колебания сами по себе неустойчивы. Для конца кампании при достижении стационарного режима перегрузок с одним обогащением топлива подпитки (обычно $> 4\%$, примером является 17-я кампания 2-го блока Калининской АЭС) внешнее воздействие нужно только краткосрочно, после чего колебания быстро прекращаются.

Сначала попробуем определить внешние воздействия для подавления ксеноновых колебаний локальной мощности в активной зоне без изменения положения ОР СУЗ, что является привлекательным, так как не происходит сильной деформации нейтронных полей в зоне. Для этого запишем зависимость аксиального оффета

мощности при его малом отклонении от равновесного значения от размножающих свойств нижней и верхней половины реактора в следующем виде:

$$offset = offset0 - a_0 \times (\partial reac_2 - \partial reac_1) \quad (1.18)$$

$$offset = \frac{N_1 - N_2}{N_1 + N_2}, offset0 = \frac{N_{10} - N_{20}}{N_{10} + N_{20}}, \text{ как правило:}$$

$N_1 + N_2 = N_{10} + N_{20}$, N_1, N_{10} – мощности нижней половины активной зоны, N_2, N_{20} – мощности верхней половины активной зоны,

$$redac_1 = -a_1 \times (N_{Xe1} - N_{Xe10}) - b_1 \times (N_1 - N_{10}) - b_{01} (c_{\text{бор}} \gamma_{\text{H}_2\text{O}1} - c_{\text{бор}0} \gamma_{\text{H}_2\text{O}10}),$$

$$\partial reac_2 = -a_2 \times (N_{Xe2} - N_{Xe20}) - b_2 \times (N_2 - N_{20}) - b_{02} (c_{\text{бор}} \gamma_{\text{H}_2\text{O}2} - c_{\text{бор}0} \gamma_{\text{H}_2\text{O}20}),$$

$\partial reac_1$ – реактивность нижней половины реактора относительно равновесной; $\partial reac_2$ – реактивность верхней половины реактора относительно равновесной; N_{Xe1} – средняя концентрация ксенона в нижней половине реактора; N_{Xe10} – равновесная концентрация ксенона в нижней половине реактора; N_{Xe2} – средняя концентрация ксенона в верхней половине реактора; N_{Xe20} – равновесная концентрация ксенона в верхней половине реактора; $c_{\text{бор}}$ – критическая концентрация борной кислоты при отклонении от равновесия; $c_{\text{бор}0}$ – критическая концентрация борной кислоты при равновесном отравлении ксеноном; $\gamma_{\text{H}_2\text{O}1}$ – средняя плотность теплоносителя в нижней половине зоны при отклонении от равновесия; $\gamma_{\text{H}_2\text{O}2}$ – средняя плотность теплоносителя в верхней половине зоны при отклонении от равновесия; $\gamma_{\text{H}_2\text{O}10}$ – средняя плотность теплоносителя в нижней половине зоны при равновесном отравлении ксеноном; $\gamma_{\text{H}_2\text{O}20}$ – средняя плотность теплоносителя в верхней половине зоны при равновесном отравлении ксеноном.

Для упрощения анализа предположим: $a_2 = a_1 = a_{\text{Xe}} = \text{const}$; $b_{10} = b_{20} = \text{const} > 0$;

$$b_1 = b_0 - d_{01}c_{\text{бор}}\gamma_{\text{H}_2\text{O}1} + f_{01}(T_1 - T_0);$$

$$b_2 = b_0 - d_{01}c_{\text{бор}}\gamma_{\text{H}_2\text{O}2} + f_{01}(T_2 - T_0), T_0 = \text{const}.$$

Преобразуя вышеприведенное выражение для офсета с учетом сделанных приближений и упрощений, а также из баланса нейтронов получим следующее выражение для офсета:

$$\text{offset} = \text{offset0} - 2 \times \partial \text{reac}_1;$$

$$\begin{aligned} \text{offset} = \text{offset0} - 2a_1 \times (N_{\text{Xe}1} - N_{\text{Xe}10}) - 2b_1 \times (N_1 - N_{10}) \\ - 2b_{01}(c_{\text{бор}}\gamma_{\text{H}_2\text{O}1} - c_{\text{бор}0}\gamma_{\text{H}_2\text{O}10}). \end{aligned}$$

Пренебрежем в данном выражении членом, отвечающим за поддержание критичности из-за его малости по сравнению с остальными членами, и получим выражение вида:

$$\text{offset} = \text{offset0} - 2(a_1 \times (N_{\text{Xe}1} - N_{\text{Xe}10}) + b_1 \times (N_1 - N_{10})). \quad (1.19)$$

Из данного выражения очевидны принципы стабилизации ксеноновых колебаний:

- при превышении отравления в нижней половине зоны (соответственно снижения отравления в верхней половине) необходимо уменьшить мощность в нижней половине активной зоны, а для этого нужно уменьшить мощностной и плотностной эффект реактивности за счет увеличения борной кислоты или уменьшения температуры теплоносителя на входе в активную зону. Если при этом допустить уменьшение средней мощности реактора, то можно усилить компенсирующий эффект;
- при снижении отравления в нижней половине зоны (соответственно превышении отравления в верхней половине) необходимо увеличить мощность в верхней половине активной зоны, а для этого нужно увеличить мощностной и плотностной эффект реактивности за счет уменьшения борной кислоты или увеличения температуры теплоносителя на входе в активную зону. Если при этом допустить увеличение средней мощности реактора, то можно усилить компенсирующий эффект.

Теперь необходимо определить, в какой момент времени нужно производить действия по формированию компенсирующего эффекта. Естественно, действия по стабилизации должны быть упре-

ждающими. Зная период ксеноновых колебаний и близость их к гармоническим колебаниям, наиболее эффективными действия окажутся в момент времени, когда достигается максимальная скорость изменения офсета. Максимальная скорость изменения амплитуды для гармонического колебания достигается при равновесном значении. Для того чтобы компенсирующее действие было еще эффективней, лучше начинать его чуть раньше достижения равновесного значения. Таким образом, для эффективного воздействия, с учетом возможной погрешности определения периода колебаний, нужно начинать действие в момент времени:

$$\Delta t > \frac{3}{8} T_{Xe} \quad T_{Xe} - \text{период ксеноновых колебаний (26 – 32 ч в}$$

зависимости от типа топливной загрузки и момента кампании);

$\Delta t = t - t_{\max(\min)}$; $t_{\max}$ – момент времени достижения максимальной амплитуды колебания;

$t_{\min}$ – момент времени достижения минимальной амплитуды колебания.

При увеличении офсета нужны действия из первого пункта указанного выше, а при уменьшении офсета – из второго пункта. Если нет времени на определение момента колебания, то нужно ориентироваться только на знак скорости изменения офсета по времени и ее тенденцию (если скорость положительна и увеличивается, то действия из 1-го пункта, если скорость отрицательна и продолжает уменьшаться – то из 2-го пункта). Если тенденция изменения скорости неблагоприятна для соответствующих действий, то лучше подождать 7-8 ч, по возможности, без всяких действий.

Стратегия подавления ксеноновых колебаний с помощью ОР СУЗ более проста. Для подавления колебаний нужно двигать ОР СУЗ вниз, когда мощность в верхней половине выше стационарного значения или мощности в нижней половине и при этом производная офсета мощности отрицательна. Наоборот, когда мощность в верхней половине ниже стационарного значения или мощности в нижней половине и при этом производная офсета мощности положительна нужно выдвигать из активной зоны ОР СУЗ. Еще одним средством подавления ксеноновых колебаний является ввод или

вывод ОР СУЗ в центральной ТВС на полную длину. Это средство очень эффективно, так как незначительно влияет на изменение полевых ограничений по локальной мощности в активной зоне. При вводе ОР СУЗ в активную зону и при сохранении интегральной мощности реактора мощность в остальных ТВС несколько увеличивается и увеличивается немного температурный эффект реактивности, что приводит к смещению увеличению офсета мощности. Поэтому вдвигать ОР СУЗ нужно, когда мощность верхней половины больше равновесного значения и производная офсета отрицательна. При выводе ОР СУЗ из активной зоны и при сохранении интегральной мощности реактора мощность в остальных ТВС несколько уменьшается и уменьшается немного температурный эффект реактивности, что приводит к уменьшению офсета мощности. Поэтому выдвигать ОР СУЗ нужно, когда мощность верхней половины меньше равновесного значения и производная офсета положительна.

Еще одной трудностью при возникновении ксеноновых колебаний является правильный выбор действий для устранения колебаний при управлении блоком. Если произойдет ошибка, выраженная в несвоевременном вводе отрицательной или положительной реактивности (в основном действия с боромассообменом), то можно даже при теоретически затухающих ксеноновых колебаниях войти в автоколебательный режим.

При поддержании постоянной мощности для устранения малых офсетных колебаний есть три основных способа. Первый способ – это движение ОР СУЗ (малые перемещения рабочей и следующей за ней по номеру группы ОР СУЗ в верхнем положении: 95-100 % извлечения). Второй способ – это изменение температуры теплоносителя на входе в активную зону (меняется давление во 2-м контуре). И третий способ – изменение концентрации борной кислоты в активной зоне (если она есть). Каждый из этих способов может быть эффективен в зависимости от типа топливной загрузки и момента кампании, а в конце кампании может быть и единственным из всех трех. При изменении мощности к данным способам нужно добавить своевременное увеличение или уменьшение мощности в зависимости от временных тенденций офсета. Применение вышеуказанных способов должно быть своевременным.

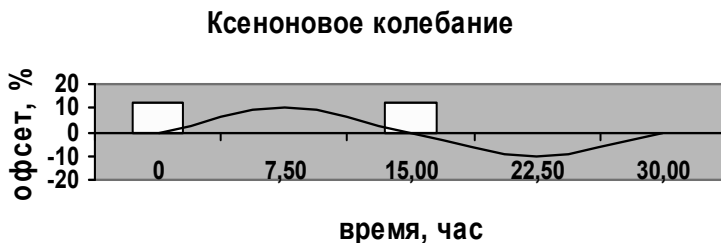


Рис. 1.33. Схематическое изображение зависимости амплитуды ксенонового колебания от времени с отметкой оптимального момента действия

Своевременным действием является действие в момент времени, когда происходит максимальное изменение офсета. Как правило, это изменение происходит вблизи равновесного значения офсета для данных мощности и среднего по времени положения ОР СУЗ. При максимальном изменении офсета в положительную сторону (при увеличении мощности нижней половины зоны и уменьшении мощности верхней половины, рис. 1.33) необходимы следующие действия:

- увеличение концентрации борной кислоты при постоянной мощности или со снижением мощности, что только усиливает эффект подавления начавшихся колебаний;
- извлечение ОР СУЗ, если это возможно, при сохранении мощности;
- уменьшение, если это возможно, давления в ГПК;
- уменьшение мощности за счет увеличения концентрации борной кислоты.

При максимальном изменении офсета в отрицательную сторону подавления (при увеличении мощности верхней половины зоны и уменьшении мощности нижней половины) необходимы следующие действия:

- уменьшение концентрации борной кислоты при постоянной мощности или с увеличением мощности, если это возможно, что только усиливает эффект подавления начавшихся колебаний; погружение ОР СУЗ, если это возможно, при сохранении мощности;

- увеличение, если это возможно, давления в ГПК;
- увеличение мощности за счет уменьшения концентрации борной кислоты, если это возможно.

Зачастую опасно дожидаться достижения максимальной скорости изменения офсета и поэтому лучше начинать вышеперечисленные действия заранее при выявлении основной временной тенденции аксиального офсета мощности в соответствующей четверти периода колебания.

Необходимо добавить к сказанному выше, что меры по устранению колебаний при увеличении офсета необходимы, так как увеличение локальной мощности, особенно в верхней половине активной зоны, может быть опасным из-за ухудшения теплообмена между топливным элементом и теплоносителем. Это ухудшение связано с явлением кризиса теплоотдачи на поверхности оболочки топливного элемента, о чем и пойдет речь в следующем разделе.

1.8. Основные физические явления, нарушающие ядерную и теплотехническую безопасность в реакторах ВВЭР

Опасными, с точки зрения ядерной безопасности, называются явления, которые связаны с возрастанием реактивности реактора до положительной величины и возникновением разгона нейтронной мощности на запаздывающих или на мгновенных нейтронах. Чаще всего эти явления связаны с отказами в работе аварийной защиты. Отказы проявляются в застревании одного или нескольких органов СУЗ над активной зоной. Они могут быть связаны с неуправляемыми движениями отдельных органов СУЗ или всей группы органов СУЗ из активной зоны. В гипотетическом случае может случиться разгерметизация в оборудовании СУЗ и мгновенное извлечение одного или нескольких ОР СУЗ из активной зоны. Данный случай был описан выше в разделе, посвященном кинетике реактора.

При отказе в работе аварийной защиты этот отказ может совместиться с другими событиями, связанными с увеличением реактивности реактора (к примеру, снижение температуры теплоносителя на входе в зону). В этом случае может образоваться локальная критическая масса в области активной зоны, где отсутствуют поглотители ОР СУЗ. В этой области может начаться разгон нейтронной мощности и существенный перегрев топлива и оболочки топливного элемента.

Как уже указывалось, сама по себе нейтронная вспышка (кроме увеличения радиационного фона) может быть и не страшна для реакторного оборудования. Гораздо важнее знать, какие последствия испытает топливо, оболочка ТВЭЛ, корпус реактора и т.д. в результате этой вспышки. Причины, приводящие к разгону реактора, могут быть самыми различными. Но все они будут приводить к одним и тем же явлениям – ухудшению теплообмена на поверхности оболочки ТВЭЛ и созданию условий для возникновения кризиса теплоотдачи или перегрева топлива. Данные явления снижают теплотехническую безопасность активной зоны.

Сначала разберем явления, связанные с кризисом теплоотдачи на оболочке ТВЭЛ. События, приводящие к ухудшению теплоотдачи от топливных элементов к теплоносителю, могут возникать от разных причин и в разных аварийных режимах, но физика этих явлений одна и та же, и заключается она в следующем.

В аварийных режимах при снижении давления в реакторе и уменьшении расхода теплоносителя через активную зону (по тем или иным причинам)

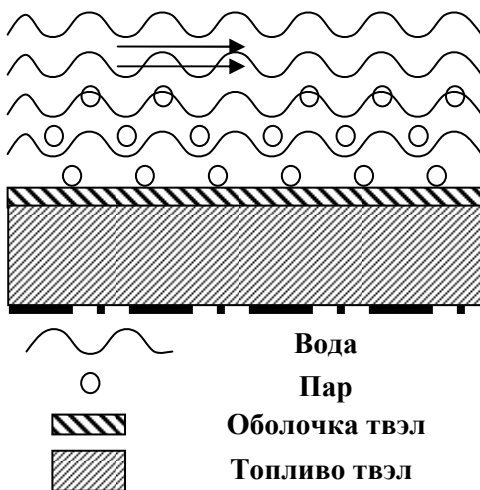


Рис. 1.34. Схематическое изображение пузырькового кипения

может начаться кипение теплоносителя. Кипение теплоносителя может быть поверхностным и объемным.

При поверхностном кипении температура оболочки выше температуры кипения воды (температуры насыщения), а температура теплоносителя ниже температуры насыщения. В этом случае наблюдается пузырьковый режим кипения, где пузыри свободно покидают поверхность оболочки и уносятся потоком воды (рис. 1.34). В этом случае теплообмен только улучшается, так как коэффициент теплоотдачи увеличивается в десятки раз при кипении на стенке. Однако, если тепловой поток локально заметно возрастет и скорость образования пузырей в этом месте увеличится, а скорость их уноса теплоносителем уменьшится (падает расход через зону, или деформация топливной решетки локально приводит уменьшению локальной массовой скорости теплоносителя), может образоваться на поверхности ТВЭЛ паровая пленка (рис. 1.35). При образовании

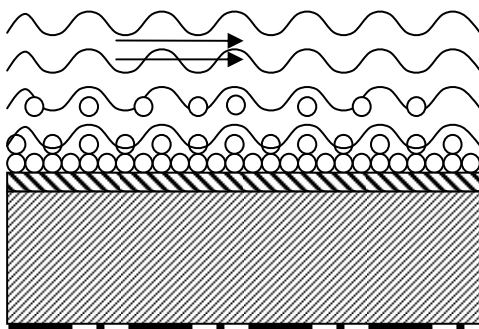


Рис. 1.35. Схематическое изображение кризиса теплоотдачи

локальной паровой пленки коэффициент теплоотдачи падает в десятки раз и происходит перегрев оболочки.

Важно то, что даже при небольших тепловых потоках в топливе оболочка может запереть этот тепловой поток и начать перегреваться выше допустимых температур при допустимых температурах в

топливе. Существует критический тепловой поток, выше которого начинается образование паровой пленки на оболочке ТВЭЛ и наступает кризис теплоотдачи.

Описанный кризис является кризисом первого рода. Критический тепловой поток $q_{кр}$ зависит от скорости, давления и температуры теплоносителя, формы и размеров теплосовмещающей поверхности. Аналитического решения этой задачи нет, но для конкретных случаев получены эмпирические уравнения, позволяющие рассчитывать $q_{кр}$ в определенной области температур. Для реакто-

ров ВВЭР для расчета кризиса теплообмена в ТВС рекомендована формула Кириллова (1.20):

$$q_{кр} = 0.795(1-x)^n G^m (1-0.0185p), \text{ где} \quad (1.20)$$

$$m = 0.184 - 0.311p, n = 0.105p - 0.5.$$

Формула (1.20) описывает экспериментальные данные в следующем диапазоне параметров: давления $p=7.5\text{--}16.7$ МПа; расхода $G=700\text{--}3500$ кг/(м²·с); паросодержания (по энтальпии) $x = -0.1\text{--}0.4$; длин $l=1.7\text{--}3.5$ м; диаметров $d=9$ мм; относительных шагов между ТВЭЛ $s=1.35\text{--}1.385$.

Чтобы не допустить пленочного кипения, необходимо так организовать теплосъем, чтобы в самом напряженном топливном элементе существовал запас по критической тепловой нагрузке:

$$DNBR = \frac{q_{кр}}{q_{\max}} > 1, \quad q_{кр} - \text{критический тепловой поток, Вт/м}^2$$

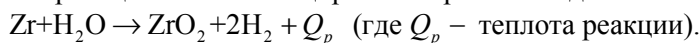
$q_{\max}$ – тепловой поток от ТВЭЛ в самой горячей точке зоны, Вт/м².

Величина $DNBR$ называется относительным коэффициентом запаса до кризиса. Эта величина рассчитывается по разным методикам и при нормальной эксплуатации должна быть больше 1.1 (0.1 – расчетный запас в определении критического теплового потока). Величина $q_{\max}$ рассчитывается с учетом погрешностей в измерениях интегральной мощности, в расчетах расходов через ТВС и нейтронных микрополей в активной зоне, и с учетом технологической погрешности в изготовлении ТВЭЛ и ТВС. Более подробно с расчетом максимального теплового потока будет рассказано в главе, посвященной расчетному обоснованию технической безопасности реакторной установки (РУ).

Помимо кризиса теплообмена первого рода существует и другая модификация кризиса, которая трактуется как следствие испарения или срыва водяной микропленки с поверхности ТВЭЛ. Считается, что кризис второго рода наступает только при больших паросодержаниях, превышающих некоторое граничное весовое паросодержание. Граничное паросодержание определяется по давлению и скорости теплоносителя. Рабочая гипотеза относительно механизма возникновения кризиса второго рода связывает развитие кри-

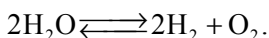
зисных явлений с наступлением объемного кипения в ТВС. При большом количестве пузырей в потоке воды, нагретой до температуры насыщения, они начинают объединяться друг с другом и могут заполнить все проходное сечение канала (снарядный режим кипения). Следствием этого является уменьшение расхода теплоносителя из-за повышения гидравлического сопротивления канала и жидкая пленка на поверхности ТВЭЛ начинает интенсивней испаряться, образуется паровая пленка и коэффициент теплоотдачи падает на поверхности оболочки ТВЭЛ. Характерной особенностью кризиса второго рода является его независимость от тепловой нагрузки.

При возникновении кризиса теплообмена на поверхности оболочки ТВЭЛ как первого, так и второго рода, начинается разогрев оболочки до высоких температур, при которых начинается химическая реакция окисления циркония при взаимодействии с водой:



При этом освобождается водород, образующий взрывоопасную «гремучую смесь» с кислородом. Интенсивность данной реакции при невысоких температурах 0–350 °С чрезвычайно мала. При температурах больше 400 °С интенсивность этой реакции возрастает и начинается заметное окисление циркония, что ухудшает термомеханические свойства материала оболочки. При увеличении температуры скорость реакции возрастает. Когда температура циркония достигает 1000 °С, он начинает взаимодействовать напрямую с паром и реакция становится паро-циркониевой. При температурах выше 1200 °С реакция протекает очень быстро (минуты). Поскольку реакция является к тому же экзотермической ($Q_p > 0$), то выделяется энергия, которая добавляется к энергии от топлива и может разогреть оболочку до температуры плавления 1860 °С.

Появление свободного водорода без наличия свободного кислорода не так уж и опасно, но под действием гамма-излучения происходит радиолиз воды:



Радиолиз воды становится источником кислорода и водорода, а реакция окисления циркония, а затем и паро-циркониевая реакция поставляет дополнительное количество водорода, который может

при наличии газовых пространств в реакторе накапливаться в них вместе с кислородом, что является очень опасным.

Помимо химических взаимодействий повышение температуры оболочки само по себе приводит к изменению термомеханических свойств. При температуре выше 350 °С прочностные свойства оболочки несколько ухудшаются, а пластические увеличиваются. Наиболее резко свойства оболочки изменяются в интервале температур от 400 до 500 °С.

Как видно из описанных выше особенностей поведения циркония при изменении температуры, существуют три уровня температурных показаний состояния оболочки. Первый уровень – 350 °С – означает некоторое ухудшение прочностных свойств. Второй уровень – 450 °С – означает резкое ухудшение прочностных свойств и заметное окисление циркония при взаимодействии с водой. Третий уровень – 1000–1200 °С – означает цепную химическую пароциркониевую реакцию. Этот уровень температур означает быстрое разрушение оболочки и вывод из строя одного из основных барьеров ядерной безопасности в реакторах ВВЭР.

Кризис теплообмена может привести не только к деградации оболочки, но и к перегреву топливной матрицы в ТВЭЛ. Предельной температурой является температура плавления двуокиси урана. Для свежего топлива она примерно равна 3000 °С, а для сильно выгоревшего топлива становится раной примерно 2800 °С. Максимальная температура топлива в активной зоне, естественно, должна быть с запасом меньше температуры плавления в зоне: <2600–2700 °С.

Еще одним важным параметром, характеризующим теплотехническую безопасность зоны, является усредненная по радиусу максимальная энтальпия топливной таблетки. Эта величина не должна превышать 840 и 963 Дж/кг для облученного и свежего топлива соответственно. Она определяет сохранение основных термомеханических свойств при быстром выделении энергии в топливе во время реактивных аварий, связанных с высвобождением положительной реактивности в реакторе. Если за время нейтронной вспышки выделенная энергия не превышает указанных величин, то работоспособность топлива сохраняется.

Самым неприятным в практике ВВЭР является то, что все описанные выше явления происходят не во время разгона мощности реактора на мгновенных или запаздывающих нейтронах, а после гашения цепной реакции, когда нейтронная мощность практически равна нулю. Дело в том, что ядерный реактор имеет одну специфическую особенность – энерговыделение в реакторе не прекращается сразу после остановки цепной реакции и исчерпания обычной тепловой инерции, а продолжается долгие сутки, недели и месяцы именно из-за ядерных процессов распада. Это порождает ряд сложных технических проблем и создает дополнительную угрозу для оборудования, персонала и окружающей среды, что в полной мере проявилось при аварии на АЭС Three Mile Island.

Скорость снижения тепловыделения в ядерном реакторе после его остановки определяется следующими процессами:

- тепловой инерцией материала активной зоны и количеством аккумулированного в нем тепла;
- делением топлива запаздывающими нейтронами;
- β - и γ -распадом продуктов деления, накопившихся за время работы ядерного реактора, с выделением значительной энергии и переходом этих ядер в более стабильное или полностью стабильное состояние.

Через 3–5 мин после останова реактора основной составляющей тепловой мощности становится тепловыделение $Q_{\beta,\gamma}$ вследствие цепочек β - и γ - распадов осколков деления и продуктов их распада, которое принято называть остаточным энерговыделением.

Для расчета мощности остаточного энерговыделения используются формулы предложенные разными авторами, но наибольшее распространение получила формула Вэя-Вигнера:

$$\frac{Q_{\beta,\gamma}}{Q_0} = 6.5 \cdot 10^{-2} (\tau_{\text{ст}}^{-0.2} - (\tau_{\text{ст}} + T)^{-0.2}),$$

где Q_0 – мощность реактора до останова; $\tau_{\text{ст}}$ – время стоянки после останова, с ($\tau_{\text{ст}} > 1$); T – время работы на мощности до остановки, с.

Последнее время для расчета остаточного тепловыделения используются объединенные группы продуктов деления со своей

скоростью радиоактивного распада. Число таких групп невелико: 10-15. Такой подход гарантирует более точное описание темпа спада остаточного тепловыделения в разные моменты времени после останова реактора. Каждая группа представляется экспоненциальным выражением от времени со своей постоянной распада, а доля данного выражения в общем ряду определяется величиной, зависящей от глубины выгорания и мощности, на которой работал реактор до останова:

$$\frac{Q_{\beta,\gamma}}{Q_0} = \sum_{i=1}^N A_{\beta,\gamma}^i (Bn, Q_0) \cdot e^{-\lambda_i t},$$

где λ_i – постоянная распада; N – число групп продуктов деления; Bn – глубина выгорания; $A_{\beta,\gamma}^i$ – доля выхода i -й группы продуктов деления.

Несколько слов об аварии на АЭС Three Mile Island, в которой остаточное тепловыделение сыграло заметную роль. Причиной аварии на АЭС Three Mile Island была средняя течь из 1-го контура, которая привела к снижению давления в активной зоне и к вскипанию теплоносителя на остаточном тепловыделении. В результате вскипания воды над зоной образовался паровой пузырь, который, практически, прекратил циркуляцию теплоносителя в 1-м контуре. Вода из систем безопасности не могла пробить данный пузырь. Она попадала в нижнюю часть реактора и проходила мимо пузыря в зоне в трубопроводы циркуляционного контура. Зона оставалась в паровом пузыре, и большая часть остаточного тепловыделения уходила на нагрев конструкции активной зоны до ее плавления. Причем данная авария не являлась по своей сути реактивной.

Еще одним аварийным явлением в реакторах ВВЭР, которое может приводить к большим циклическим тепловым нагрузкам на топливо, является колебательный режим интегральной и локальной мощности с периодом порядка 1 с и амплитудой колебаний, достигающей 50 % от среднего значения. Такой режим возникает в условиях кипения теплоносителя в активной зоне и уменьшения расхода теплоносителя через зону при сохранении нейтронной мощности на уровне 15–20 %. Причем вероятность этих колебаний гораздо выше в активных зонах с большими по модулю отрицательными

мощностными коэффициентами реактивности. Причина неустойчивости реактора по отношению к данным колебаниям заключается в наличии несколько звеньев с отрицательной обратной связью между реактивностью и мощностью. Эти звенья разнесены по времени друг от друга на 1–2 с и данное запаздывание может приводить к положительной обратной связи и возникновению колебаний нейтронной мощности. Чем сильнее по модулю отрицательные обратные связи, тем больше амплитуда этих колебаний. Возбуждение данных колебаний происходит при превышении определенной удельной тепловой нагрузки на ТВЭЛ, когда уровень паросодержания в воде достигает такой величины, когда плотностной эффект реактивности существенно увеличивается. Данные колебания на Западе получили название волн ЛАССАЛЯ по имени АЭС с реактором BWR во Франции, где впервые наблюдались эти колебания.

В нашей стране это явление известно под названием резонансной неустойчивости мощности в реакторах с кипением теплоносителя. Примером такого реактора является реактор ВК-50 в НИИАР. Долгое время реактор ВК-50 не мог работать на мощности 200 МВт в кипящем режиме при использовании ТВС с воднотопливным отношением, равным 2.5. Для уменьшения плотностного эффекта была изменена конструкция ТВС с увеличением воднотопливного отношения до 3.0. В этом случае удалось поднять мощность реакторной установки со 160 до 220 МВт и увеличить экономичность топлива, так как в ТВС новой конструкции топлива стало заметно меньше.

Почему так подробно мы остановились на этом явлении, характерном для аппаратов с кипящим теплоносителем, в контексте описания водяных реакторов ВВЭР? Дело в том, что в последнее время были начаты исследования по расширению области применения режима естественной циркуляции (ЕЦ) теплоносителя в практике ВВЭР-1000. В этих исследованиях приняло участие большое число научных коллективов, включая и наш вуз. Одной из целей данных исследований было определение максимальной допустимой мощности реактора, которая может быть снята с помощью естественной циркуляции теплоносителя [18], [19].

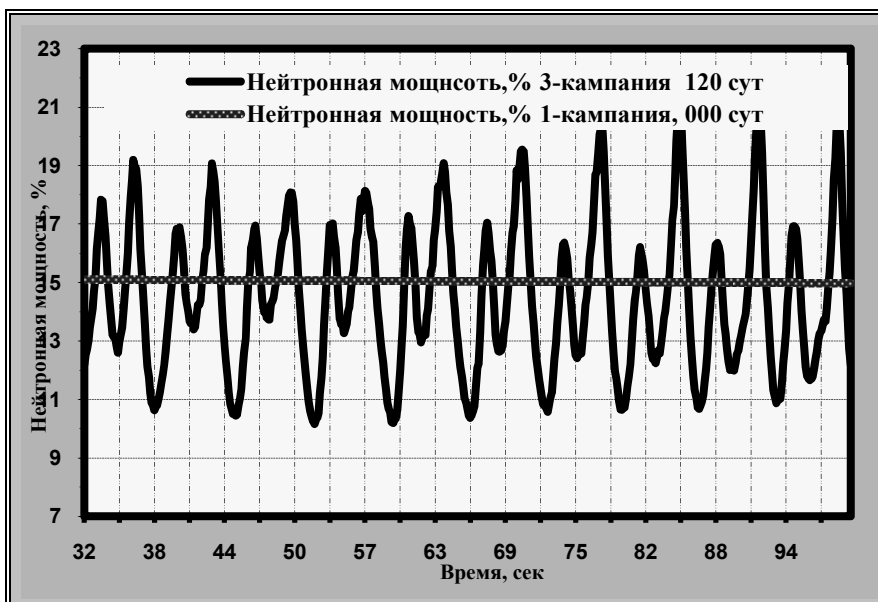


Рис. 1.36. Зависимость нейтронной мощности от времени при возникновении волн ЛАССАЛЯ в реакторе ВВЭР-1000 в режиме ЕЦ

Безусловно, что расширение области применения ЕЦ в реакторах ВВЭР связано с допустимостью неравновесного кипения теплоносителя. При этом нужно точно знать пределы удельных тепловых нагрузок на зону, до которых не возникнет выше указанный колебательный режим.

Для примера на рис. 1.36 приведены результаты расчетов колебаний ЛАССАЛЯ на средней тепловой мощности 450 МВт при расходе теплоносителя через зону 5500 м³/ч (соответствует ЕЦ на данной мощности) для 1-й и 3-й кампаний 1-го блока Ростовской АЭС. Видно, что на начало 1-й кампании, когда температурные и мощностной коэффициенты реактивности минимальны, никаких колебаний нет. Коэффициенты реактивности минимальны из-за применения низкого обогащения и наличия бора в воде. Для 3-й кампании на 120 суток, когда бор уже частично выведен и используется высокое обогащение урана (4 %), наблюдаются волны ЛАССАЛЯ, амплитуда которых достигает 35 % от средней величины.

Вывод из проведенных исследований заключается в том, что при расширении области применения ЕЦ в реакторах ВВЭР необходимо обеспечить или чисто водяной режим, или режим с минимальным неравновесным кипением на выходе из активной зоны.

Заключение

В данной главе рассмотрены физические особенности ЯЭУ с ВВЭР, определяющие внутренние свойства безопасности и саморегулируемости ядерного реактора. Данные свойства напрямую вытекают из этих особенностей реакторов ВВЭР, которые и определяют самозащищенность и саморегулируемость реактора.

Однако данные свойства определяют не только свойства самозащищенности ЯЭУ, но могут приводить к явлениям в реакторах ВВЭР, представляющим определенную опасность для конструкции реактора. Кратко повторим, к каким физическим явлениям, возникающим на практике эксплуатации и представляющим определенную опасность для конструкции активной зоны, могут приводить рассмотренные в данной главе физические особенности реакторов ВВЭР:

- к образованию локальной критической массы при отказах в работе СУЗ и трудностям в интерпретации результатов измерений «веса» АЗ и интегральной мощности активной зоны с помощью стационарных БИК;
- к зависимости спектральной истории выгорания топлива от реальных условий работы топливной загрузки и к изменению длительности работы топливной загрузки по этим причинам;
- к возникновению незатухающих высотных ксеноновых колебаний мощности в активной зоне и к необходимости выработки определенных мер по их устранению;
- к неоднородности температуры теплоносителя на входе в активную зону и ее влиянию на распределение мощности по объему активной зоны;
- к необходимости комплексного анализа теплотехнической безопасности активной зоны при переходе на схемы перегрузки топлива по принципу «IN-IN-...-OUT»;

- в результате многих лет развития и совершенствования конструкции реактора ВВЭР были определены и реализованы следующие технические решения, направленные как на повышение экономичности РУ с ВВЭР-1000, так и повышение уровня безопасности;
- выбрано водно-топливное отношение, равное 2.0, при диаметре топливной таблетки в ТВЭЛ 7.53-7.55 мм и диаметре ТВЭЛ 9.1 мм (для PWR это значение равно 10.2 мм), что обеспечивает при обогащениях топлива подпитки от 4.4 до 5.0% максимальную глубину выгорания и тем самым максимальную экономичность использования топлива в реакторе ВВЭР-1000. При этом достигается более развитая поверхность теплосъема от ТВЭЛ к теплоносителю, чем в реакторе PWR, и повышается теплотехническая надежность активной зоны;
- совершен переход к использованию в составе ТВС вместо выгорающего поглотителя (СВП) уран-гадолиниевого топлива (ТВЭГ), позволяющего разрешить проблему неполного выгорания поглотителя к концу кампании, снизить начальную концентрацию борной кислоты в теплоносителе и увеличить число органов СУЗ;
- начат переход с трехгодичного цикла на четырехгодичный и пятилетний топливный цикл с применением схемы перегрузок по принципу: «IN-IN-IN-OUT» и «IN-IN-IN-OUT-OUT». Цель: улучшение использования топлива и повышение надежности корпусного оборудования при сохранении теплотехнической безопасности активной зоны;
- внедрена новая конструкция ТВС, в которой произошла замена стали на специальный циркониевый сплав в нетопливных элементах кассеты и устранена возможность кручения ТВС в азимутальном направлении за счет специальных циркониевых «уголков» или за счет изменения конструкции дистанционирующих решеток и ее крепления в ТВС. Цель: улучшение топливного цикла и прочностных характеристик ТВС. Данное изменение в конструкции ТВС детально описано в следующей главе;

- проведена модернизация конструкции СУЗ за счет увеличения числа их органов с 61 до 121 и утяжеления и повышения прочностных характеристик поглотителя в составе каждого кластера. В нижней и верхней частях поглощающего элемента используется материал на основе диспрозия, который обладает лучшими механико-прочностными характеристиками, чем карбид бора, составляющий основной материал поглощающего элемента. Данное изменение в конструкции ОР СУЗ детально описано в следующей главе.

Контрольные вопросы

1. Нарисуйте схему нейтронного цикла в реакторе ВВЭР. Как зависит вероятность избежать резонансного захвата нейтронов в уране-238 от уран-водного отношения и от температуры топлива?

2. Почему для тесных топливных решеток (водно-урановое отношение меньше 2) при возрастании обогащения топлива до 5–6 % по урану-235 экономичность использования топлива выше, чем для более разреженных решеток (водно-топливного отношения больше 2)?

3. Почему для первых топливных загрузок на МКУ коэффициенты реактивности по температуре теплоносителя близки к нулю или бывают даже положительными, и почему это не так для загрузок после выхода на стационарный режим перегрузок с использованием обогащения топлива подпитки, большего, чем среднее обогащение для пусковой загрузки?

4. Каким образом положительный коэффициент реактивности по температуре теплоносителя сделать на пуске отрицательным?

5. Что такое температура повторной критичности для реактора ВВЭР и как ее определяют на АЭС?

6. Почему топливный цикл на основе перегрузок по принципу «IN-IN-...-OUT» более экономичен, чем топливный цикл на основе перегрузок по принципу «OUT-IN-...-IN»?

7. Чем опасны ксеноновые колебания локальной мощности в активной зоне, и как можно устранить эти колебания?

8. Как возникают аксиальные ксеноновые колебания локальной мощности, и как их характеристики зависят от типа топливной загрузки и момента кампании?

9. Будут ли ксеноновые колебания локальной мощности в начале кампании расходящимися? Дать объяснение своему ответу.

10. Будут ли ксеноновые колебания локальной мощности в конце кампании пусковых загрузок сходящимися? Дать объяснение своему ответу.

11. Назовите наиболее опасные физические явления, которые могут возникнуть на практике эксплуатации ВВЭР.

12. Что такое кризис теплоотдачи на поверхности оболочки ТВЭЛ и чем он опасен для конструкции активной зоны?

13. Когда более вероятен кризис теплообмена на оболочке ТВЭЛ: при высотном профиле энерговыделения, сдвинутом вверх активной зоны или вниз зоны?

14. Что такое волны ЛАССАЛЯ и когда они могут возникнуть в активной зоне реактора ВВЭР?

15. Что такое паро-циркониевая реакция и чем она опасна для оболочки ТВЭЛ?

Темы практических занятий на МФА РУ

1. Провести сравнение коэффициентов реактивности по температуре теплоносителя на МКУ для 1-й топливной загрузки 2-го блока и 20-й топливной загрузки того же блока Калининской АЭС на начало и конец кампаний и дать объяснения полученной разнице.

2. Провести сравнение коэффициентов реактивности по температуре теплоносителя на МКУ для 1-х топливных загрузок 2-го блока Калининской АЭС, 1-го блока Ростовской АЭС, 3-го блока Калининской АЭС на начало и конец кампаний и дать объяснения полученной разнице.

3. Обеспечить отрицательный коэффициент реактивности на МКУ и на всех остальных состояниях при пуске 1-й кампании 2-го блока Калининской АЭС.

4. На базе 22-23 кампаний 1-го блока Калининской АЭС сформировать четырехгодичный и пятилетний топливный цикл на основе перегрузок по принципу «IN-IN-IN-OUT» и «IN-IN-IN-OUT-OUT», используя конструкции ТВС с 9 ТВЭГ. Найти минимальное среднее обогащение топлива подпитки для таких циклов. Определить максимальные коэффициенты неравномерности энерговыделения в активной зоне при реализации вышеописанных топливных циклов.

5. Организовать свободные ксеноновые колебания для 1-й загрузки и 20-й загрузки 2-го блока Калининской АЭС, для 1-й загрузки и 3-й загрузки 3-го блока Калининской АЭС, для 1-й загрузки и 6-й загрузки 1-го блока Ростовской АЭС на начало и конец кампании. Измерить их основные характеристики, сравнить и дать объяснение полученной разнице.

6. Определить действия для устранения ксеноновых колебаний на 1-х кампаниях 2-го и 3-го блоков Калининской АЭС и 1-го блока Ростовской АЭС в конце кампании с помощью органов СУЗ, с помощью бора, если это возможно, или с помощью регулирования температуры теплоносителя на входе в активную зону.

7. Определить температуру повторной критичности на конец кампании для 20-й загрузки 2-го блока, 22-й загрузки 1-го блока, 3-й загрузки Калининской АЭС и 6-й загрузки 1-го блока Ростовской АЭС при застревании одного самого ценного ОР СУЗ в верхнем положении или двух самых ценных рядом расположенных ОР СУЗ. Провести сравнение и объяснить разницу.

8. Провести исследование возможности нейтронной вспышки на запаздывающих и мгновенных нейтронах с уровня 70 % мощности при мгновенном извлечении одного, двух, трех ОР СУЗ из группы № 10, опущенной на нижний концевик для топливной загрузки № 1 2-го блока Калининской АЭС, для топливной загрузки № 22 1-го блока на начало и конец кампании. Объяснить разницу в поведении нейтронной мощности от времени во время разгона реактора.

Глава 2. КОНСТРУКЦИОННЫЕ ОСОБЕННОСТИ ЯЭУ С РЕАКТОРОМ ВВЭР-1000

Введение

Темой настоящей главы являются конструкционные особенности ЯЭУ с ВВЭР-1000, и, в первую очередь, какую роль они выполняют в обеспечении безопасности ЯЭУ.

Основой технической безопасности ЯЭУ является 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.

Безусловно, конструкция основного оборудования, входящего в различные технологические системы АЭС, является важной для обеспечения безопасной эксплуатации ЯЭУ. Однако в аварийных ситуациях при отказах в работе основного оборудования или даже при серьезных повреждениях в его конструкции, когда внутренние свойства безопасности ЯЭУ не справляются с последствиями аварийной ситуации, необходимо предусмотреть специальные системы безопасности, которые минимизировали последствия аварии на техническое состояние оборудования и экологическую обстановку на АЭС и вокруг нее. 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 из защитных барьеров ЯЭУ, системы безопасности минимизируют последствия этих нарушений.

Системы безопасности по своему действию подразделяются на активные и пассивные системы. Активные системы в своем 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 ее 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 дано краткое описание конструкции и функциональности основных систем нормальной эксплуатации и 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 [2], [3], [17].

Состав основного оборудования и систем нормальной эксплуатации ЯЭУ с ВВЭР-1000

Основное оборудование и системы нормальной эксплуатации РУ ВВЭР-1000 предназначены для осуществления технологических процессов нормальной эксплуатации, т.е. разогрева, выхода на мощность, работы на мощности, останова, расхолаживания и

перегрузки топлива. В состав основного оборудования и систем нормальной эксплуатации ЯЭУ с ВВЭР-1000 входят:

- реактор;
- главный циркуляционный контур и система компенсации давления;
- система управления и защиты и системы контроля и диагностики;
- система подпитки и продувки первого контура, включая борное регулирование;
- система перегрузки, хранения и транспортирования топлива;
- парогенераторы и система паропроводов и питательных трубопроводов высокого давления второго контура;
- система радиационной защиты.

2.1. Реактор

Реактор предназначен для выработки тепловой энергии в составе реакторной установки АЭС. Реактор ВВЭР-1000 является водяным энергетическим реактором корпусного типа. Теплоносителем и замедлителем в реакторе является химически обессоленная вода с борной кислотой, концентрация которой изменяется в процессе эксплуатации. При прохождении через ТВС теплоноситель нагревается за счет реакции деления ядерного топлива. Теплоноситель принудительно поступает в реактор через четыре входных патрубка корпуса (три – на некоторых западных АЭС с PWR, шесть – на АЭС с ВВЭР-440), проходит по кольцевому зазору между корпусом и внутрикорпусной шахтой, через перфорированное эллиптическое днище и опорные трубы шахты и входит в ТВС.

Из ТВС через перфорированную нижнюю плиту блока защитных труб (БЗТ) теплоноситель выходит в межтрубное пространство БЗТ, в кольцевой зазор между шахтой и корпусом и через четыре выходных патрубка (три, шесть) корпуса выходит из реактора. Конструкция реактора показана на рис 2.1. На этом рисунке показан разрез реактора с габаритными размерами основных элементов реактора. В состав реактора входит следующее основное оборудование:

- активная зона;

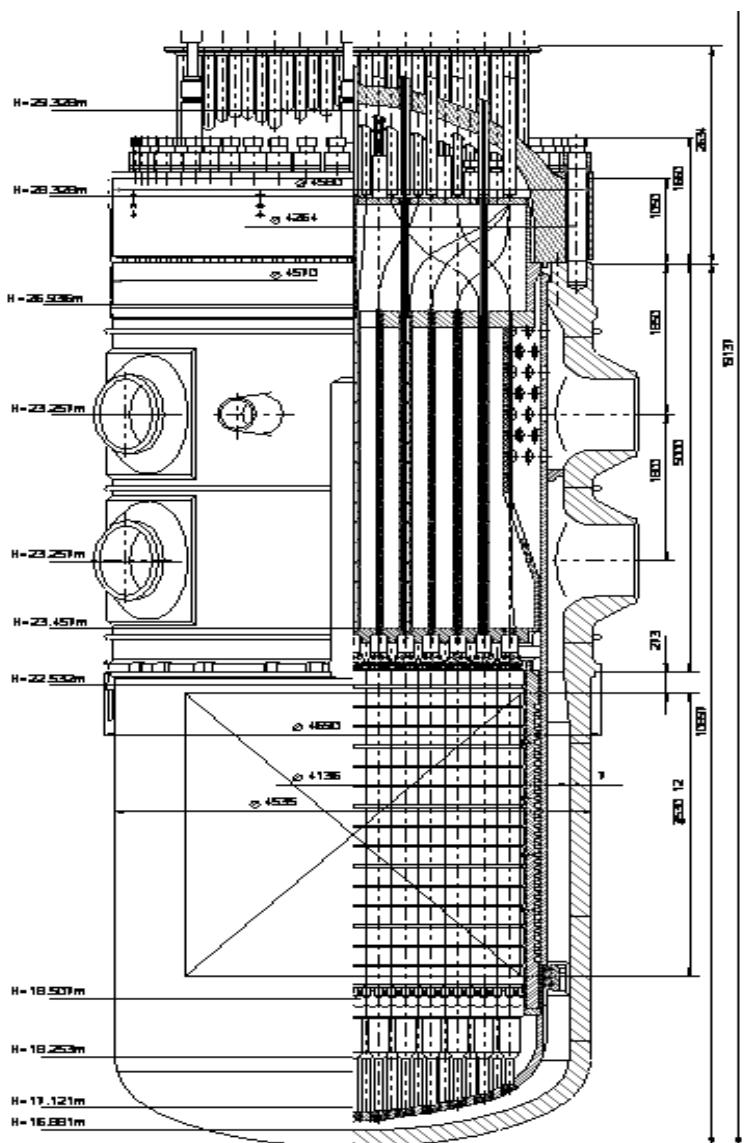


Рис. 2.1. Разрез реактора

- корпус ядерного реактора (является также составной частью системы первого контура);

- внутрикорпусные устройства (ВКУ) и верхний блок тягово-соединительных механизмов (ВБ);
- сборка каналов нейтронного измерения;
- механическая система органов управления и защиты и шаговый электромагнитный привод органа СУЗ (ШЭМ).

2.2. Активная зона

Активная зона ВВЭР-1000 набирается из тепловыделяющих сборок (ТВС) шестигранной формы на гексагональной сетке с постоянным шагом порядка 200-240 мм (для РВР из квадратных ТВС на квадратной сетке). Число ТВС в зоне определяется их размером и мощностью реактора, а также транспортабельными свойствами корпусного оборудования по железной дороге в нашей стране. При формировании облика активной зоны главным является определение размеров и материального состава тепловыделяющей сборки (ТВС) и твэлов в ней. Максимальный размер ТВС ограничен требованиями по ядерной безопасности по недопустимости возникновения критической массы в одной ТВС, а минимальный – экономическими соображениями (чем крупнее ТВС, тем дешевле активная зона). В ходе различных исследований для реактора ВВЭР-1000 была выбрана ТВС с шагом под ключ на гексагональной сетке, равным 234 мм (в западных аналогах шаг под ключ на квадратной сетке равен величине порядка 205 мм). Для реактора ВВЭР-1000 достаточно 163 таких ТВС.

ТВС для ВВЭР в общем случае состоит из регулярной решетки твэлов, часть из которых заменена на нетопливные элементы, которыми могут быть трубки под поглощающий элемент органа СУЗ или стержни с выгорающим поглотителем. На рис. 2.2 показаны схематически основные элементы ТВС.



Рис. 2.2. Схематическое изображение основных элементов ТВС

На рис. 2.3 показаны конфигурации активной зоны и ТВС ВВЭР-1000. На рис. 2.4 показаны конфигурации активной зоны и ТВС реактора PWR для швейцарской АЭС Гёсген. Ниже при рассмотрении конструктивных характеристик активной зоны реактора ВВЭР-1000 для сравнения приводятся и характеристики активной зоны реактора PWR (на примере АЭС Гёсген).

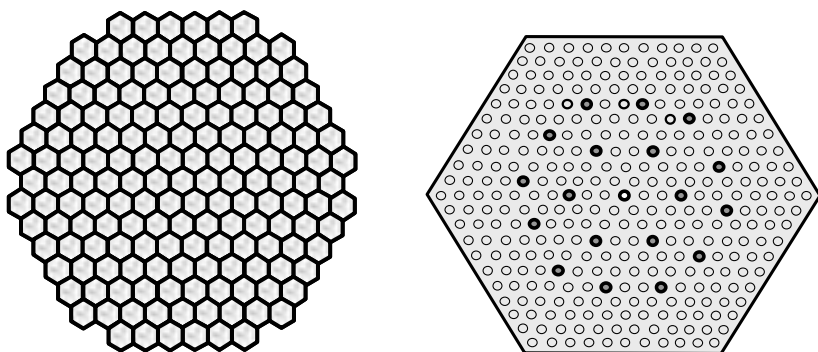


Рис. 2.1. Схематическое изображение расстановки ТВС в активной зоне и ТВЭЛ в ТВС ВВЭР-1000

В табл. 2.1 помещены основные данные по конструкции активной зоны реактора ВВЭР-1000 и реактора PWR (для АЭС Гёсген).

В реакторе ВВЭР-1000 ТВС представляет собой конструкцию, собранную из тепловыделяющих и других конструкционных элементов, расположенных на гексагональной сетке с постоянным потвэльным шагом (рис. 2.5).

В реакторе PWR ТВС представляет собой конструкцию, собранную из тепловыделяющих и других конструкционных элементов, расположенных на квадратной сетке с постоянным потвэльным шагом (рис. 2.6).

В наиболее напряженных ТВС для выравнивания потвэльного энерговыделения применяется профилирование обогащения топлива, заключающееся в размещении по периметру ТВС около 66 твэлов с более низким обогащением, чем у остальных твэлов (рис. 2.5). Так же поступают и наши коллеги на Западе для выравнива-

ния энерговыделения по сечению ТВС в PWR (рис. 2.6). Профилирование уменьшает потвэльное энерговыделение на стыке между периферийным рядом ТВС и следующим рядом в активной зоне и повышает теплотехническую безопасность активной зоны.

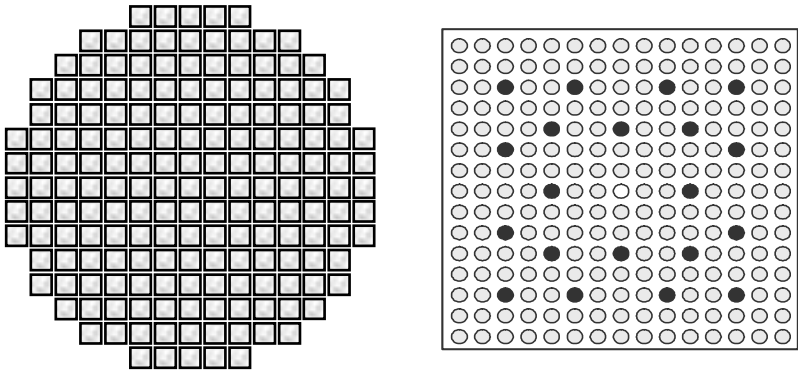


Рис. 2.2. Схематическое изображение расстановки ТВС в зоне и твэлов в ТВС PWR для АЭС Гёсген

Таблица 2.1

Конструкционные характеристики активной зоны ВВЭР и PWR

Наименование параметра	Величина параметра	
	ВВЭР	PWR
Общее количество ТВС в активной зоне, шт.	163	177
Количество ТВС с ПС СУЗ, шт.	61	49
Количество ТВС с СВП (для трехгодичной зоны и первого года)	54	—
Высота обогреваемой части (в хол. состоянии), м	3.53	3.55
Шаг между ТВС, м	0.236	0.215
Проходное сечение активной зоны в обогреваемой части, м ²	4.17	4.41
Расход теплоносителя через зону, кг/с	17650	15984
Тепловая мощность реактора	3000	3002
Предельное отклонение, включающее погрешность определения и точность регулирования, МВт	210	330

активной зоны и сохранению её теплотехнической надежности. Нужно сказать, что в России для водно-водяных реакторов применяются только два типа твэлов: с диаметром 9.1 (ТВЭЛ ВВЭР) и диаметром 13.6 (ТВЭЛ РБМК).

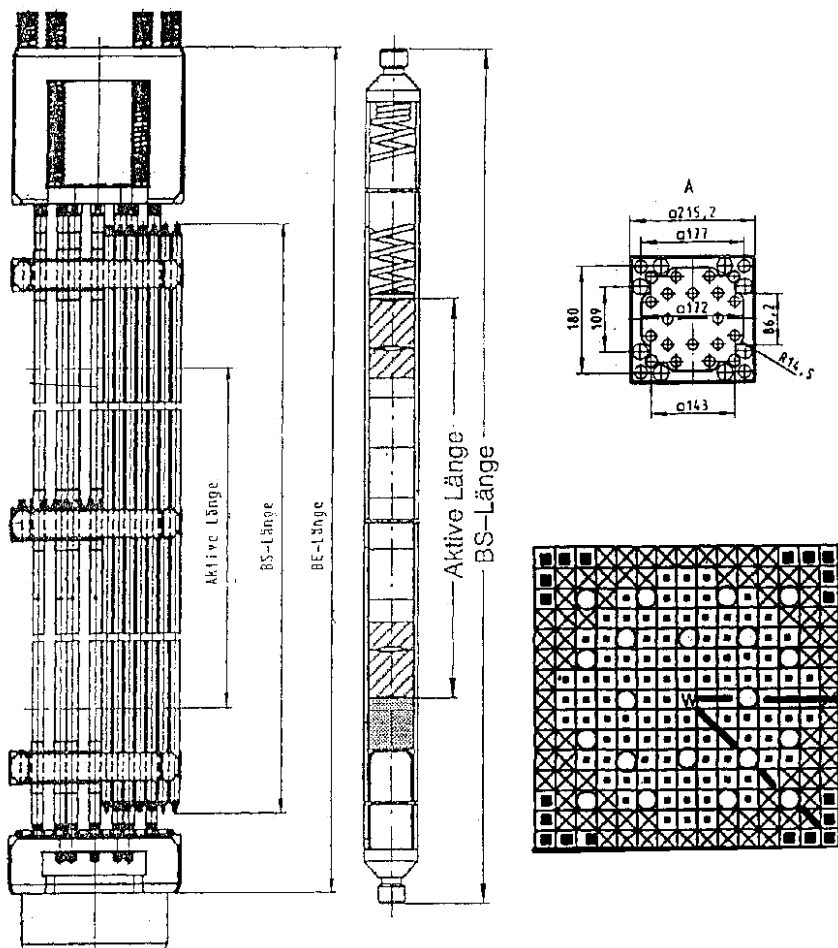


Рис. 2.4. Схематическое изображение ТБС PWR и ее отдельных фрагментов

Второй тип используется в реакторах АСТ и в канальных графитовых реакторах Он обладает лучшей экономичностью при малых обогащениях. Размеры ТБС изменялись следующим образом:

шаг под ключ 176 мм для ВВЭР-440 – шаг под ключ 234 мм для ВВЭР -1000 – шаг под ключ 243 мм для реактора АСТ-500.

Таблица 2.2

Характеристики ТВС ВВЭР и PWR

Наименование параметра	Величина параметра	
	ВВЭР-1000	PWR
Шаг под ключ, мм	234	215.6
Потвальный шаг, мм	12.75	14.30
Число твэлов, шт	312	205
Число трубок под пэл, шт	18	20
Число трубок под КНИ, шт	1	1
Длина активной части ТВЭЛ, мм	3530 (3550)	3550 (3564)
Число дистанционирующих решеток, шт	14(12)	6
Материал решетки	Сталь (Цирконий)	Цирконий
Размеры ячейки решетки, мм	45·0.5·10	-

Примечание: 3530(3550) – длина в холодном состоянии, 3550(3564) – длина в горячем состоянии, сталь (цирконий) – сталь в прошлом, цирконий в настоящее время, 14 решеток в прошлом, 12 – в настоящем.

Таблица 2.3

Характеристики твэл ВВЭР и PWR

Наименование параметра	Величина параметра	
	ВВЭР-1000	PWR
Диаметр твэл, мм	9.1	10.75
Толщина оболочки, мм	0.69	0.725
Материал оболочки, мм	сплав – 110	Цирколой
Диаметр топливной части, мм	7.53	9.11
Материал топлива	UO ₂	UO ₂
Диаметр центрального отверстия в топливной таблетке, мм	2.3	—
Плотность топлива, г/см ³	10.4	10.28
Обогащение топлива подпитки, %	4.0,4.4,4.23	3.5,3.8, 4.0,4.3

Тенденция изменения размеров ТВС ясна. Главная причина – уменьшение стоимости активной зоны и повышение надежности ее изготовления и монтажа. На Западе для реакторов типа PWR используется ТВЭЛ размером ~10 мм и квадратные ТВС размером порядка 200 мм. Обращает на себя внимание некоторые отличия в конструкции активных зон реакторов PWR и ВВЭР. В западных реакторах данного типа, как правило, не применяется никаких твердых поглотителей в составе ТВС для компенсации начальной реактивности. Обогащение топлива подпитки у них несколько меньше, чем в наших реакторах при той же примерно энерговыработке. Это достигается за счет отсутствия «борных хвостов» (нет СВП) и высоких коэффициентов неравномерности энерговыделения по ТВС в центре зоны (ниже приводятся их и наши коэффициенты неравномерности). При этом ухудшается теплотехническая надежность активной зоны, но несколько лучше экономичность использования топлива.

Сопоставляя характеристики ТВС PWR и ВВЭР-1000, необходимо обратить внимание на разные водно-топливные отношения в этих реакторах. В реакторах PWR это отношение составляет величину порядка 2.4, а в реакторе ВВЭР-1000 – 2.0. Как мы уже видели в главе II, водно-топливное отношение 2.4 оптимально для обогащений топлива подпитки от 3.5 до 4.0 %. Если переходить на обогащение топлива подпитки 4.4–4.9 %, то оптимальными с точки зрения увеличения энерговыработки или длительности работы реактора между перегрузками становятся более тесные топливные решетки. Водно-топливное отношение таких решеток очень близко к 2.0. Таким образом, при увеличении кампании топлива с 2-х и 3-х лет до 4 и 5 лет наиболее перспективной конструкцией является конструкция реактора ВВЭР-1000. Конечно, для такого перехода необходимо осуществить ряд мероприятий по модернизации состава ТВС. Эти мероприятия касаются модернизации средств компенсации избыточной реактивности и улучшения термомеханических характеристик твэл И ТВС. Ниже в разделе с описанием перспектив развития ВВЭР познакомимся с этими мероприятиями.

В табл. 2.4 приведены характеристики поглощающего элемента в составе органов механической СУЗ. В наших реакторах основным материалом поглощающего элемента является карбид бора.

На Западе применяется серебро, индий и кадмий. Данные материалы более эффективны как поглотители, но они намного дороже карбида бора. В настоящее время проводится модернизация поглощающего элемента и замена старого на новый элемент на действующих АЭС с ВВЭР-1000 и на вновь строящихся. Об этом подробнее будет рассказано ниже.

Таблица 2.4

Характеристики ПЭЛ и ее направляющей

Наименование параметра	Величина
Диаметр ПЭЛ, мм	8.2
Толщина оболочки ПЭЛ, мм	0.6
Материал оболочки	Сталь
Диаметр поглощающей части пэла, мм	7.0
Материал поглощающей части	BC4(Ag-In-Cd)
Плотность материала поглощающей части, г/см ³	1.60
Плотность поглотителя, г/см ³	0.065, 0.036, 0.024
Диаметр трубки, мм	12.5
Толщина трубки, мм	0.80
Материал трубки	Сталь (цирконий)

Для получения представления о том, какие выгорающие поглотители использовались раньше и используются сейчас в первых топливных загрузках при первом пуске энергоблоков, в табл. 2.5 приводятся данные по этим элементам. В этой же таблице приведены данные по центральной трубке, предназначенной помимо всего прочего для размещения канала нейтронного измерения (КНИ).

В новых проектах ВВЭР в рамках программы АЭС-2006 предусматривается размещать канал нейтронного измерения не в центральной трубке, а ближе к периферии ТВС, так как нейтронный поток в этой области ТВС дает более достоверную информацию о среднем потоке в тепловыделяющей сборке.

Помимо того, что активная зона предназначена для генерации тепла и его передачи с поверхности тепловыделяющих элементов теплоносителю первого контура, она обеспечивает выполнение следующих требований в области безопасности АЭС:

Таблица 2.5

Характеристики СВП и центральной трубки под КНИ

Наименование параметра	Величина
Диаметр СВП, мм	9.1
Толщина оболочки СВП, мм	0.69
Материал оболочки	Сплав-125
Диаметр поглощающей части пэла, мм	7,72
Материал поглощающей части	Al
Плотность материала поглощающей части, г/см ³	2.85
Плотность поглотителя, г/см ³	0.036 (0.065,0.024)
Материал поглотителя	Естественный бор (В-11-80%,В-10- 20%)
Диаметр трубки, мм	10.27
Толщина трубки, мм	0.80
Материал трубки	Сплав – 110

- непревышение допустимых пределов повреждения оболочек твэл в ТВС в пределах проектного срока службы;
- поддержание требуемой геометрии и положения твэл в ТВС и ТВС в реакторе;
- возможность осевого и радиального расширения ТВЭЛ и ТВС при температурных и радиационных воздействиях, разности давлений, взаимодействия топливных таблеток с оболочкой;
- прочность при воздействии механических нагрузок в проектных режимах;
- вибрационная стойкость при воздействии потока теплоносителя с учетом перепада и пульсации давления, неустойчивости потока, вибраций;
- стойкость материалов против коррозионных, электрохимических, тепловых, механических и радиационных воздействий;
- непревышение проектных значений температуры топлива и оболочки;
- отсутствие кризиса теплообмена в постулированных проектом режимах;
- стойкость СУЗ в пределах проектного ресурса от воздействия нейтронного потока, температуры, перепада и изменения давления, износа и ударов, связанных с перемещениями;

- возможность размещения внутри ТВС контролирующих датчиков;
- взаимозаменяемость ТВС со свежим топливом, ТВС с частично выгоревшим топливом и ПС СУЗ путем унификации установочных размеров;
- предотвращение плавления топлива;
- сведение к минимуму реакции между металлом и водой;
- перевод активной зоны в подкритическое состояние, его поддержание в пределах, определенных проектом;
- возможность послеаварийного расхолаживания активной зоны.

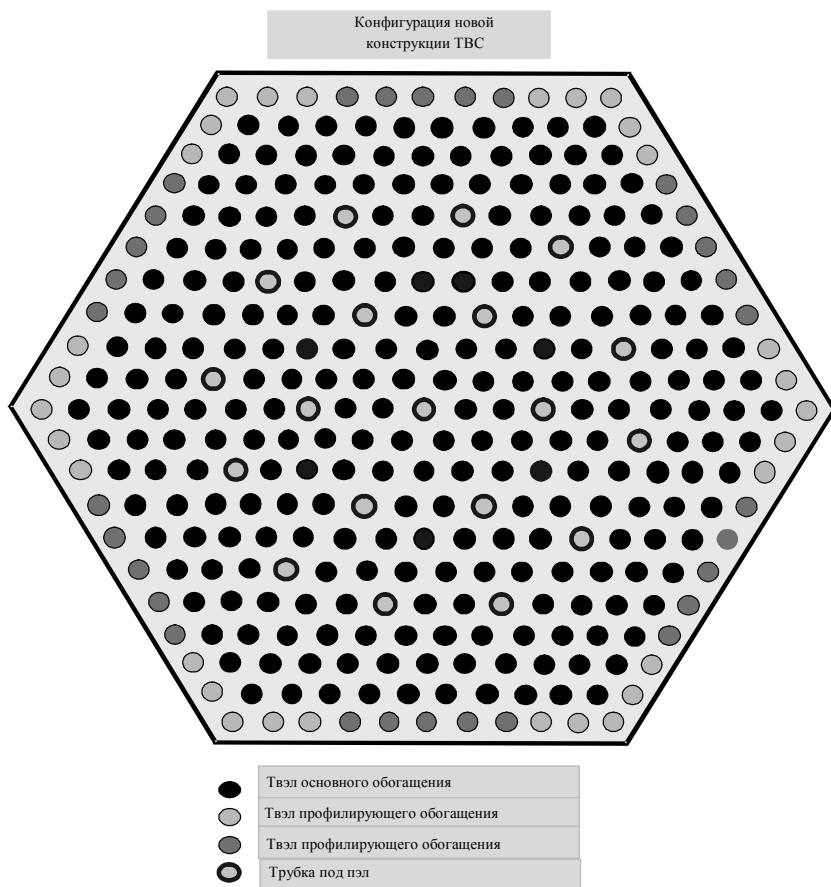


Рис. 2.7. Схематическое изображение состава ТВС ВВЭР-1000

Необходимо отметить, что в ходе эксплуатации было замечено явление азимутального скручивания ТВС, при котором сборки могли застрять в зоне, а ПЭЛ при движении органа СУЗ – в трубках с водой. Скручивание приводило к ухудшению прочностных и нейтронно-физических характеристик зоны.

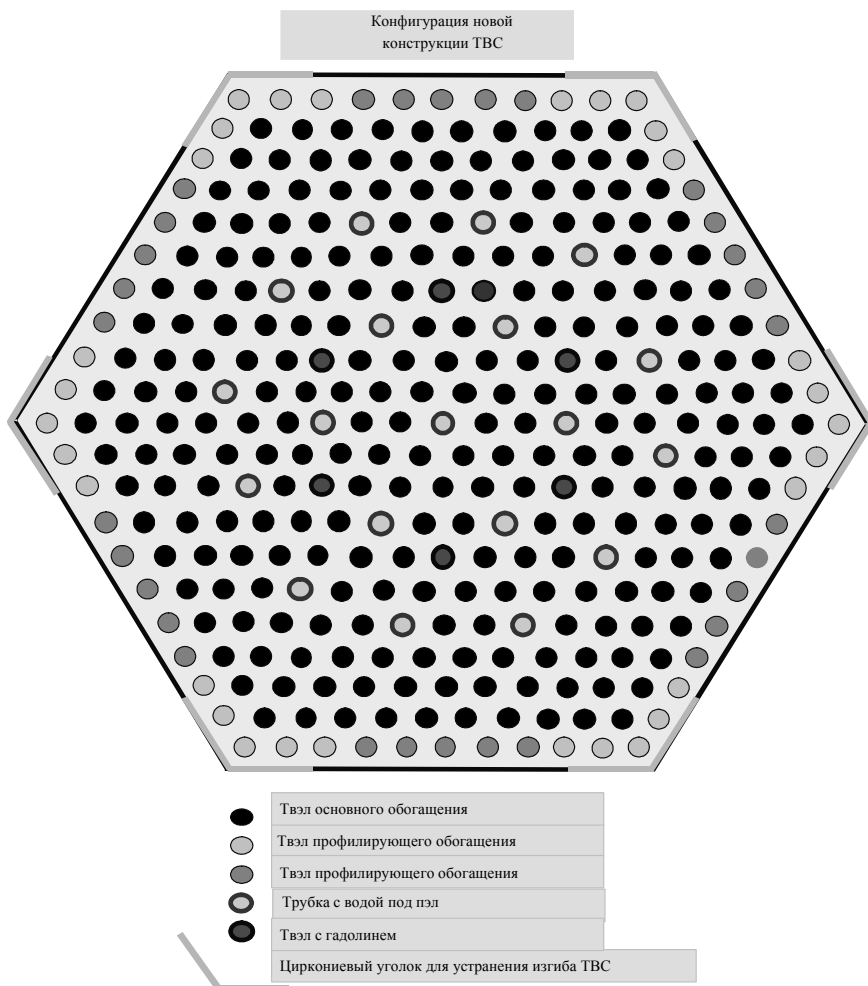


Рис. 2.8. Схематическое изображение состава ТВСА ВВЭР-1000

Для устранения этого дефекта была предложена новая конструкция ТВСА (ОКБМ Нижний Новгород) с циркониевыми уголками жесткости, установленными по всей длине ТВС. На рис. 2.7 и 2.8 приведены схематические изображения старой и новой конструкции ТВС. Данные ТВС в настоящее время проходят опытную эксплуатацию на КЛнАЭС. Первые результаты говорят о том, что данная конструкция не только уменьшает существенно изгиб новых ТВС, но и выправляет изгиб старых ТВС в зоне (коллективный эффект).

Альтернативным решением является конструкция ТВС-2 (ОКБ «Гидропресс», Главный конструктор ВВЭР), в которой центральная трубка и дистанционирующие решетки стали силовым элементом для решетки ТВЭЛ. Размер дистанционирующих решеток увеличен, и они стали выполнять аналогичную роль, что и уголки в ТВСА.

По мере эксплуатации ВВЭР-1000 была произведена модернизация ТВС за счет замены стальных направляющих под ПЭЛ и дистанционирующих решеток на циркониевые решетки с небольшими добавками для улучшения их прочностных характеристик.

2.3. Корпус

Корпус ядерного реактора (корпус в сборе с крышкой) предназначен для размещения:

- ВКУ,
- комплекта ТВС (активной зоны),
- перемещаемых приводами ШЭМ органов регулирования.

Корпус относится к устройствам нормальной эксплуатации и первой категории сейсмостойкости. Габариты корпуса: высота – примерно 11 м, диаметр наружный по фланцу – примерно 4.6 м, диаметр по цилиндрической части – 4.5-4.6 м. Масса корпуса – примерно 320 т.

В расчете корпуса реактора на прочность учтены изменения параметров во всех проектных режимах (нормальные условия эксплуатации, нарушение нормальных условий эксплуатации и аварийные) и обоснован расчетный ресурс, его надежность и безопасность. Основные расчетные параметры приведены в табл. 2.6.

Таблица 2.1

Предельные расчетные параметры корпуса реактора

Наименование параметра	Численное значение
Давление расчетное рабочее, МПа	17,6 (180 атм.)
Температура расчетная, °С	350
Скорость разогрева, °С / ч	20
Скорость нормального расхолаживания, °С/ч (разрешено 70 циклов)	30
Скорость ускоренного расхолаживания, °С/ч (разрешено 30 циклов)	60
Максимальный расчетный флюенс быстрых нейтронов энергией более 0,5 МэВ, нейтронов/см ²	5.7×10^9

Корпус во многом определяет жизненный цикл всего энергоблока, так как при потере прочностных свойств корпуса ЯЭУ не может выполнять свои функции. Необходима замена корпуса и внутрикорпусных устройств, а это – заметная доля в стоимости всего оборудования ЯЭУ. Таким образом, срок службы корпуса реактора является важнейшей характеристикой экономичности ЯЭУ. Срок службы корпуса в основном определяется величиной флюенса быстрых нейтронов с энергией выше 0.5 МэВ. Нейтроны с энергией выше 0.5 МэВ приводят к повышению хрупкости металла корпуса и ухудшению его прочностных свойств. Степень ухудшения прочностных свойств прямо пропорциональна флюенсу быстрых нейтронов. Поэтому возникает задача по уменьшению величины данного флюенса нейтронов на корпус. Одним из эффективных способов этого уменьшения является размещение в активной зоне ТВС с выгоревшим топливом на периферии зоны. При размещении ТВС, простоявших в зоне 2 или 3 года, можно снизить флюенс нейтронов в 2-3 раза. Такая схема загрузки топлива в активную зону носит название «IN-IN-OUT» и «IN-IN-IN-OUT». Во второй главе уже было рассказано о данной схеме загрузки топлива и ее преимуществах. При переходе на такие схемы загрузки топлива цифры, отвечающие за количество циклов расхолаживания в табл. 2.6, увеличатся соответственно с 70 до 140 и с 30 до 60.

2.4. Внутрикорпусные устройства – ВКУ

Внутрикорпусные устройства (ВКУ) предназначены для:

- размещения комплекта ТВС в активной зоне реактора, закрепления каждой ТВС, удержания ее от всплытия;
- организации потока теплоносителя в реакторе, обеспечения нормального охлаждения ТВС с целью получения проектных характеристик активной зоны;
- размещения органов регулирования, защиты их от воздействия потока теплоносителя и обеспечения нормального их перемещения;
- предохранения ТВС и органов регулирования от разрушения в случае возникновения аварийных ситуаций и землетрясений;
- размещения каналов под датчики ВРК;
- ослабления нейтронного потока, падающего на корпус реактора.

ВКУ относятся к устройствам нормальной эксплуатации и первой категории сейсмостойкости. Срок службы ВКУ – 30 лет. Максимальное значение флюенса быстрых нейтронов с энергией более 0,5 МэВ, набираемое за 30 лет эксплуатации, не должно превышать предельных значений. Предельные значения флюенса помещены в табл. 2.7:

Таблица 2.2
Предельные значения флюенса быстрых нейтронов на устройства ВКУ

Наименование параметра: Максимальный флюенс быстрых нейтронов с энергией более 0.5 МэВ, нейтр./см ²	Численное значение
На корпус	$5,7 \times 10^{-9}$
На выгородку	$4,5 \cdot 10^{22}$
На шахту	$6,0 \cdot 10^{21}$
На БЗТ	$6,5 \cdot 10^{19}$

В состав ВКУ входит внутрикорпусная шахта, выгородка и блок защитных труб (БЗТ). Внутрикорпусная шахта закреплена в корпусе реактора. Внутри шахты на уровне активной зоны размещена выгородка, которая предназначена для:

- минимизации протечек теплоносителя мимо активной зоны;

- уменьшения флюенса быстрых нейтронов на корпус реактора;
- общего уменьшения потерь нейтронов за пределами зоны.

ТВС установлены внутри выгородки на опорные трубы шахты. Блок (БЗТ), поджигаемый крышкой верхнего блока, опирается на подпружиненные головки ТВС. Внутрикорпусная шахта представляет собой вертикальный полый цилиндр с перфорированным эллиптическим днищем и опорными трубами, на которые устанавливаются ТВС активной зоны.

Выгородка представляет собой кольцевой цилиндр, состоящий из колец, скрепленных между собой шпильками и зафиксированных плане друг относительно друга штифтами. Кольца выгородки имеют сквозные продольные каналы, а на наружной поверхности – кольцевые проточки для улучшения охлаждения металла выгородки. На торцевой поверхности верхнего кольца предусмотрены места под установку сборок с «лучевыми» образцами-свидетелями корпусной стали (для измерения флюенса быстрых нейтронов на корпус). Габариты выгородки: диаметр выгородки – примерно 3.5 м, высота – примерно 4.1 м, масса – около 35 т. На рис. 2.9 схематично показана часть поперечного сечения выгородки.

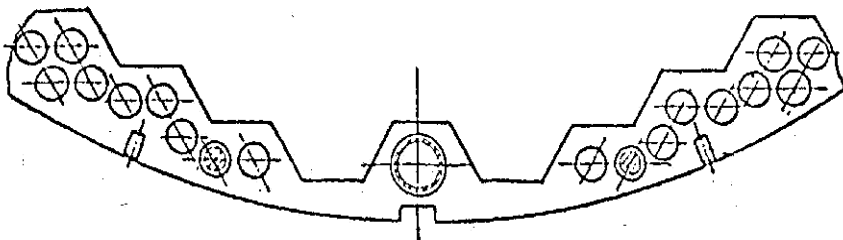


Рис. 2.9. Схематическое изображение фрагмента гранёной выгородки ВВЭР-1000 (проект 320)

Несколько слов об одном из функциональных назначений гранёной выгородки – отражателе нейтронов. Для наилучшего отражения нейтронов каналы охлаждения металла в самой выгородке целесообразно размещать как можно дальше от периферии активной зоны. Это объясняется тем, что каналы охлаждения являются ловушками нейтронов, и если они размещаются близко к периферии зоны, то они существенно увеличивают потерю отраженных

нейтронов в граненой выгородке. Если эти каналы отодвинуть по-
дальше от края зоны, то сталь выгородки становится хорошим от-
ражателем быстрых нейтронов. Однако сильно отодвигать каналы
охлаждения от края зоны нельзя из-за большой тепловой нагрузки
на выгородку. Поэтому возникает задача по оптимизации размеще-
ния каналов охлаждения в граненой выгородке, которая была ус-
пешно решена для серийного ВВЭР-1000 (проект 320). При этом
желательно, чтобы водяной зазор между краем зоны и граненой
выгородки был как можно меньше. Такая рекомендация объясня-
ется тем, что при наличии водяного зазора порядка 1 см в перифе-
рийных топливных элементах наблюдается заметный всплеск теп-
ловых нейтронов, что может приводить к возрастанию неравно-
мерности энерговыделения по активной зоне и превышать пре-
дельно разрешенные значения. Но устранить зазор невозможно, так
как при изготовлении выгородки существуют допуски, которые
снизить невозможно, так как в противном случае активная зона
может и не поместиться внутри выгородки. Расчетные и стендовые
испытания показали, что водяной зазор от 5 до 7 мм не приводит к
заметному всплеску тепловых нейтронов и превышает заводские
допуски на изготовление.

2.5. Блок защитных труб (БЗТ)

БЗТ представляет собой сварную металлоконструкцию, состоя-
щую из трех плит, связанных между собой обечайками, защитными
трубами и трубами системы ВРК. В защитные трубы установлены
направляющие каркасы, в которых перемещаются органы регули-
рования. В трубах системы ВРК закреплены каналы, через которые
сборки каналов нейтронных измерений (КНИ) вводятся в ТВС и
установлены термоэлектрические преобразователи. Трубы закреп-
лены в плитах БЗТ. Опорная плита сопрягается с головками ТВС,
а через ее перфорацию выходит теплоноситель в межтрубное про-
странство БЗТ. Установка БЗТ в реакторе в заданном положении
обеспечивает точную фиксацию головок ТВС по высоте и в плане
в активной зоне, а также заданное усилие поджатия ТВС, гаранти-
рующее «невсплываемость» ТВС в нормальных и переходных ре-

жимах; возможность свободных осевых и радиальных термических расширений БЗТ относительно шахты и крышки реактора.

2.6. Верхний блок

Блок верхний (ВБ) предназначен для уплотнения главного разъема реактора, размещения приводов СУЗ, уплотнения выводов системы внутриреакторного контроля (СВРК), удержания от всплытия блока защитных труб (БЗТ), кассет и шахты реактора.

2.7. Каналы нейтронного измерения

Сборки каналов нейтронного измерения (КНИ) предназначены для внутриреакторного контроля распределения плотности потока нейтронов по высоте и радиусу активной зоны реактора при работе реактора в диапазоне мощности 10–100 % номинального значения мощности. Сборка КНИ представляет собой сборку датчиков нейтронного измерения, установленную в защитный чехол (рис. 2.10).

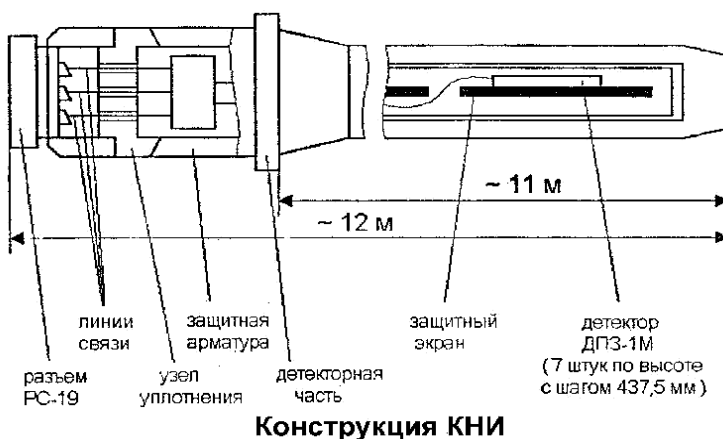
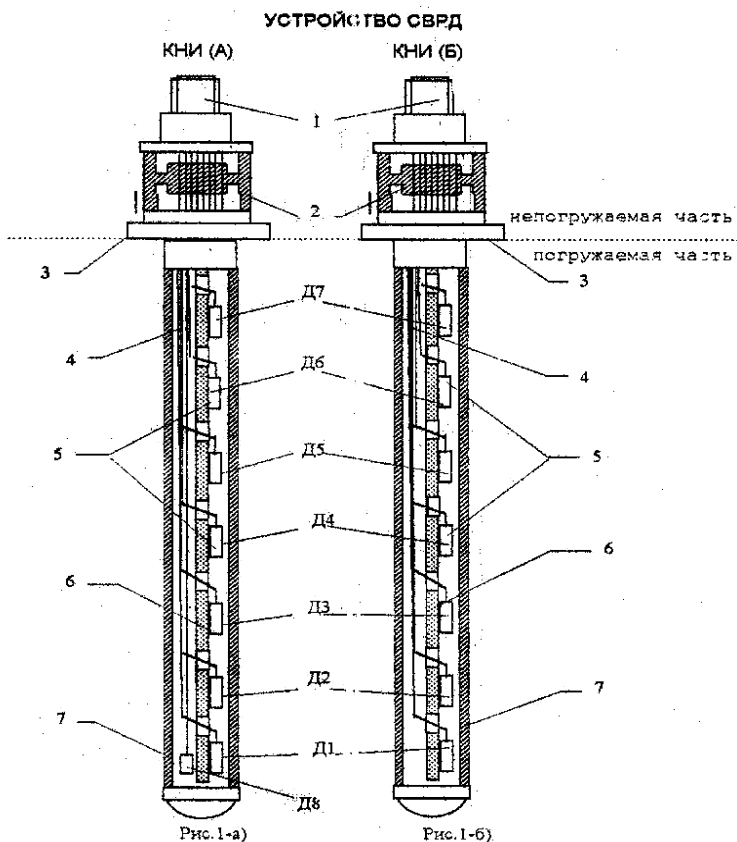


Рис. 2.10. Схематическое изображение фрагмента сборки КНИ-ДПЗ



Д1, Д2, Д3, Д4, Д5, Д6, Д7 - детекторы прямого заряда типа ДПЗ.01 (для КНИ (А)) и типа ДПЗ.02 (для КНИ (Б));
Д8 - фоновый детектор типа ДПЗ.03

Рис. 2.11. Схематическое изображение сборки КНИ

На реакторе устанавливается 64 канала нейтронных измерительных. Канал нейтронный измерительный включает в себя (рис. 2.10 и 2.11):

- чехол КНИ;
- 7 нейтронно-чувствительных датчиков;
- фоновый датчик;
- присоединительное устройство для подключения линий связи канала к наружному кабелю.

Чехол КНИ представляет собой (в пределах внутреннего объема реактора) трубу из стали 08X18H10T диаметром $7,5 \times 0,9$ мм, внутри которой размещаются нейтронно-чувствительные датчики. Чехол обеспечивает герметичность детекторной части и рассчитан на давление окружающей среды 180 кгс/см^2 и температуру 350°C . Фоновый датчик предназначен для компенсации дополнительных сигналов, связанных с взаимодействием излучения с конструкционными материалами датчика и линией связи, находящимися непосредственно в активной зоне реактора. Фоновый датчик выполнен аналогично линии связи основного датчика. Присоединительное устройство предназначено для соединения и разъединения электрических цепей датчиков и вторичной линии связи.

Защитный чехол обеспечивает размещение детекторной части КНИ внутри реактора, защищает детекторы от воздействия потока теплоносителя и герметизирует вывод сборки КНИ через крышку ВБ. Сборка КНИ располагается в центральной трубке ТВС (в новых усовершенствованных ТВС, предназначенных для Бушерской АЭС в Иране, для АЭС, строящихся в Китае и т.д., измерительный канал размещается не в центральной трубке, так как в центральной трубке размещается поглощающий элемент) и направляющем канале БЗТ; в верхней части на КНИ установлен электрический разъем с кабелем, через который передается сигнал от детекторов (датчики прямой зарядки из родия – ДПЗ) к измерительному комплексу. Суммарное значение токов детекторов, входящих в один КНИ, обеспечивает измерение среднего значения плотности потока нейтронов (энерговыведения) в ТВС, где установлена сборка КНИ.

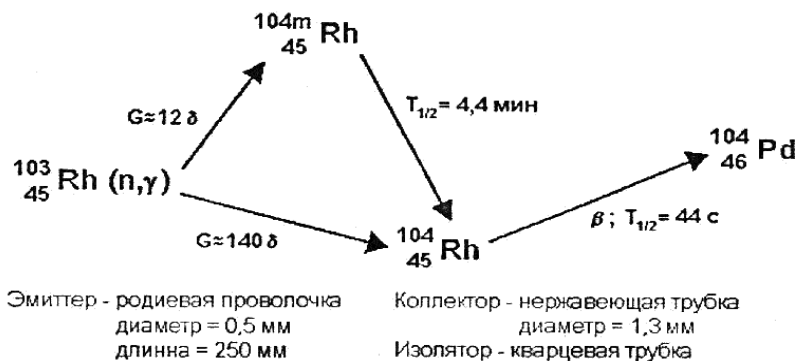
Для исключения из суммарного тока в КНИ составляющей от гамма-фона служит датчик Д-8, показанный на рис. 2.11. Он служит для регистрации только гамма-излучения.

Схема преобразования потока тепловых нейтронов в ток показана на рис. 2.12. Таким образом, захваченный родием нейтрон превращает через некоторое время изотоп родия в другой химический элемент с испусканием (рис. 2.12) электрона, и ток, образованный этими электронами, в КНИ прямо пропорционален числу поглощений тепловых нейтронов в родие в единицу времени. Однако число этих поглощений вовсе не дает точного представления о числе делений в топливе в данной ТВС на данной

высоте, где расположены ДПЗ, которое и нужно знать для контроля локального энерговыделения в активной зоне. Первая трудность в установлении связи между числом делений в топливе и числом поглощений тепловых нейтронов в родие заключается в следующем.

Зависимость микросечения поглощения нейтронов от энергии нейтрона в уране и плутонии по всему спектру не совпадает с зависимостью микросечения родия. Возникает спектральный коэффициент перехода от измеренного тока, который прямо пропорционален числу поглощений тепловых нейтронов в родии в единицу времени, к числу делений и энерговыделению в объеме активной зоны.

Вторая трудность заключается в том, что измерение тока происходит в зоне локально от тепловых нейтронов нескольких твэл (обычно рассматриваются 6 твэл, окружающих датчик).



Постоянная времени ДПЗ ~ 1 мин

Рис. 2.12. Схема преобразования потока тепловых нейтронов в ток детектора прямой зарядки (ДПЗ)

Поэтому нужно знать пространственный коэффициент перехода от от числа делений в 6-и твэл, окружающий ДПЗ, к среднему числу делений по всему поперечному сечению ТВС. Ниже в главе, посвященной измерениям и расчетному сопровождению эксплуатации на АЭС с ВВЭР, подробнее познакомимся с тем, как преодолеваются указанные трудности.

Показания 64×7 ДПЗ в сборках КНИ дают представительную информацию о распределении плотности потока нейтронов по высоте и радиусу активной зоны реактора. Используя значения токов в каждом ДПЗ и коэффициенты перехода к среднему числу делений в объеме активной зоны, где располагаются датчики, можно определить значения средней нейтронной мощности ($\Sigma \phi$) в объемах, определяемых площадью ТВС и длиной нейтронного датчика. Картограмма расположения КНИ по ТВС в плане реактора показана на рис. 2.13. Данная картограмма приведена на координатной сетке, принятой на АЭС для определения местоположения ТВС в активной зоне. В принципе размещение КНИ может быть иным, но должно быть таковым, чтобы отобразить минимум все значения энерговыделения в секторе активной зоны 120° .

Картограмма расположения КНИ

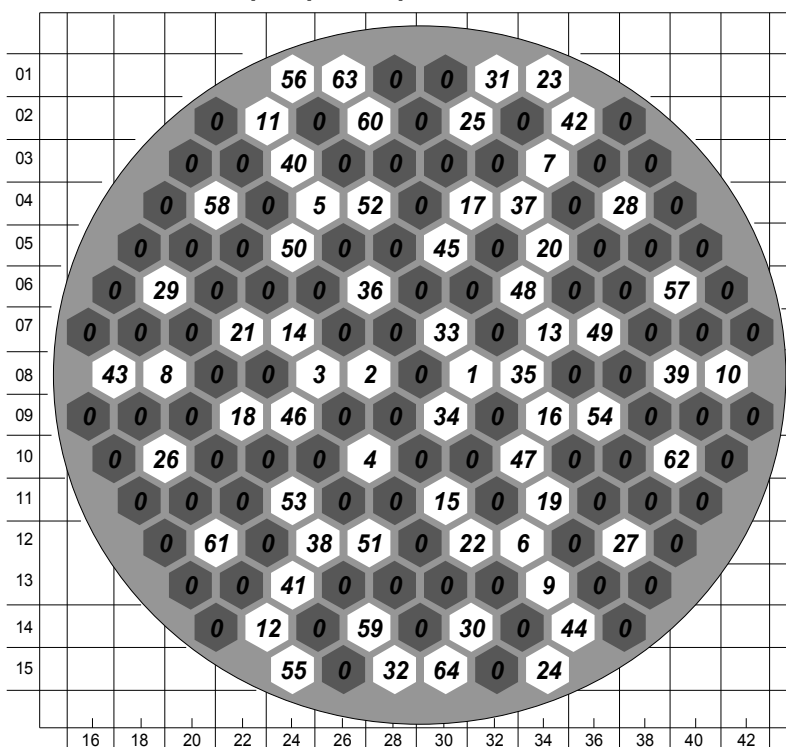


Рис. 2.13. Картограмма расположения КНИ в активной зоне

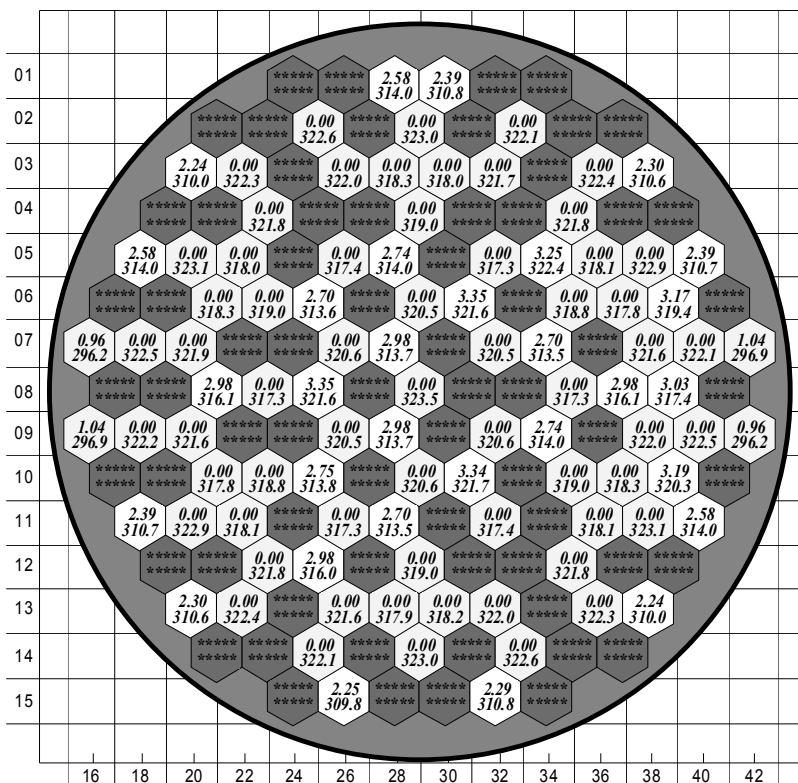


Рис. 2.14. Картограмма расположения температурных датчиков и их показаний на выходе из активной зоны

Применяя трехмерную расчетную модель активной зоны и специальные математические приемы, можно восстановить достоверные значения нейтронной мощности во всех 163×7 расчетных объемах. Высота каждого расчетного объема совпадает с высотным размером ДПЗ (примерно 200 мм).

Помимо датчиков контроля нейтронного потока в системе ВРК используются температурные датчики контроля по активной зоне. Картограмма расположения температурных датчиков для измерения температуры теплоносителя на выходе из ТВС показана на рис. 2.14. Данная картограмма приведена на той же координатной сетке, что и картограмма расположения КНИ.

На этой же картограмме показаны значения температур на выходе из 91 ТВС. Нижняя цифра в каждой ТВС означает измеренную температуру на выходе, а верхняя – отклонение от средней по сечению ТВС температуры.

Конечно, данные цифры являются некой идеализацией реального распределения, но они указывают на одну из трудностей, возникающую при измерениях температур на выходе из ТВС. Измеренные значения температуры не являются средними значениями температур на выходе и не могут надежно служить для определения тепловой мощности в каждой ТВС. Причины этого кроются в различных явлениях, с которыми познакомимся в главе, посвященной измерениям на АЭС. В настоящее время показания температурных датчиков на выходе из 91 ТВС не используются для определения индивидуальной мощности ТВС, так как нет надежной методики расчета средней температуры теплоносителя на выходе из ТВС по измеренным значениям. В настоящее время происходит внедрение новой конструкции датчика, показание которого намного ближе к среднему значению температуры. После перехода на всех АЭС с ВВЭР-1000 на новую конструкцию температурного датчика станет возможным использовать методику расчета средней температуры на выходе из ТВС по измеренным значениям. Правда остается еще неопределенность, связанная с расходом через ТВС, но проведенные исследования с привлечением нейтронных измерений показали, что распределение расходов через ТВС отличается друг от друга не больше 1 % от среднего расхода через ТВС.

2.8. Механическая система управления и защиты

Механическая система управления и защиты реактора предназначена для:

- поддержания критического состояния при работе на стационарной мощности и управления распределения энерговыделения в активной зоне;
- изменения мощности реактора;
- осуществления предупредительной и аварийной защиты реактора.

Действие механической системы управления и защиты реактора основано на использовании поглощающих стержней (ПС), вклю-

чающих в свой состав от 12 до 18 поглощающих элементов (ПЭЛ), использующих в своем составе карбид бора (B_4C). Число ПЭЛ на каждом приводе в активной зоне менялось от проекта к проекту. Одним из первых проектов АЭС с ВВЭР-1000 был проект В-187. В этом проекте число органов СУЗ насчитывало 109, а число ПЭЛ в каждом органе – 12. Затем произошел переход от проекта В-187 на проекты малой серии: В-302 и В-338. В данных проектах предполагалось уменьшение числа органов регулирования и, соответственно, количества приводов СУЗ с 109 до 49. Однако из уточненных физических расчетов, позднее выполненных в ИАЭ им. И.В. Курчатова, следовало, что из-за недостаточной эффективности карбида бора (B_4C), примененного в поглощающих элементах, требуется увеличение числа органов регулирования с 49 до 61 шт. После рассмотрения технического проекта реактора В-302 и дополнительного обоснования ИАЭ им. И.В. Курчатова возможности оставления для одного комплекта реактора 49 органов регулирования было принято решение оставить это количество приводов только для одного 1-го блока Южно-Украинской АЭС. Поэтому реакторная установка под индексом В-302 была использована только для 1-го блока ЮУАЭС.

Для проекта В-338 было принято решение об увеличении количества органов регулирования до 61. Реакторная установка В-338 использована на 2-м блоке Южно-Украинской АЭС и на первом и втором блоках Калининской АЭС. Установка В-338 по составу оборудования и компоновке полностью соответствует реакторной установке В-302, за исключением количества органов регулирования.

При уменьшении количества органов СУЗ для серийного реактора число поглощающих элементов в каждом органе было увеличено с 12 до 18 шт. (в проекте В-338 и в дальнейших проектах). Механическая система СУЗ в настоящее время на действующих АЭС состоит из 61 поглощающего стержня. Каждый ПС объединяет по 18 поглощающих элементов, перемещаемых внутри ТВС в специальных каналах индивидуальными приводами. Все ПС разбиты на 10 групп. Размещение органов СУЗ по группам в активной зоне (для 3-го блока Калининской АЭС и 1-го блока Ростовской АЭС) показано на рис. 2.15.

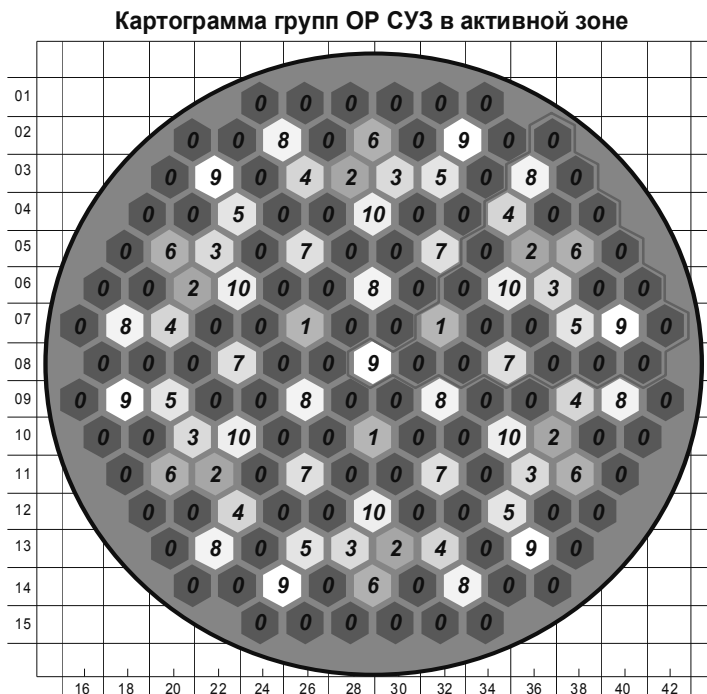


Рис. 2.15. Картограмма расположения органов СУЗ в активной зоне 3-го блока Калининской АЭС и 1-го блока Ростовской АЭС

В проекте ЯЭУ В-392 предполагается использовать усовершенствованный реактор В-392 повышенной безопасности. В нем увеличена эффективность аварийной защиты за счет изменения количества ОР СУЗ до 121 привода, что позволяет поддерживать реактор в подкритическом состоянии при расхолаживании до 100 °С без ввода борного раствора (раньше эта температура составляла величину порядка 200 °С). Данное решение было принято для устранения возможности образования локальной критической массы в реакторе ВВЭР-1000 при захолаживании одного из секторов активной зоны. О данном явлении (явлении повторной критичности) было рассказано. Модернизированный реактор повышенной безопасности предполагается использовать на 6-м энергоблоке Нововоронежской АЭС (НВАЭС). Результаты разработки проекта реакторной установки В-392 использованы в проекте РУ В-412 для

АЭС «Куданкулам» в Индии. Примерное размещение 121 ОР СУЗ показано на рис. 2.16.

Помимо изменения числа приводов СУЗ в активной зоне была произведена модернизация самого поглощающего элемента. На рис. 2.17 показаны схематически новая и старая конструкции поглощающего элемента (ПЭЛ).



Рис. 2.16. Картограмма условного расположения 121 органа СУЗ по группам в активной зоне ВВЭР-1000 повышенной безопасности

В ходе эксплуатации ПС СУЗ на действующих российских АЭС выявились некоторые недостатки ПС. Главное, что они оказались слишком легкими по гравитационному весу и могли при больших расходах теплоносителя через зону при движении органов вверх просто всплывать, увеличивая скорость извлечения и нарушая эксплуатационные характеристики активной зоны по многим параметрам.

Другим недостатком настоящей конструкции ПС является хрупкость основного материала поглотителя – карбида бора (керамика), приводящим к тому, что при падении органов СУЗ, керамика начинает разрушаться и деформировать оболочку поглощающего элемента (ПЭЛ) изнутри. Последствия этого явления могут быть очень неприятными, так как деформация ПЭЛ приводит к застреванию поглощающего элемента в направляющей трубке и уменьшению эффективности органа СУЗ. Для устранения этих дефектов была проведена модернизация ПС СУЗ за счет утяжеления верхней части над активной части ПЭЛ и нижней части стержня с помощью более тяжелого и прочного материала титаната диспрозия ($Dy_2O_3+TiO_2$).

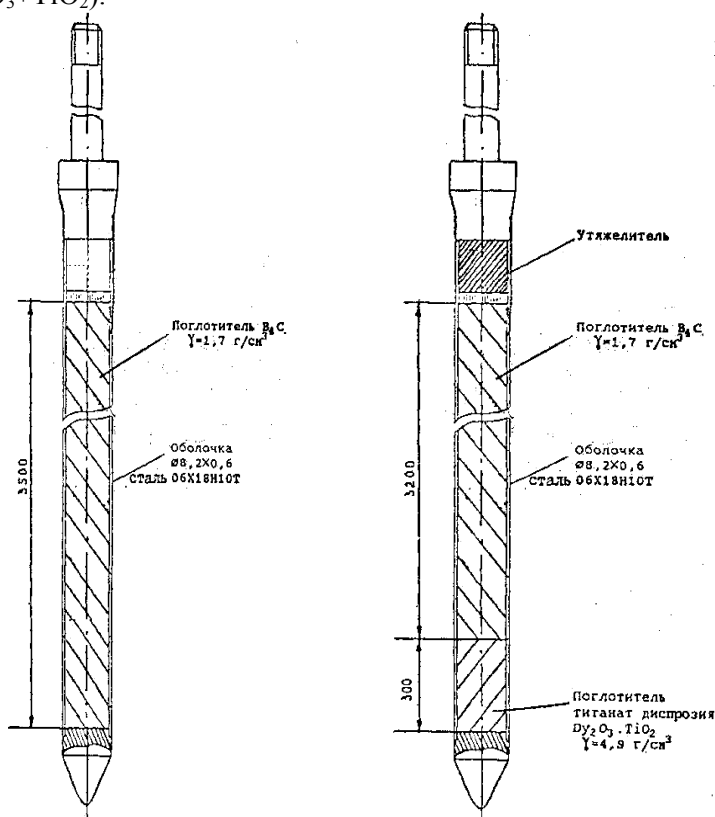


Рис. 2.17. Схематическое изображение ПЭЛ старой и новой конструкции

Данное решение устраняет сразу два вышеуказанных эффекта:
1) утяжеляет вес стержня и повышает ударную вязкость материала,
2) улучшает скоростные характеристики органов СУЗ при падении (до 2.5-3 с вместо 4).

Новая конструкция успешно прошла испытания на КЛН-АЭС и сейчас внедряется на всех действующих и вновь строящихся АЭС, как в России, так и за рубежом.

В реакторах В-302, В-338, В-320 и последующих проектах применены шаговые электромагнитные приводы СУЗ (ШЭМ), разработанные в ОКБ «Гидропресс», в отличие от линейных шаговых приводов СУЗ (ЛШП), разработанных в СКБ Ижорского завода и используемых в реакторе В-187 на 5-м блоке НВАЭС. Первый комплект штатных приводов ШЭМ был изготовлен, испытан и поставлен ОКБ «Гидропресс» для 1-го блока Южно-Украинской АЭС.

Количество ПС СУЗ в группе и скорость перемещения органа СУЗ выбраны так, чтобы ее максимальная дифференциальная эффективность не превышала значения $0,035 \beta_{эфф}/\text{см}$ и, соответственно, могло быть выполнено требование ПБЯ на скорость введения реактивности при извлечении группы (меньше $0,07 \beta_{эфф}/\text{с}$, где $\beta_{эфф}$ – эффективная доля запаздывающих нейтронов). К примеру, при использовании 61 органа СУЗ в активной зоне и разбиении всех органов на 10 групп шаг перемещения органа регулирования составляет 2 см. При использовании 121 органа СУЗ и 12 органов СУЗ в управляющих группах для выполнения требований ПБЯ необходимо уменьшить шаг перемещения до 1 см, при использовании 6 органов СУЗ в управляющей группе можно сохранить шаг перемещения 2 см.

При работе на мощности все группы находятся в своем крайнем верхнем положении вне активной зоны. Исключение составляет рабочая группа (№ 10 для действующих АЭС, при разбиении на 20 групп этой группой может быть группа с № 20). Она перемещается в верхней части активной зоны в диапазоне от 70 до 90 % извлечения по высоте активной зоны и служит для компенсации небольших изменений реактивности из-за колебаний температуры, концентрации бора, тепловой нагрузки и т.д.

Управление распределением энерговыделения в активной зоне при возникновении ксеноновых колебаний локальной мощности осуществляется с помощью специально предусмотренной для этих целей группы. Для 338 проекта этой группой является 5-я группа, для 320 проекта этой группой является 9-я группа с отдельным движением ПС в центральной ТВС. Управление заключается в поддержании неравномерности энерговыделений в установленных границах и в стабилизации формы поля энерговыделения при изменениях мощности реактора в соответствии с алгоритмом управления ксеноновыми переходными процессами, разработанным сотрудниками ИАЭ и опробованным в период пуско-наладочных работ первых энергоблоков с ВВЭР-1000.

2.9. Главный циркуляционный контур и система компенсации давления

2.9.1. Главный циркуляционный контур

Главный циркуляционный контур ЯЭУ с ВВЭР-1000 состоит из реактора и четырех циркуляционных петель, шести петель для ВВЭР-440, трех петель для многих PWR на Западе (рис. 2.18). Каждая циркуляционная петля включает парогенератор, главный циркуляционный насос и главные циркуляционные трубопроводы (ГЦТ), соединяющие оборудование петли с реактором. ГЦТ соединяют оборудование петель, создавая возможность циркуляции теплоносителя по замкнутому контуру. Материал трубопровода — сталь 10ГН2МФА с плакировкой нержавеющей сталью внутренней поверхности. К главным циркуляционным трубопроводам подсоединяются трубопроводы системы компенсации давления и технологических систем (подпитки, продувки, дренажа, контура расхолаживания и т.д.). Для ограничения перемещений трубопроводов при аварийных разрывах предусмотрены аварийные опоры (ограничители).

Главный циркуляционный трубопровод (ГЦТ) обеспечивает нормальную эксплуатацию при воздействии нагрузок, вызванных различным по силе землетрясением, а также обеспечивает безопасный останов и расхолаживание при нагрузках, вызванных макси-

мальным расчетным землетрясением. ГЦТ сохраняет работоспособность в условиях режима нарушения теплоотвода из герметичной оболочки и режима «малой» течи». Каждая из четырех циркуляционных петель имеет два участка труб с внутренним диаметром 850 мм. Участки между выходными патрубками реактора и входными патрубками ПГ называются «горячими» нитками. Участки между выходными патрубками ПГ и входными патрубками реактора называются «холодными» нитками.

Размер внутреннего диаметра – 850 мм – выбран из условия обеспечения приемлемого гидравлического сопротивления главного циркуляционного контура. «Горячая» нитка петли под № 4 соединена соединительным трубопроводом 426x40 мм с компенсатором объема, предназначенным для компенсации тепловых расширений теплоносителя без превышения давления выше номинального (160 атм.).

На рис. 2.18 помимо основных элементов, составляющих ГЦК, показаны некоторые технологические системы, которые связаны с этими элементами. Данными системами являются системы ТН, RL, RA (станционные имена технологических систем, унифицированные для АЭС во всем мире). Система ТН – это система планового расхолаживания ЯЭУ и одновременно выполняет функцию аварийной системы низкого давления для охлаждения реактора при потере теплоносителя в 1-м контуре и существенном снижении давления в ГЦК. RL – система подпитки питательной водой парогенераторов, RA – система паропроводов для подачи пара из ПГ на турбину.

Для осуществления технологического процесса при нормальных условиях эксплуатации и выполнения функций по обеспечению безопасности в аварийных режимах, а также для контроля за параметрами теплоносителя в главном циркуляционном контуре ГЦТ соединен со следующими вспомогательными системами:

- системой поддержания давления в первом контуре;
- системой планового расхолаживания;
- системой подпитки и продувки первого контура;
- системой аварийного впрыска бора;
- системой измерения параметров теплоносителя;
- системой дренажа.

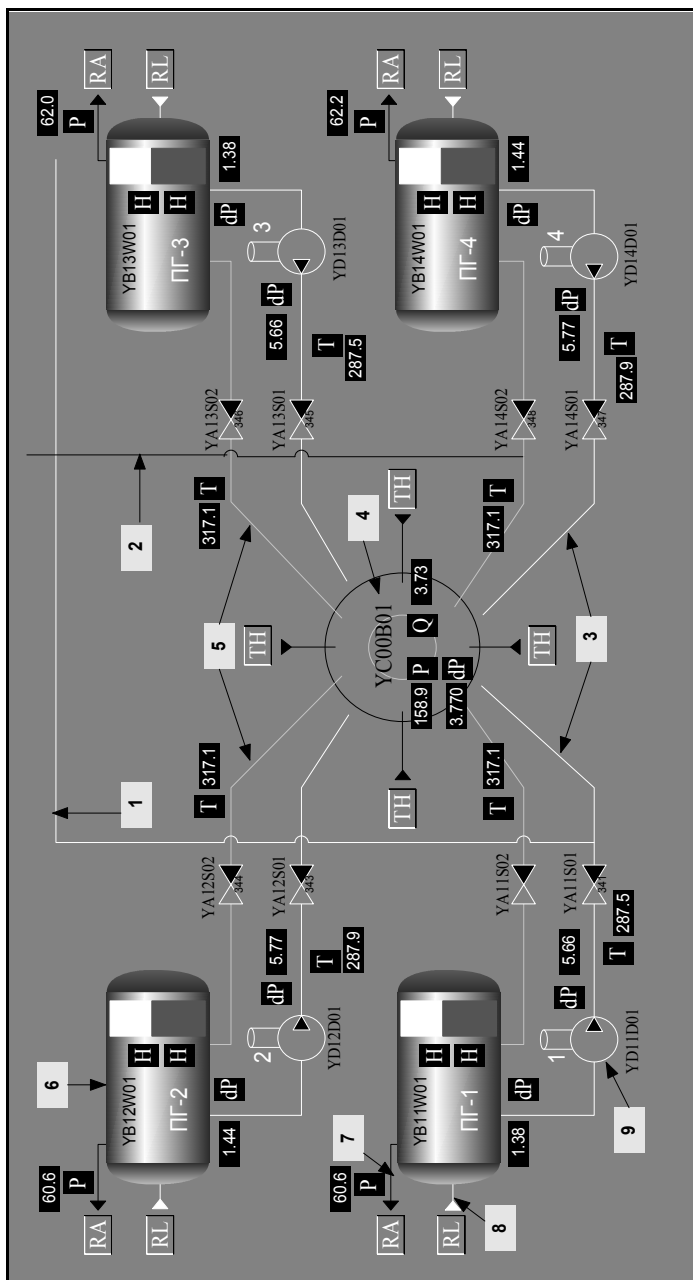


Рис. 2.18. Схематическое изображение ГЦК ЯЭУ с ВВЭР-1000

Примечание: 1-магистраль для связи по воде с КД, 2-магистраль для организации аварийного впрыска в КД, 3-горячие нитки ГЦК, 4-реактор, 5-холодные нитки ГЦК, 6-ПГ, 7-магистраль для пара на турбину, 8-магистраль для подачи питательной воды в ПГ, 9-ГЦН

Параметрами, характеризующими нормальное функционирование системы, являются температура теплоносителя в горячей и холодной нитках ГЦТ, а также разница указанных температур.

При нормальном функционировании ГЦТ номинальное давление стационарного режима составляет 15,7 МПа (160 кгс/см²). Плановый разогрев ГЦТ производился со скоростью не выше 20 °С/ч. Плановое расхолаживание ГЦТ производится со скоростью не выше 30 °С/ч. Основные параметры ГЦТ для действующих АЭС с ВВЭР-1000 представлены в табл. 2.8.

Главный циркуляционный контур ЯЭУ для ранних проектов (проект В-187, проект В-338), кроме перечисленного выше оборудования, имеет также по две запорные задвижки ДУ-850 на каждой циркуляционной петле. Главные запорные задвижки (ГЗЗ) позволяют отключить, в случае необходимости, одну или две петли и эксплуатировать реакторную установку на остальных петлях с соответствующим снижением мощности.

Таблица 2.3

Параметры ГЦТ

Наименование параметра	Величина
Давление расчетное, рабочее, МПа (кгс/см ²)	17,6 (180)
Температура расчетная, °С	350
Расход теплоносителя по одной петле, м ³ /ч	22000 +1000 -1200
Общая протяженность, м	148
Плановое расхолаживание, не более 100 циклов со скоростью 30 °С/ч, в том числе:	
нормальное, 70 циклов, °С/ч	30
ускоренное, 30 циклов °С/ч	60
Срок службы, лет	30

ГЗЗ устанавливаются на «горячей» и «холодной» нитках циркуляционных петель и управляются при помощи электропривода или вручную. Основное положение затвора задвижки — «открыто».

Циркуляционные петли ЯЭУ В-320 в отличие от ЯЭУ В-187, ЯЭУ В-302 и ЯЭУ В-338 не имеют запорных задвижек ДУ-850.

Для создания циркуляции теплоносителя в первом контуре используется вертикальный насос центробежного типа с уплотнением вала (ГЦН-195) с трехфазным асинхронным электродвигателем. Характеристики ГЦН-195:

- производительность насоса 20 000 м³/ч;
- напор насоса 6,75 + 0,25 кг/см²;
- мощность на валу при рабочих параметрах 5300 кВт;
- число оборотов ротора 1000 об./мин.

Нормальное функционирование системы ГЦН основывается на режиме длительной параллельной работы в контуре четырех ГЦН при нормальных параметрах теплоносителя ЯЭУ В-1000. Допускается:

- длительная работа одного и параллельная работа двух и трех ГЦН в контуре при номинальных параметрах теплоносителя;
- работа одного, двух, трех и четырех ГЦН в контуре при изменении параметров теплоносителя в переходных режимах (разогрев, расхолаживание) при температуре от 20 до 300 °С на входе в насос, давлении от 0,98 (10) до 17,6 (180) МПа (кгс/см²);
- работа одного, двух, трех и четырех ГЦН в контуре на холодном теплоносителе и в режиме дезактивации при температуре 20-100 °С;
- стоянка в режиме холодного и горячего резерва без ограничения времени при условии подачи запирающей и охлаждающей воды промежуточного контура и работы насоса аварийной системы запирающей воды.

При отказах в системах АЭС, сопровождающихся обесточиванием ГЦН, обеспечивается выбег ГЦН для исключения кризиса теплообмена в активной зоне реактора. При отказах в системах АЭС, сопровождающихся обесточиванием, обеспечивается спад расхода теплоносителя не ниже значений, указанных в табл. 2.9. В этой таблице приведены данные по гидравлической характеристике ГЦН при выбеге насоса и его останове. Необходимо отметить, что выбег насоса при различном количестве работающих насосов существенно может отличаться друг от друга. Минимальный выбег насоса происходит при трех работающих насосах. Качественно это объясняется тем, что в этом случае наблюдается максимальное

противодавление движению теплоносителя через остановленный насос в реакторе.

Максимальный выбег насоса происходит при трех остановленных до этого насосах, так как в этом случае нет никакого противодавления с их стороны никакого противодавления с их стороны.

Таблица 2.4

Расходно-напорная характеристика ГЦН при выбеге ГЦН
после его отключения

Время выбега, с	0	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5
Расход ГЦН, $\text{м}^3/\text{ч} \times 10^3$	20.0	19.5	18.9	18.5	18.0	17.5	17.1	16.7
Напор ГЦН, $\text{кгс}/\text{см}^2$	6.5	6.15	5.8	5.5	5.1	5.0	4.8	4.6
Число оборотов, об./ мин	995	968	940	917	895	873	853	833
Время выбега, с	4.0	5.0	7,0	10.0	15	20,0	25	30
Расход ГЦН, $\text{м}^3/\text{ч} \times 10^3$	16.3	15.6	14.4	12.8	10.9	9.4	8.4	7.50
Напор ГЦН, $\text{кгс}/\text{см}^2$	4.35	4.0	3.4	2.7	2.0	1.45	1.15	1.0
Число оборотов, об./ мин	813	780	716	640	542	468	418	373
Время выбега, с	50	90	135	180	210	232		
Расход ГЦН, $\text{м}^3/\text{ч} \times 10^3$	5.25	3.04	1.82	1.10	0.72	0		
Напор ГЦН, $\text{кгс}/\text{см}^2$	0.45	0.15	0.05	0.02	0.001	0..0		
Число оборотов, об./ мин	257	150	90	55	36	0		

В реакторной установке В-320 используется серийный модернизированный реактор ВВЭР-1000. Понятие «модернизация» по отношению к серийному реактору ВВЭР-1000 заключается в том, что в проект реактора были внесены изменения, которые учитывали специфику работы реактора в составе ГЦК, в котором нет ГЗЗ, но применены ГЦН, разработанные для ГЦК с ГЗЗ.

Поэтому, с учетом напорной характеристики ГЦН, в модернизированном серийном реакторе ВВЭР-1000 было увеличено гидравлическое сопротивление тракта в основном за счет уменьшения проходного сечения отверстий в днище внутрикорпусной шахты. В последующее был разработан новый ГЦН-195М и с учетом опыта эксплуатации ГЦН-195 был доработан в следующих направлениях:

- достигнута максимальная герметизация насоса, создано механическое уплотнение вала с минимальными протечками, т.е. реконструирован узел, во многом определяющий надежность и безопасность работы ГЦН и АЭС в целом;
- достигнуто снижение зависимости насоса от влияния обслуживающих систем АЭС, т.е. обеспечена 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.

2.9.2. Система компенсации давления в первом контуре

Система компенсации давления первого контура предназначена для:

- ограничения давления в первом контуре, вызываемого изменением температурного режима во время работы ЯЭУ;
- защиты первого контура от повышения давления, для создания давления в первом контуре в период пуска ЯЭУ;
- снижения давления в первом контуре при расхолаживании.

Система компенсации давления включает в себя сосуд высокого давления – компенсатор давления в первом контуре (КД), импульсно-предохранительные устройства (ИПУ), специальный бак для сброса пара и газа (барботер) и трубопроводы с арматурой. Система обеспечивает поддержание давления в первом контуре в стационарных режимах и ограничение отклонений давления в переходных и аварийных режимах.

Компенсатор давления (КД) выполнен в виде вертикального сосуда, установленного на кольцевой опоре. В верхнем днище имеются люк и штуцеры под трубопроводы впрыска, под трубопроводы сброса пара через ИПУ в барботер. В нижнем днище имеется патрубок под трубопровод, соединяющий «горячую» нитку первого контура с КД. Внутри КД установлено разбрызгивающее устройство, защитный экран и блоки термоэлектрических нагревателей (ТЭН). Внутренний диаметр соединительного трубопровода выбран из условия ограничения приемлемой величины перепада давления между КД и ГЦТ в нестационарных режимах 0,39 МПа (4 кгс/см²) без разуплотнения первого или второго контуров. Из «холодной» нитки под № 1 теплоноситель отводится трубопроводом 219х20 мм для впрыска в КД. Впрыск в КД осуществляется для быстрого снижения давления в реакторе при его внезапном аварийном увеличении. Снижение происходит за счет частичной конденсации паровой подушки над уровнем в КД. На рис. 2.19 показано схематическое изображение системы компенсации с пояснениями по отдельным компонентам, а в табл. 2.10 приведены основные характеристики КД.

За счет тепла электронагревателей достигается кипение воды, а образующийся пар собирается в верхней части КД, создавая паровую подушку. Созданное в КД давление по трубопроводу ДУ-350, соединяющему нижнюю часть компенсатора с «горячей» ниткой циркуляционной петли, передается в первый контур. По этому трубопроводу происходит перетекание части теплоносителя из первого контура в компенсатор или из компенсатора в первый контур в нормальных переходных режимах (разогрев, расхолаживание, изменение мощности) и при нарушениях работы оборудования, приводящих к изменению мощности реакторной установки.

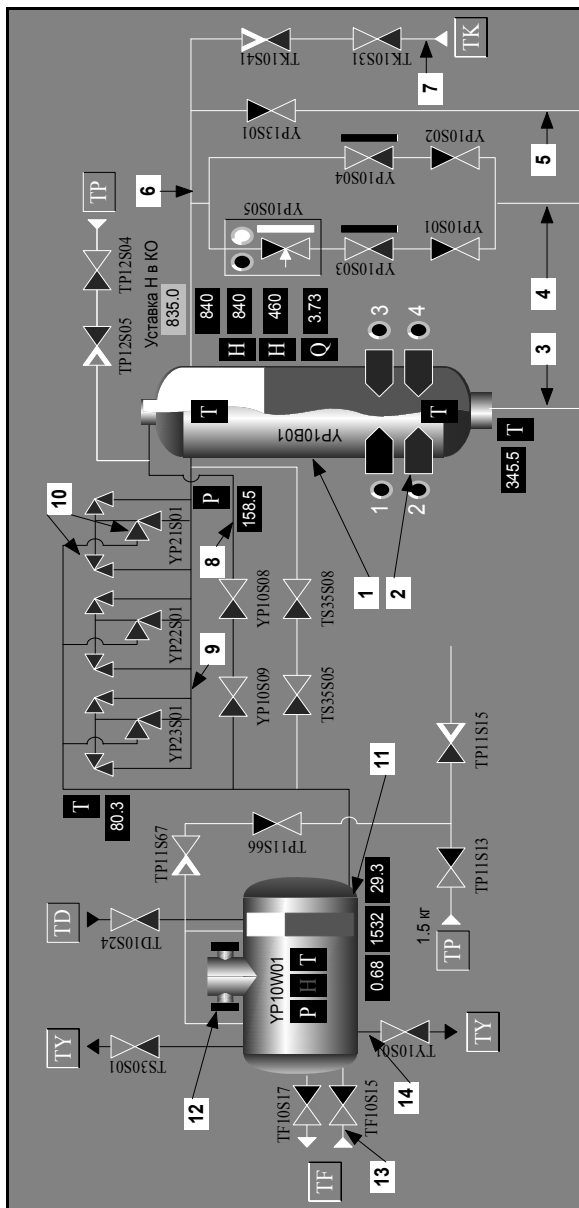


Рис. 2. 19. Схематическое изображение системы компенсации давления в ЯЭУ с ВВЭР-1000

Примечание: 1-КД, 2-ГЭН, 3-магистраль от горячей нитки ГЦК, 4-магистраль от холодной нитки для аварийного впрыска воды из ГЦК, 5-магистраль от холодной нитки для постоянного впрыска воды из ГЦК, 6-магистраль для впрыска воды в КД, 7-магистраль для впрыска холодной воды из системы подпитки, 8-магистраль для слудки пара в барботёр, 9-магистраль для аварийного удаления пара и газа из КД, 10-ИПУ, 11-барботёр, 12-мембрана, 13-магистраль для теплоотвода из барботёра, 14-магистраль для поддержания уровня в барботёре

Ограничение отклонений давления от номинального значения достигается за счет сжатия или расширения паровой подушки в КД. При снижении давления вода в компенсаторе испаряется, способствуя тем самым поддержанию давления в системе. При увеличении давления паровая подушка сжимается, в результате чего происходит конденсация пара на поверхности воды и ограничивается рост давления в системе.

Таблица 2.5

Основные характеристики КД

Наименование	Величина
Давление, МПа, (кгс/см ²):	
Номинальное на стационарном режиме	15.7 (160)
Расчетное, рабочее	17.6 (180)
Гидравлические испытания	24.5 (250)
Температура, °С: на номинальном стационарном режиме	
Расчетная	346
Рабочая.	350
Емкость (полный объем), м ³	79
Объем воды в номинальном режиме, м ³	55
Объем пара в номинальном режиме, м ³	24
Мощность блоков нагревателей, кВт:	2520 ±190
Мощность блоков электронагревателей :	
по группам, кВт (при ПНР проектное значение) :	270 ±20.4
I группа	270 ±20.4
II группа	720 ±54.4
III группа	1260 ±95.6
IV группа	

При значительном снижении давления в КД паровая подушка не в состоянии полностью восстановить исходное давление в контуре, тогда включаются дополнительные группы электронагревателей. При значительном увеличении давления через сопла, расположенные в верхней части КД (в паровой подушке), подается теплоноситель из холодной нитки циркуляционной петли и происходит сжатие паровой подушки за счет конденсации пара, что замедляет или прекращает рост давления в контуре. Если, несмотря на подачу

теплоносителя в сопла, давление продолжает расти, то открываются ИПУ и сбрасывают пар в барботер, где он конденсируется. Пропускная способность ИПУ выбрана из расчета не превышения 110 % расчетного давления.

Рассмотрение работоспособности системы компенсации и выбор основных параметров оборудования, входящего в нее, был проведен из анализа проектных режимов работы реакторной установки. В результате проведенного анализа были выявлены определяющие режимы с точки зрения работоспособности системы. В качестве определяющего режима был принят режим сброса нагрузки энергоблока со скоростью 200 % от номинальной мощности в секунду со 100 % номинальной мощности до уровня собственных нужд. Определяющими режимами с максимальной потерей объема теплоносителя были приняты режим ложного срабатывания аварийной защиты реактора (аварийная защита первого рода) и режим разрыва паропровода из КД в барботер.

Размеры компенсатора давления выбраны так, что не допускается:

- кипение теплоносителя ни в одной точке первого контура, за исключением незначительного неравновесного кипения в верхней части активной зоны;
- срабатывание импульсно-предохранительных клапанов;
- обнажение электронагревателей, или срабатывание аварийной подпитки, или появление сигнала на пуск системы аварийного охлаждения активной зоны в следующих режимах:
 - плановые изменения мощности в пределах от нагрузки собственных нужд до полной мощности и от полной мощности до нагрузки собственных нужд;
 - быстрое отключение реактора;
 - сброс нагрузки турбин до уровня собственных нужд без быстрого отключения реактора;
 - отключение одного или двух главных циркуляционных насосов без плановых изменений мощности в пределах от нагрузки собственных нужд до 100 % номинала и обратно;
 - быстрое отключение реактора;
 - сброс нагрузки турбин до уровня собственных нужд без быстрого отключения реактора;

- отключение одного или двух главных циркуляционных насосов без быстрого отключения реактора.

Пределы изменения давления в КД в вышеперечисленных режимах составляют 17,6 – 11,7 МПа (180–120 кгс/см²). Компенсатор давления может обеспечить поддержание давления в первом контуре в режимах с нарушениями условий нормальной эксплуатации и в аварийных ситуациях без некомпенсированных течей, заранее оговоренных проектом. В случае некомпенсированных течей первого контура, течей из первого контура во второй и ложного впрыска в КД из системы подпитки при температуре воды 60–70 °С КД перестает выполнять свои функции. Соотношение водяного и парового объемов КД выбрано из условия, что ни в одном из проектных режимов, за исключением режимов аварийного разуплотнения первого и второго контуров, не происходит заброса пара в первый контур из КД и оголения электронагревателей. Мощность электрических нагревателей обеспечивает проектную скорость разогрева КД в период пуска реакторной установки и поддержание давления во время работы на мощности. КД совместно с системой подпитки-продувки обеспечивает снижение давления в первом контуре при расхолаживании установки в плановых и аварийных режимах без некомпенсированных течей.

В систему компенсации входит устройство под названием: барботер. Барботер обеспечивает прием пара из КД без разрыва предохранительной мембраны в режимах нормальной эксплуатации и в режимах с нарушением нормальных условий эксплуатации. Суммарная пропускная способность разрывных предохранительных мембран выбрана из условия обеспечения принятия пара при расходе через все предохранительные клапаны КД.

Барботер – горизонтальный цилиндрический сосуд с эллиптическими днищами. В его водяном объеме размещены два коллектора, в которые сбрасываются пар при срабатывании ИПУ и протечки пара через ИПУ. На каждом коллекторе имеются сопла для эффективной конденсации пара. Барботер имеет две мембраны, которые разрываются, если ИПУ не закрывается после срабатывания. Полный объем барботера равен 30 м³, из них 20 м³ занимает вода. Газовый объем барботера постоянно вентилируется азотом для исключения образования взрывоопасной смеси водорода.

Импульсно-предохранительное устройство состоит из главного предохранительного клапана, двух импульсных клапанов, электро-технических устройств и трубопроводов связи. Главный предохранительный клапан открывается после открытия импульсного клапана. Импульсный клапан получает сигнал на открытие от датчиков давления при повышении давления уставки. На КД установлено три ИПУ, одно является контрольным и настроено на давление 17,76 МПа. Два других являются рабочими и настроены на давление 18,24 МПа. Одно из трех ИПУ снабжено устройством для принудительного открытия главного предохранительного клапана оператором в тех случаях, когда аварийная ситуация требует принудительного снижения давления в контуре.

Сопла КД соединены трубопроводом с холодной ниткой петли ГЦТ. Впрыск теплоносителя в паровое пространство КД производится или с напора работающего ГЦН, или от системы подпитки первого контура.

2.10. Система управления и защиты и системы контроля

Система управления и защиты (СУЗ) реактора предназначена для управления реактором при его пуске, работе на мощности, плановой или аварийной остановке реактора и относится к системе, важной для безопасности. СУЗ является многофункциональной подсистемой АСУ ТП энергоблока.

К управляющей системе безопасности относятся следующие системы и устройства, входящие в СУЗ:

- датчики технологических параметров;
- аппаратура обработки сигналов от датчиков технологических параметров;
- аппаратура контроля нейтронного потока (АКНП);
- система аварийной защиты (АЗ);
- система предупредительной защиты, включая регулятор ограничения мощности (ПЗ, РОМ);
- система контроля положения органов регулирования;
- система группового и индивидуального управления.

Подробнее остановимся на аппаратуре АКНП, системах АЗ и ПЗ и составе основного оборудования СУЗ.

2.10.1. Система АКНП

Система АКНП предназначена для контроля нейтронной мощности и периода изменения нейтронной мощности реактора во всех режимах его работы и относится к управляющей системе безопасности. Аппаратура, входящая в состав АКНП, формирует сигналы превышения заданных значений периода, мощности, выдает сигналы в систему управления и защиты и в устройство регулирования мощности реактора, осуществляет обработку, регистрацию и представление информации оператору. Система АКНП состоит из трех подсистем, которые функционально автономны в эксплуатации:

- система контроля нейтронного потока для СУЗ;
- система контроля перегрузки (загрузки) топлива;
- система контроля нейтронного потока для РЩУ (резервный щит управления).

Аппаратура АКНП, используемая для управления и защиты реактора, работает в режиме постоянного контроля нейтронного потока, начиная с подкритичного состояния реактора и на всех уровнях его мощности. Аппаратура содержит две независимые подсистемы с парным размещением блоков детектирования в соседних каналах боковых ионизационных камер (БИК). Каждая из подсистем производит сбор и обработку информации в каждом из трех диапазонов по сигналам от блоков детектирования. Весь диапазон измерения плотности нейтронного потока условно разбит на три диапазона: источника (ДИ), промежуточный (ДП), энергетический (ДЭ). Для обеспечения надежности выполнения защитных функций предусмотрено перекрытие диапазонов измерения более, чем на порядок.

Аппаратура для контроля перегрузки (загрузки) топлива (СКП) содержит две группы устройств, состоящих из трех измерительных каналов диапазона источника каждый. Блоки детектирования устанавливаются в «сухих» каналах, размещаемых в выгородке активной зоны реактора после его останова на перегрузку топлива. Предусмотрен контроль низких уровней нейтронного потока звуковым индикатором разгона. Запись показаний во время перегрузки ведется самописцами, расположенными на блочном щите управления БЩУ.

Аппаратура контроля нейтронного потока для РЩУ работает в ждущем режиме и вводится в работу при потере контроля над уровнем нейтронного потока на БЩУ. Эта система осуществляет контроль нейтронного потока только в диапазоне источника и предназначена для контроля подкритичности активной зоны при расхолаживании с РЩУ.

Остановимся несколько подробнее на особенностях измерения нейтронной мощности и реактивности с помощью боковых ионизационных камер, входящих в состав аппаратуры АKNП. На рис. 2.20 показано расположение БИК в реакторе ВВЭР-1000 для 3-го блока Калининской АЭС. БИК располагаются за пределами корпуса реактора в трех секторах активной зоны (в каждом секторе располагается три камеры по высоте реактора) и регистрируют преимущественно нейтроны деления из периферийных топливных сборок на краю активной зоны, расположенных напротив БИК. Ток, полученный в БИК, прямо пропорционален нейтронной мощности только нескольких ТВС в активной зоне, расположенных напротив ионизационной камеры. Если бы распределение нейтронной мощности по ТВС было всегда неизменным, то, один раз откалибровав токовый сигнал во всех БИК на тепловую мощность реактора в стационарном режиме, можно было бы измерять нейтронную мощность всей активной зоны по изменению тока в БИК. Однако распределение нейтронной мощности не является постоянным. Особенно сильно оно изменяется при движении различных групп ОР СУЗ. В этом случае возникает большая трудность в интерпретации результатов измерения тока в БИК и в определении нейтронной мощности при ее заметном изменении. Причем, эта трудность не так опасна при измерениях реактивности на минимально-контролируемом уровне мощности, но становится очень неприятной на энергетических уровнях мощности при управлении реактора во время снижения мощности, к примеру – до 40 % номинального значения. В этом случае существует опасность разгрузить реактор до значения тепловой мощности заметно меньшей, значения по показаниям АKNП. При этом турбина может оказаться не в проектном тепловом режиме. В главе, посвященной измерениям на АЭС, эта проблема будет более детально освещена. Здесь же обратим внимание на то, что в современных проектах предусмотрена

система автоматического контроля энерговыделения в активной зоне (АКЭ), которая корректирует значение нейтронной мощности, полученной в результате измерений по БИК, с целью устранения вышеописанного дефекта в определении мощности активной зоны.

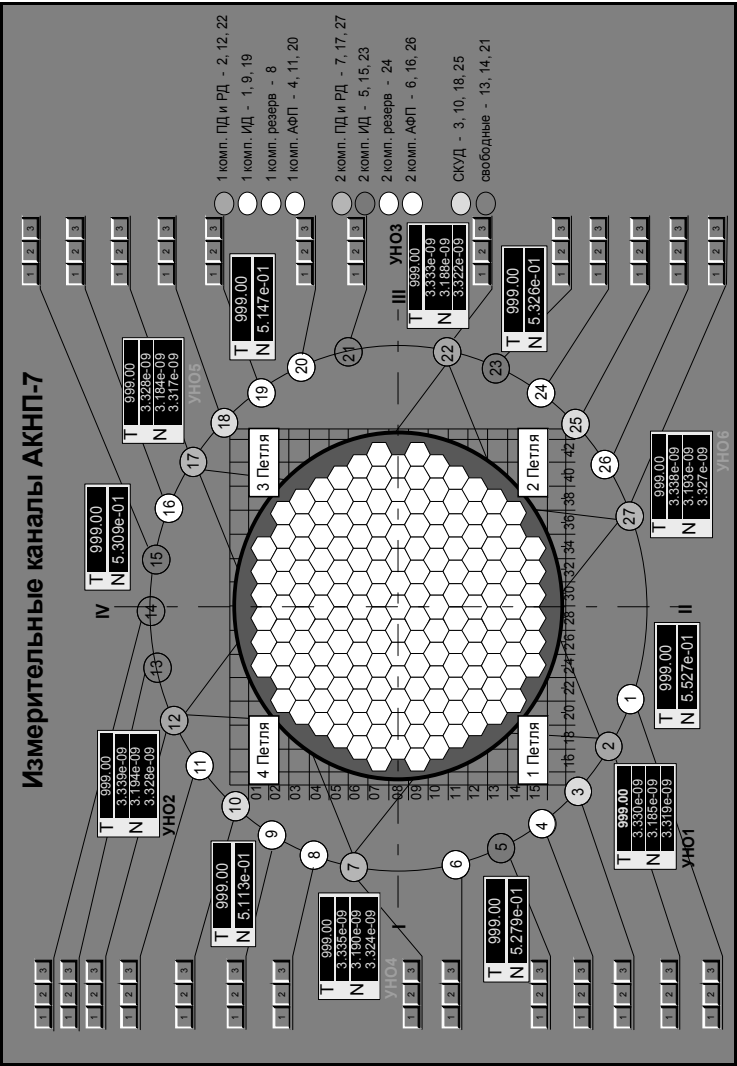


Рис. 2.20. Схематическое изображение расположения БИК в реакторе ВВЭР-1000 (проект 320)

2.10.2. Функциональное назначение систем АЗ и ПЗ и состав основного оборудования СУЗ

В состав основного оборудования СУЗ входят:

- два независимых комплекта аварийной защиты (АЗ);
- комплект предупредительной защиты (ПЗ);
- система группового и индивидуального управления (СГИУ);
- система контроля и индикации положения органов регулирования (ОР);
- система автоматического регулирования мощности реактора;
- система силового управления приводами;
- система электропитания.

Оборудование СУЗ выполняет следующие функции:

- аварийную защиту реактора путем сброса всех ОР;
- предупредительную защиту путем последовательного движения ОР вниз с рабочей скоростью или запретом движения всех ОР вверх;
- ускоренную предупредительную защиту путем сброса одной группы;
- групповое или индивидуальное управление ОР реактора;
- автоматический переход по жесткому алгоритму с одной группы органов на следующую группу, как при ручном, так и при автоматическом управлении;
- автоматическое шунтирование некоторых сигналов АЗ;
- сигнализацию первопричины срабатывания аварийной и предупредительной защиты;
- автоматическое регулирование мощности реактора;
- индикацию положения ОР на БЩУ, а также выдачу сигналов о положении каждого ОР в систему внутрореакторного контроля СВРК;
- сигнализацию неисправности.

Аварийная защита формирует команду на падение органов регулирования при возникновении аварийной ситуации. По этой команде все извлеченные ОР падают вниз. ОР выполнены таким образом, что штанга с поглотителем подвешена с помощью защелок, удерживаемых электромагнитом. При потере электропитания на катушках электромагнита ОР падают вниз независимо от положения по высоте зоны. В целях повышения надежности предусмотрены два комплекта аппаратуры АЗ. Каждый комплект аппаратура

АЗ выполнен трехканальным, работает по мажоритарному принципу «два из трех», является полностью независимым и размещен в отдельном помещении. На каждый комплект аппаратуры АЗ входные сигналы поступают от трех комплектов датчиков аварийных сигналов, пройдя необходимую обработку в устройстве формирования дискретных сигналов.

Система предупредительных защит предназначена для формирования аварийных команд на запрет повышения мощности реактора или снижения мощности до безопасных пределов. ПЗ предусматривает следующие команды для управления ОР:

- поочередное движение групп ОР вниз с рабочей скоростью до момента снятия аварийного сигнала, при исчезновении сигнала движение вниз прекращается;
- запрет движения ОР вверх, движение вниз разрешается, при исчезновении аварийного сигнала запрет снимается;
- сброс одной группы.

Функции ПЗ реактора также несет устройство разгрузки и ограничения мощности (РОМ). Устройство разгрузки и ограничения мощности реактора (РОМ) предназначено для ограничения тепловой мощности реактора на уровне, задаваемом автоматически в зависимости от числа работающих главных циркулярных насосов (ГЦН) и турбопитательных насосов (ТПН) во втором контуре. Снижение мощности до разрешенного уровня производится путем выдачи устройством РОМ команд на движение рабочей группы ОР вниз. Устройство РОМ структурно включает в себя:

- тракт вычисления тепловой мощности,
- тракт сравнения вычисленной тепловой мощности с нейтронной,
- тракт выработки скорректированного сигнала мощности реактора,
- тракт формирования уставки по мощности,
- тракт сравнения скорректированного сигнала мощности с уставкой по мощности,
- тракт по выработки сигнала воздействия на орган регулирования.

Устройство РОМ получает информацию об уровне нейтронной мощности от АKNП. Устройство РОМ получает также сигналы по перепаду температур на циркуляционных петлях реактора и ин-

формацию об отключении ГЦН и ТПН. Устройство РОМ выполнено трехканальным, с выдачей результирующего воздействия по принципу «2 из 3», причем каждый канал конструктивно оформлен в виде отдельной панели, все панели (каналы) абсолютно идентичны.

РОМ должен формировать сигнал ограничения мощности при следующих событиях:

- при частоте электропитания ГЦН большей 49 Гц;
- 102 % N ном. – при четырех работающих ГЦН и двух работающих ТПН;
- 69 % N ном. – при трех работающих ГЦН и двух работающих ТПН;
- 52 % N ном. – при четырех работающих ГЦН и одном работающем ТПН;
- 52 % N ном. – при двух работающих ГЦН в противоположных петлях и двух работающих ТПН или при одном работающем ТПН;
- 42 % N ном. – при двух работающих ГЦН в смежных петлях и хотя бы одном работающем ТПН;
- при снижении частоты на трех из четырех секциях электропитания ГЦН до 49 Гц уровень ограничения мощности снижается до 0,9 номинального уровня, определенного в зависимости от количества работающих ГЦН и ТПН при номинальной частоте электропитания.

Автоматический регулятор мощности (АРМ) реактора предназначен для приведения мощности реактора в соответствие с мощностью турбогенераторов и поддержания нейтронной мощности реактора по сигналам аппаратуры контроля нейтронного потока АКНП. Для реакторов типа ВВЭР автоматический регулятор мощности обеспечивает следующие основные режимы работы:

- режим поддержания постоянного давления пара перед регулирующими клапанами турбины ($P2K = \text{const}$);
- режим поддержания постоянной нейтронной мощности в реакторе (режим "Н").

Устройства группового и индивидуального управления ОР выполняют следующие функции:

- одновременное перемещение вверх или вниз в заданной последовательности органов регулирования, объединенных в фикси-

рованные группы, которые управляются от автоматического регулятора мощности или от оператора при ручном управлении;

- стоянка в любом положении по высоте активной зоны;
- сброс всех ОР при срабатывании АЗ;
- попередное движение вниз групп ОР с рабочей скоростью, начиная с последней по сигналу предупредительной защиты ПЗ-1 (при снятии ПЗ-1 движение прекращается);
- введение запрета на движение ОР вверх при поступлении сигнала предупредительной защиты.

Система контроля положения ОР обеспечивает:

- индикацию положения ОР;
- формирование дискретных сигналов, соответствующих конечным и промежуточным положениям ОР;
- формирование сигнала падения ОР;
- формирование сигнала о неисправности системы контроля положения ОР.

2.10.3. Системы контроля и радиационной защиты

Одной из основных систем контроля в реакторах ВВЭР-1000 является система АКНП. О ней было подробно рассказано выше. Другой не менее важной системой контроля является система внутриреакторного контроля – СВРК. СВРК является системой нормальной эксплуатации важной для безопасности. Система ВРК предназначена для обеспечения безопасной и экономичной эксплуатации реактора на энергетическом уровне мощности. Важность системы для целей радиационной безопасности обусловлена тем, что при маневрировании тепловой мощностью активной зоны при сбросе и увеличении нагрузки, либо при кратковременных неполадках в работе основного оборудования (ПГ, ГЦН и т.д.) происходят колебания нейтронной мощности, вызванные ксеноновыми процессами. При этих колебаниях объемный коэффициент неравномерности может значительно увеличиваться, оболочка твэлов перегреваться, и возможно увеличение числа микротрещин в оболочке твэлов, что приводит к повышению выхода радиоактивных продуктов из ТВЭЛ в теплоноситель и повышению радиационного фона на АЭС. При повышении неравномерности распределения локальной мощности по объему зоны выше допустимых значений, при которых возможна разгерметизация твэлов, система

вырабатывает предупредительный сигнал о необходимости снижения интегральной мощности реактора. Опыт эксплуатации ВВЭР-1000 показал, что при снижении мощности до 70 % номинального значения масштабы ксеноновых колебаний и вероятность разгерметизации твэлов резко уменьшается. Поэтому при возникновении локальных колебаний мощности с превышением допустимых значений реактор, как правило, переводят на 70 % номинальной мощности. В настоящее время СВРК в автоматическом режиме вырабатывает предупредительный сигнал об уровне снижения мощности.

СВРК выполняет следующие функции:

- сбор, обработку и представление оператору на БЩУ обобщенной информации о текущем состоянии реакторной установки и сигнализацию о выходе параметров за допустимые пределы;
- регистрацию информации для получения протоколов и сводок;
- накопление данных, для ведения истории работы реактора;
- обмен данными с информационно-вычислительной системой блока (ИВС);
- контроль работоспособности и диагностику неисправностей оборудования СВРК.

СВРК обеспечивает выполнение перечисленных функций в режиме нормальной эксплуатации, в режимах с нарушениями нормальной эксплуатации и аварийных режимах. СВРК обеспечивает:

- контроль температуры в петлях ГЦК с погрешностью 0.5 °С, на выходе из кассет с погрешностью 1.0 °С;
- расчет тепловой мощности реактора с погрешностью ± 2 % номинального значения;
- расчет распределения энерговыделения в активной зоне с погрешностью 5 % для 12 ТВС с максимальной тепловой нагрузкой.

Кроме этого, получаемая от внутриреакторного контроля информация используется оператором:

- при выборе регулирующей группы СУЗ;
- при выравнивании поля энерговыделения по активной зоне;
- для управления борным регулированием;
- для текущей индикации и регистрации информации о состоянии активной зоны;
- для накопления и хранения информации о медленно изменяющихся параметрах с учетом всех изменений режима работы установки;

- для выдачи предупредительных и аварийных сигналов.
- СВРК состоит из следующих основных частей;
- датчиков первичной информации;
 - линий связи и вспомогательных устройств;
 - информационно-измерительной электронной аппаратуры;
 - вычислительного комплекса;
 - программного обеспечения.

В состав датчиков первичной информации входят внутрореакторные датчики нейтронного потока и датчики температуры на выходе из активной зоны. А также датчики температуры в холодных и горячих нитках ГЦК, датчики давления, по показаниям которых определяется перепады на ГЦН, на ПГ и на активной зоне и др. Кроме этого в СВРК поступает ряд сигналов от стационарных датчиков из других систем.

В состав СВРК входят два комплекта информационно-измерительной электронной аппаратуры (два вычислительных комплекса) и программное обеспечение. При нормальном функционировании оба комплекта аппаратуры осуществляют сбор и передачу в вычислительный комплекс (ВК) системы значений сигналов датчиков для последующей обработки и выдачи результатов расчета на внешние устройства ВК и дисплеи аппаратуры. На рис. 2.21 показана структурная схема расчетно-экспериментального комплекса АЭС, где центральное место занимает СВРК.

Передача информации из аппаратуры в ВК осуществляется по инициативе аппаратуры по окончании очередного цикла измерения сигналов датчиков, который составляет 2 с для нормированных и дискретных сигналов и 20-22 с для сигналов низкого уровня. В том случае, если функционируют два комплекта аппаратуры, информация в каждый передается по основному каналу связи. При отказе одного из комплектов или обрыве основного канала информация поступает по резервному каналу от другого комплекта аппаратуры. Кроме того, в этом режиме аппаратура проводит расчет и передачу в ВК основных параметров, характеризующих состояние активной зоны и РУ в целом, сравнение их с уставками, полученными из ВК, и формирование сигналов защиты активной зоны от локальных перегревов. Оба комплекта ВК функционируют в реальном масштабе времени, осуществляя оперативную обработку поступающей

из аппаратуры информации и представление результатов расчетов оператору на дисплей. Допускается режим работы СВРК, при котором один из комплектов ВК проводит оперативную обработку информации, а другой осуществляет фоновые неоперативные расчеты.

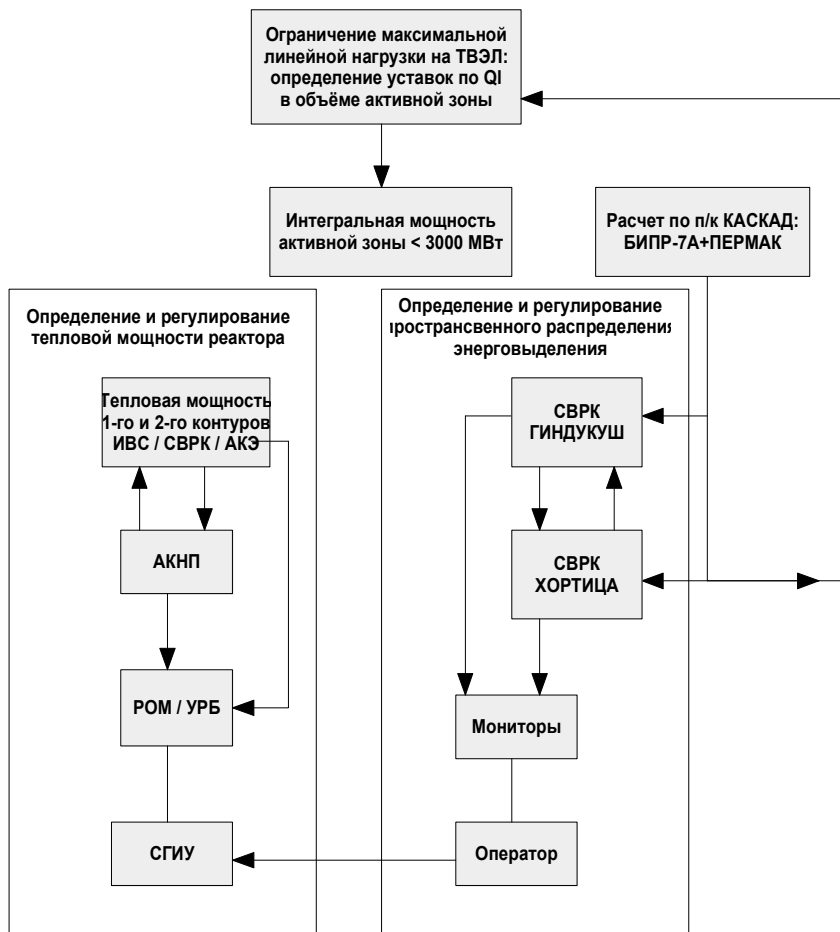


Рис. 2.21. Структурная схема расчетно-экспериментального комплекса АЭС

12 КАСSET С МИНИМАЛЬНЫМ ОТКЛОНЕНИЕМ QL ОТ УСТАВОК В МЕСТАХ РАСПОЛОЖЕНИЯ ДПЗ, Вт/см					
Коорд. ТВС	Орбита	QL	QLlim	Diff	
04 - 37		14	226.6	265.2	-38.6
12 - 21		14	226.5	265.2	-38.8
10 - 39		14	226.2	265.2	-39.0
02 - 27		14	226.1	265.2	-39.1
06 - 19		14	226.1	265.2	-39.2
14 - 31		14	226.1	265.2	-39.2
06 - 39		14	222.3	265.5	-43.2
08 - 29		1	235.6	278.8	-43.2
10 - 19		14	222.1	265.5	-43.3
02 - 31		14	222.1	265.5	-43.3
14 - 27		14	222.0	265.5	-43.5
12 - 37		14	221.8	265.5	-43.7

Рис. 2.22. 12 ТВС с наиболее критическими тепловыми нагрузками

В результате обработки показаний станционных датчиков и проведения ряда расчетов в СВРК определяются наиболее достоверные значения мощности активной зоны и мощности 2-го контура. Определяется распределение локальной мощности в объеме активной зоны, распределение допустимых значений локальной мощности по активной зоне для каждого момента кампании в местах расположения ДПЗ. Происходит определение первых 12-ти ТВС, в которых наблюдается минимальная разница между расчетно-измеренным значением локальной мощности в месте расположения ДПЗ и предельно допустимым значением (уставкой). На рис. 2.22 приведены значения линейных тепловых нагрузок на ТВЭЛ в

12-ти ТВС с минимальным отклонением от предельно допустимых значений.

В проектах В-320, В-392 и последующих проектах предельно допустимые значения локальной мощности зависят от глубины выгорания и уточняются в течение кампании с помощью п/к КАСКАД. По измеренным значениям токов в ДПЗ восстанавливается распределение энерговыделения в объеме активной зоны и сравнивается с предельно допустимыми значениями. На рис. 2.23 приведена зависимость локальной мощности от высоты реактора для одной из 12-ти ТВС с наиболее критическими тепловыми нагрузками.

Выход датчиков СВРК из строя ограничивает возможность выполнения функций контроля в области активной зоны, лишившейся датчиков.

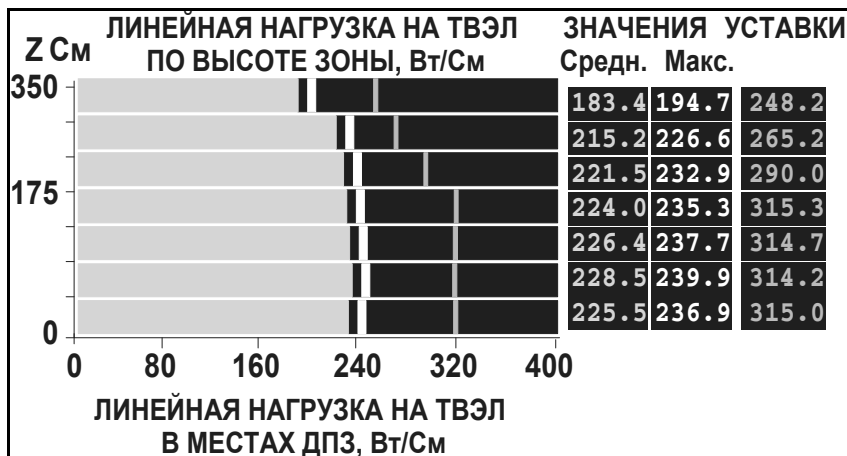


Рис. 2.23. Высотное распределение тепловой линейной нагрузки на ТВЭЛ в одной из 12-ти ТВС с наиболее критическими тепловыми нагрузками

При эксплуатации следует различать три предела повреждения датчиков каждого типа:

- 1-й предел – выход из строя 10 ТП или 10 КНИ;
- 2-й предел – выход из строя 20 ТП или 20 КНИ;
- 3-й предел – выход из строя 40 ТП или 28 КНИ.

Вышедшим из строя считается датчик, не дающий достоверной информации о контролируемом параметре по причине неработо-

способности самого датчика или его линии связи. КНИ считается неработоспособным, если в нем имеется хотя бы одна пара соседних неработоспособных ДПЗ или три любых ДПЗ. Выход на номинальную мощность после перегрузки допускается только при наличии работоспособной системы СВРК (в режиме совместной работы с ВК СВРК) при наличии не менее 58 работоспособных нейтронных датчиков и 90 термопар над ТВС.

В качестве мер по модернизации СВРК было намечено выполнение нижеперечисленных мероприятий, часть из которых уже выполнена.

- Разработать и внедрить в эксплуатацию конструкцию «мокрых» КНИ, в состав которых должны входить:

- малоинерционные микро-термопары на входе и выходе активной зоны, горячие спаи которых должны омываться непосредственно теплоносителем;

- родиевые (Rh) детекторы прямой зарядки с увеличенной долей «мгновенной» составляющей тока для уменьшения инерционности ДПЗ.

- Провести модернизацию системы внутрореакторного контроля с целью увеличения вычислительных ресурсов, надежности и быстродействия выполняемых функций в части выдачи сигналов защиты от локальных перегревов. Сигналы формируются по данным датчиков измерения нейтронного потока, и, независимо, по данным датчиков температуры.

- Включить в состав системы ВРК системное программное обеспечение, в среде которой функционирует прикладное /специальное/ программное обеспечение для уменьшения инерционности ДПЗ (с 20 до 2 с) и визуализации всех необходимых полевых характеристик активной зоны и выдачи предупредительных сигналов по превышению локальных нагрузок и изменению интегральной мощности.

В настоящее время СВРК входит в состав системы контроля, управления и диагностики (СКУД). Помимо решения задач СВРК, СКУД служит для получения и представления оператору информации о температуре в трубопроводах и оборудовании первого контура, о термомеханическом состоянии оборудования первого контура и о его прочностных нарушениях. В СКУД также входит новая система определения нейтронной мощности реактора (КОРТ),

основанная на регистрации излучения от радиоактивного азота в теплоносителе, которая позволит в перспективе устранить трудности в интерпретации результатов измерения нейтронного потока в БИК и уточнить значение тепловой мощности активной зоны.

Другой системой контроля является система контроля герметичности оболочек тепловыделяющих элементов (КГО). Данная система служит:

- для определения герметичности тепловыделяющих элементов активной зоны в работающем реакторе по осколочной активности теплоносителя. Пробы теплоносителя периодически отбираются и анализируются по отдельным продуктам деления (радионуклидам благородных газов, йода, цезия). Периодический контроль на работающем реакторе необходим для общей оценки состояния оболочек ТВЭЛ в активной зоне и прогнозирования этого состояния;
- для определения герметичности тепловыделяющих элементов каждой ТВС по удельной активности теплоносителя. Пробы теплоносителя отбираются от ТВС после останова реактора и анализируются по отдельным продуктам деления (радионуклидам йода, цезия).

Предусмотрено два вида контроля герметичности оболочек (КГО) ТВЭЛ – на работающем и остановленном реакторе. КГО ТВЭЛ на работающем реакторе является составной частью автоматической системы радиационного технологического контроля (АСРТК) блока АЭС. КГО на работающем реакторе предназначена для проведения квазинепрерывного и периодического контроля динамики радиоактивности основных радионуклидов продуктов деления (ПД: группа благородных газов, йод и цезий) в теплоносителе первого контура. Это позволяет определить момент разгерметизации оболочек ТВЭЛ на работающем реакторе и провести оценку количества негерметичных ТВЭЛ в активной зоне реактора в процессе текущей кампании. В соответствии с ПБЯ-89, для обеспечения безопасной эксплуатации реактора, нормируется количество и степень разгерметизации ТВЭЛ в активной зоне. Эксплуатационный предел повреждений ТВЭЛ за счет образования микротрещин с дефектами типа газовой проницаемости оболочек не должен превышать 0,2 % ТВЭЛ и 0,02 % ТВЭЛ при прямом контакте ядерного топлива с теплоносителем. При этом удельная активность

теплоносителя по сумме радионуклидов йода (131-135) составит 3,7 Бк/кг. Расчет выхода активности производится для максимально напряженного ТВЭЛ с расходом теплоносителя на внутриконтурную очистку – 30 т/ч.

При достижении эксплуатационного предела повреждений твэл реактор должен быть планово остановлен и проведен контроль всех ТВС активной зоны. После этого принимаются меры для снижения радиоактивности теплоносителя в первом контуре в последующих кампаниях ниже допустимых значений. Контроль ТВС на остановленном реакторе проводят на стенде обнаружения дефектных сборок (СОДС) по результатам анализа основных радионуклидов ПД в водной пробе. При штатном методе КГО твэл на остановленном реакторе проводят настаивание (выдержку) контролируемой ТВС в пенале при переменном давлении с циркуляцией воды по контуру стенда и измерением водной пробы на содержание радионуклидов йода-131 и цезия-134 или цезия-137. Измерение удельной активности основных радионуклидов (иода-131 и цезия-134) в пробах воды из контура стенда КГО осуществляется на спектрометрической установке. Весь цикл КГО для одной ТВС составляет 30 минут. Стенд предназначен для эффективной отбраковки, в первую очередь, сборок с негерметичными топливными элементами с открытым контактом теплоносителя с ядерным топливом. Существует методика определения открытого контакта топлива (по превышению определенного уровня радионуклидов йода-131 и цезия-134 или цезия-137 в воде) с теплоносителем, на которой не будем здесь останавливаться.

Критерием индивидуальной отбраковки (досрочной выгрузки из активной зоны реактора) является повышенное значение излучения от радионуклида иода-131 в пробе воды из контура циркуляции пробно-отборной части СОДС (не менее 35 Бк/кг), с учетом пересчета активности к моменту останова реактора.

Аппаратура, применяемая для периодического контроля активности теплоносителя на работающем реакторе и на остановленном реакторе, одна и та же. Она размещается в радиохимической лаборатории.

Кроме систем контроля на АЭС имеются и системы диагностики, которые осуществляют контроль прочности металла и сварных

соединений, особенно для корпусного оборудования, после останова реактора и при работающем реакторе. После останова реактора могут быть выявлены повреждения (дефекты) в основном металле, в сварных соединениях, на поверхности теплообменных труб парогенераторов и т.д. Контроль при работающем реакторе позволяет обнаружить аномалии в работе оборудования (вибрацию оборудования, изменение показаний от датчиков нейтронно-физических и технологических параметров, акустические шумы, течи). Используются также результаты радиационно-технологического контроля и телевизионного контроля. Система режимной диагностики контролирует параметры, определяющие безопасность эксплуатации РУ, а также остаточный ресурс.

Несколько слов о системе радиационной защиты. Система радиационной защиты предназначена для поддержания уровней излучений возле оборудования РУ и в помещениях, примыкающих к реактору, в пределах проектных значений. А также система предназначена для принятия организационно-технических мер, направленных на снижение облучения персонала. В целом система радиационной защиты представляет собой набор защитных барьеров на пути распространения радиоактивности и излучений. Система радиационной защиты полностью состоит из пассивных элементов. Реактор устанавливается в бетонной шахте, которая является одновременно биологической защитой и опорной конструкцией. Подробнее о системе радиационной защиты для АЭС с ВВЭР можно узнать из работы [4]. В настоящем пособии не предполагается изучение каких-либо аспектов, связанных с радиационной защитой на АЭС с ВВЭР.

2.11. Система подпитки и продувки первого контура, включая борное регулирование

Система подпитки и продувки теплоносителя 1-го контура предназначена:

- для изменения концентрации борной кислоты в теплоносителе с целью поддержания критического состояния реактора;
- для изменения концентрации борной кислоты с целью регулирования реактивности при пусках и остановках реактора;

- для обеспечения во всех нормальных режимах работы АЭС требуемого качества теплоносителя 1-го контура, величина продувки-подпитки при этом составляет 20–60 т/ч;

- для компенсации неорганизованных протечек теплоносителя контура (до 2 м³/ч) и сохранения нужного объема теплоносителя в ГЦК, очистки и возврата в контур организованных протечек (0–2 м³/ч);

- подача запирающей воды на уплотнение ГЦН (до 2 м³/ч на каждый ГЦН);

- возможности подачи в 1 контур в режиме обесточивания, раствора бора с концентрацией не ниже текущей концентрации в деаэраторе подпиточной воды.

Система продувки-подпитки должна обеспечивать следующие функции:

- исключение возможности неконтролируемого попадания воды без поглотителя в реактор;

- обеспечить требуемые маневренные характеристики энергоблока, предъявляемые к полупиковым станциям;

- обеспечить плановый выход реактора на мощность, создать необходимую подкритичность при остановках реактора;

- обеспечить разность температур между подпиточной водой и водой контура не более 30 °С;

- обеспечить впрыск в КД при работе на естественной циркуляции теплоносителя 1 контура с расходом 30 м³/ч в режиме обесточивания АЭС. Разность температур между подпиточной водой и водой в КД должна быть не более 70 °С.

Система функционирует в режимах нормальной эксплуатации, включая переходные режимы блока, а также при нарушениях в системе нормального энергоснабжения (обесточивание блока). В аварийных ситуациях, связанных с разуплотнениями 1 или 2 контуров, работоспособность системы не требуется.

Система работает следующим образом. Продувочная вода из ниток ГЦК через общий коллектор поступает на регенеративный теплообменник, где охлаждается очищенной питательной водой. Далее продувочная вода поступает на вспомогательный теплообменник, где охлаждается водой промконтура до 40–55 °С. Продувочная вода после охлаждения направляется на фильтры системы водяной очистки (СВО) низкого давления через регулирующие клапаны. Клапаны обеспечивают требуемую величину продувки

(30–60 т/ч). После фильтров вода поступает в деаэратор подпиточной воды и далее подпиточными насосами возвращается в контур, подогреваясь в регенеративном подогревателе продувочной воды. В номинальном режиме работает один подпиточный насос.

На всех уплотнениях в оборудовании 1-го контура могут быть небольшие протечки, которые приводят к потере воды из систем 1-го контура, которые собираются в реакторном зале в специальном объеме, называемом приямком. Поступающая из приямка организованных протечек в деаэратор вода первого контура деаэрируется, охлаждается в регенеративном теплообменнике подпитки и подпиточными насосами возвращается в 1 контур. На рис. 2.24 показана принципиальная схема организованных протечек и их возврата в узел подпитки. Здесь указаны основные элементы системы организованных протечек:

- 1–бак организованных протечек теплоносителя;
- 2–приямок для организованных протечек;
- 3–магистраль для организованных протечек теплоносителя;
- 4–деаэратор, бак, разделяющий подпитку и продувку;
- 5–насос для возврата организованных протечек в узел подпитки через систему водоочистки (СВО);
- 6–магистраль для возврата после очистки воды организованных протечек в деаэратор;
- 7–уплотнения ГЦН;
- 8–магистраль для возврата воды после охлаждения уплотнений в ГЦН в деаэратор;
- 9–барботер.

Компенсация неорганизованных протечек производится за счет ввода в контур дистиллированной воды и борного концентрата. Дистиллат подается в деаэратор подпиточной воды насосами дистиллата через регулирующий клапан, работающий по программе поддержания заданного уровня в деаэраторе. Регулирование подачи борного концентрата на всас подпиточных насосов осуществляется оператором. В напорной магистрали подпиточных насосов предусматривается постоянный контроль концентрации борной кислоты. Подпитка производится центробежными насосами производительностью 10 – 60 м³/ч и напором до 200 кгс/см² (19,6 МПа).

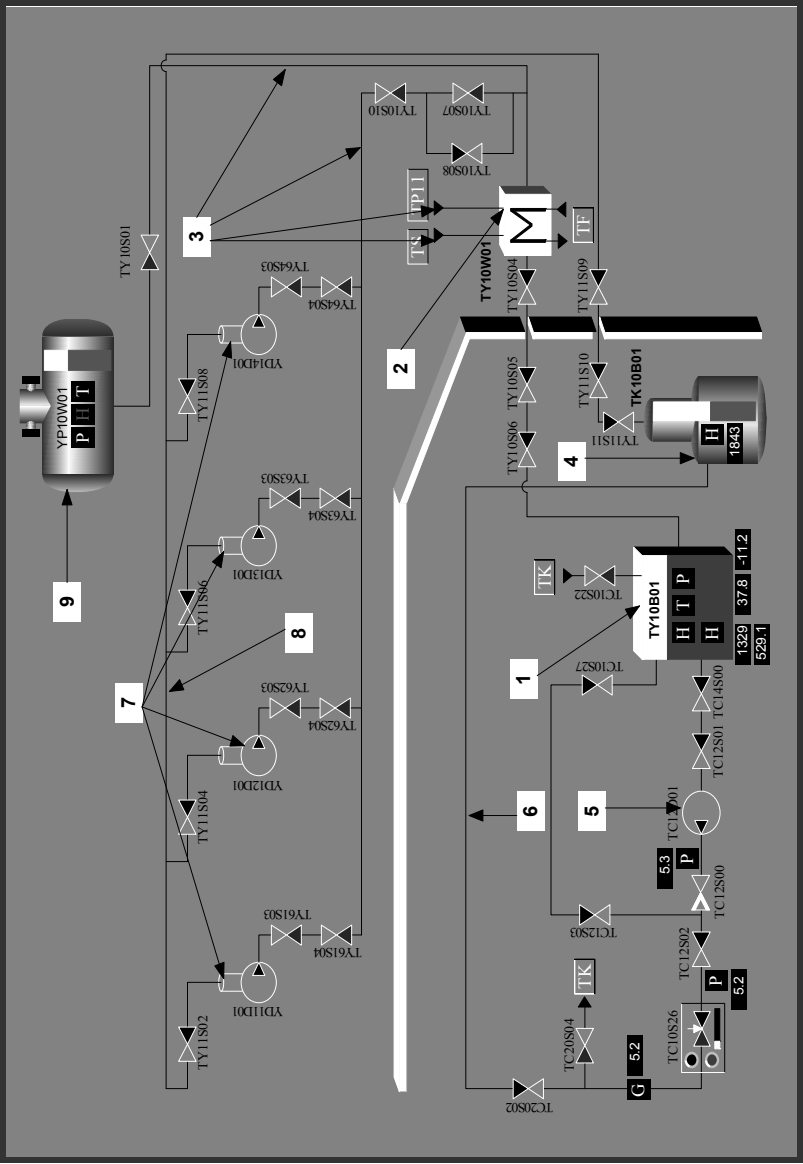


Рис. 2.24. Принципиальная схема системы организованных протечек теплоносителя

Регулирование уровня в компенсаторе давления осуществляется регуляторами, установленными на напорной магистрали подпиточных насосов и работающих по программе поддержания уровня в компенсаторе давления. Перепад давления между давлением на напоре подпиточных насосов и давлением в первом контуре поддерживается гидромuftой, которая работает по программе поддержания заданного перепада давления на напоре насоса и в первом контуре.

Для обеспечения функции подачи запирающей воды на ГЦН предусмотрена линия с напора подпиточного насоса до регулирующих клапанов.

Борный раствор с необходимым давлением (давление запирающей воды больше давления на напоре ГЦН на 20 кгс/см^2) подается в узел уплотнения каждого из ГЦН. Слив запирающей воды производится на всас подпиточных насосов

На рис. 2.25 и 2.26 показаны принципиальные схемы системы подпитки-продувки теплоносителя 1-го контура. На рис. 2.25 приведены основные элементы оборудования для узла подпитки:

1—магистраль для возврата питательной воды после охлаждения через теплообменник для подогрева теплоносителя продувочной водой в холодные нитки ГЦК;

2—магистраль для подачи питательной воды для охлаждения уплотнений в ГЦН;

3—бак с концентратом бора для увеличения поглотителя в теплоносителе 1-го контура в плановых и аварийных режимах;

4—питательные насосы (обеспечивают напор до 200 атм.), обеспечивающие циркуляцию теплоносителя в системе подпитки-продувки через ГЦК;

5—бак с дистиллированной водой для выведения борной кислоты из 1-го контура;

6—бак с водой (деаэратор), разделяющий системы продувки и подпитки;

7—насос для подачи концентрата бора в 1-й контур;

8—магистраль для слива воды при превышении уровня в деаэраторе.

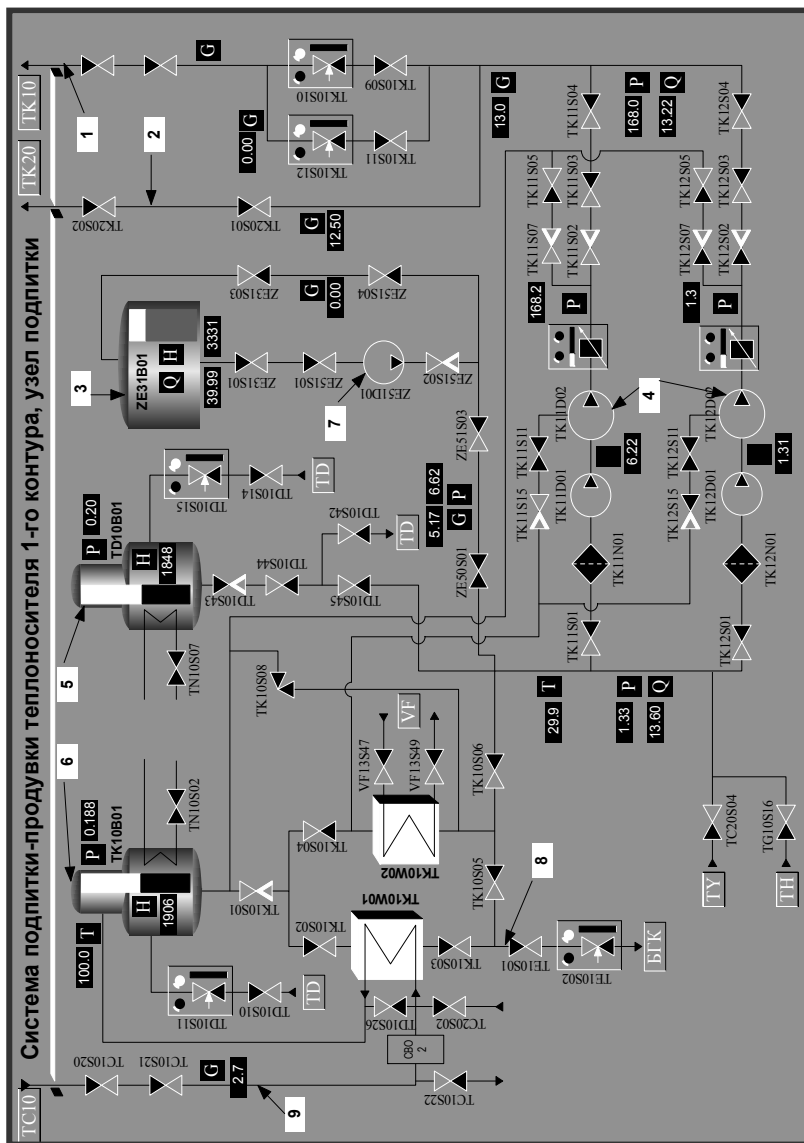


Рис. 2.25. Принципиальная схема узла подпитки в системе подпитки-продукции

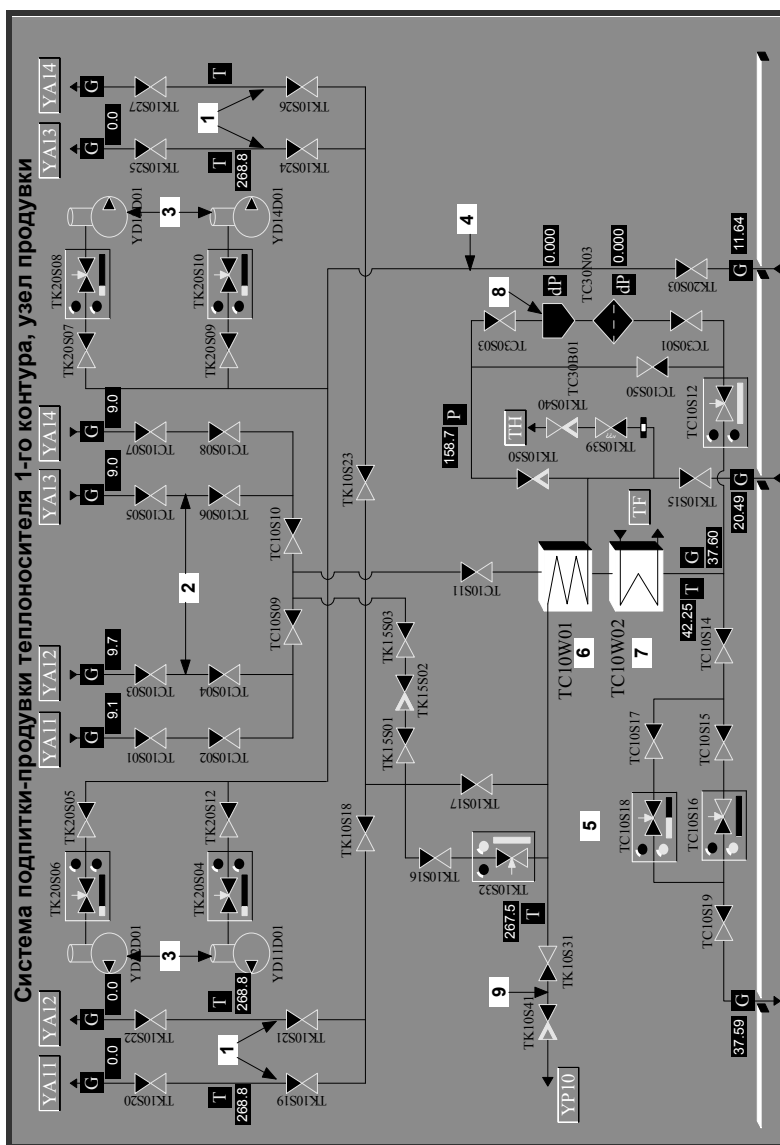


Рис. 2.26. Принципиальная схема узла продувки в системе подпитки-продувки

На рис. 2.26 приведены основные элементы оборудования для узла продувки:

1—магистраль для подачи питательной воды после теплообменника для подогрева теплоносителя продувочной водой в холодные нитки ГЦК;

2—магистраль для организации продувки теплоносителя из ниток ГЦК;

3—ГЦН;

4—магистраль для подачи холодной воды на уплотнения ГЦН;

5—регулятор продувки;

6—теплообменник для подогрева питательной воды перед подачей в нитки ГЦК;

7—теплообменник для охлаждения продувочной воды;

8—фильтры для очистки воды в системе водоочистки (СВО);

9—магистраль для подачи холодной воды в КД.

Система подпитки-продувки технологически обеспечивает борную систему регулирования. Данная система является основной системой компенсации избыточной реактивности в реакторах ВВЭР. Борная система регулирования предназначена для компенсации медленных изменений реактивности и поддержания реактора в критическом состоянии. Это необходимо при ксеноновом отравлении в режиме сброса нагрузки, а также для изменения концентрации борной кислоты в режимах пуска и останова блока. Борное регулирование является основной частью системы управления реактора и позволяет изменять концентрацию борной кислоты в теплоносителе первого контура со скоростью 15-20 % в час от текущей концентрации. При возникновении сигнала АЗ в любом режиме закрывается подачи дистиллированной воды от деаэратора борного регулирования на всас подпиточного насоса.

Сочетание борной системы регулирования с механической системой СУЗ позволяет улучшить маневренные характеристики блока. Оборудование реакторной установки и применяемое оборудование системы продувки-подпитки допускает возможность их использования в маневренных режимах энергоблока.

Сочетание борной системы регулирования с механической системой СУЗ позволяет улучшить маневренные характеристики блока. Оборудование реакторной установки и применяемое оборудование

системы продувки-подпитки допускает возможность их использования в маневренных режимах энергоблока.

Регулирование расхода дистиллата осуществляет регулирующийся клапан, работающий по импульсу от уровня в деаэраторе. Регулирование расхода среды, направляемый в 1-й контур, осуществляется регулирующим клапаном, установленным на напорной линии подпиточного насоса и работающим по программе поддержания уровня в компенсаторе давления. Для увеличения концентрации бора в 1 контуре предусмотрена подача борного концентрата во всасывающий коллектор подпиточных насосов. При плановом выведении борной кислоты из 1-го контура для компенсации отравления реактора при выгорании топлива приоткрывается задвижка на тракте от бака с дистиллированной водой. Чистая вода под напором собственной тяжести поступает на всас подпиточного насоса. Чистая вода разбавляет воду в 1-м контуре и уменьшает концентрацию борной кислоты. Дополнительно вода разбавляется за счет чистой воды, поступающей в деаэратор для поддержания в нем нужного уровня. Разбавление воды в 1-м контуре процесс очень медленный. При отравлении реактора во время ксеноновых колебаний маневрирование за счет борной кислоты становится затруднительным процессом и повышает затраты на химическую водоочистку. Во время ксеноновых процессов, особенно в конце кампании, выстраивают стратегию подавления ксеноновых колебаний таким образом, чтобы минимизировать борное регулирование.

2.12. Система перегрузки, хранения и транспортировки топлива

Система перегрузки, хранения и транспортировки топлива обеспечивает:

- прием, временное хранение и подготовку ТВС, ПС СУЗ и СВП в хранилище свежего топлива к загрузке в реактор;
- доставку свежих ТВС; ПС СУЗ и СВП в реакторное отделение;

- загрузку свежих ТВС, ПС СУЗ и СВП в реактор;
- перегрузку отработавших ТВС, ПС СУЗ и СВП из реактора в бассейн выдержки (БВ);
- перестановку ТВС, ПС СУЗ и СВП внутри активной зоны реактора;
- хранение отработавших ТВС, ПС СУЗ и СВП в БВ;
- вывоз отработавших и выдержанных ТВС, ПС СУЗ и СВП из реакторного отделения АЭС.

Перегрузка топлива в реакторе производится один раз в год (один раз в полтора года при переходе на кампанию в 4.5 года), при этом заменяется примерно 1/3 активной зоны, при 3-годовой кампании и 1/4 – при 4-летней кампании. Схема перегрузки, перестановки и замены ТВС устанавливается на основе картограммы активной зоны и данных по выгоранию топлива, получаемых из расчетного сопровождения эксплуатации реактора. При хранении, транспортировке и перегрузке топлива подкритичность составляет не менее 5 %, что соответствует требованиям по ядерной безопасности.

Узел для хранения свежего топлива (УСТ) предназначен для хранения, ревизии и проверки тепловыделяющих сборок (ТВС) перед отправкой их в реакторное отделение. Система хранения отработавшего топлива предназначена для снижения активности и остаточных тепловыделений от отработавших ТВС до допустимых значений, для его транспортировки, а также для временного хранения отработавших ПС СУЗ и СВП. Система транспортировки топлива предназначена для замены отработавших сборок, поглощающих стержней и выгорающих поглотителей в активной зоне реактора на свежие элементы и для доставки свежего топлива в реакторный зал.

Операции с высокоактивным топливом производятся под защитным слоем воды. Для осуществления транспортно-технологических операций с топливом используются перегрузочная машина, чехлы и пеналы, захваты, кантователь и стапель, стеллажи бассейна выдержки. Все операции со «свежими» и отработавшими ТВС, со сборками ПС СУЗ и пучками СВП в реакторе и бассейне выдержки производятся дистанционно перегрузочной машиной, управляемой оператором из специального помещения. Перегрузочная машина состоит из моста и тележки, в центральной части

которой установлена рабочая штанга с механизмом перемещения. На поворотной площадке тележки установлена штанга с телевизионной камерой. В стеллажах БВ хранится отработавшее топливо, а также размещается аварийная выгрузка активной зоны. ТВС с негерметичными топливными элементами хранятся в герметичных пеналах.

Бассейн рассчитан на выдержку всей выгруженной в случае аварии топливной загрузки и на половину уже выгруженной (163ТВС+82ТВС). ТВС переносятся перегрузочной машиной под защитным слоем воды. Бассейн может быть отделен от бетонной шахты, в которой установлен реактор, специальным затвором. ТВС, отстоявшие свой срок в бассейне, перегрузочной машиной загружаются в контейнер, который переносится через специальный проем на транспортер.

Перегрузка ТВС производится в строгой последовательности и под строгим контролем. Обычно сначала производится выгрузка отработавших ТВС из реактора и установка их в ячейки стеллажа БВ. Затем производится переустановка ТВС и сборок ПС СУЗ внутри активной зоны. После этого начинается загрузка «свежих» ТВС, сборок ПС СУЗ и пучков СВП в реактор (при переходе на ТВС, имеющим в своем составе топливные элементы с гадолинием СВП загружать не нужно).

Для реализации «мокрой» перегрузки (начиная с РУ В-320) внутрикорпусных устройств (ВКУ) предусмотрен бассейн ревизии ВКУ с двумя колодцами. ВКУ переносятся во время ревизии под слоем воды и устанавливаются в специальные колодцы, в которых можно провести осмотр и ремонт. Подъем и опускание ВКУ производятся при соответствующем изменении уровня воды в бетонной шахте и в шахте ревизии ВКУ. Перенос оборудования при монтаже, перегрузке и ревизии осуществляется мостовым краном грузоподъемностью 320 т. Благодаря введению «мокрой» перегрузки максимальная высота главного крюка этого крана над полом реакторного зала на 5 м ниже, чем была раньше.

2.13. Парогенератор

Парогенератор (ПГ) как элемент оборудования входит в состав 1-го и 2-го контуров и предназначен для отвода тепла от теплоносителя первого контура и генерации сухого насыщенного пара. Парогенератор является горизонтальным однокорпусным, с погруженной поверхностью теплообмена из горизонтально расположенных труб.

Парогенератор состоит из следующих основных узлов:

- корпуса;
- устройства раздачи основной питательной воды;
- устройства раздачи аварийной питательной воды;
- теплопередающей поверхности и коллекторов первого контура;
- сепарационного устройства;
- устройства выравнивания паровой нагрузки;
- опорных конструкций;
- уравнительных сосудов;
- гидроамортизаторов.

Корпус парогенератора является составной частью парогенератора и предназначен для размещения внутрикорпусных устройств и трубного пучка с коллекторами первого контура. Корпус воспринимает проектное давление второго контура, равное 7.84 МПа (80 кгс/см^2). Парогенератор в боксе установлен на две опорные конструкции. В каждой опорной конструкции имеется 2-ярусная роликовая опора, которая обеспечивает перемещение парогенератора при термическом расширении трубопроводов ГЦК в продольном направлении +80 мм, в поперечном – + 98 мм.

На рис. 2.27 и 2.28 показаны продольный и поперечный разрезы ПГ. На этих рисунках помечены следующие элементы:

- 1) люк-лаз внутренней полости;
- 2) точки крепления уравнительных сосудов (уровнемеров) или датчиков температуры;
- 3) контроль плотности разъема коллектора по 1-му контуру;
- 4) контроль плотности разъема по 2-му контуру;
- 5) уплотняющие фланцы (крышка с уплотнением);
- 6) патрубки отвода пара;
- 7) паровой коллектор;

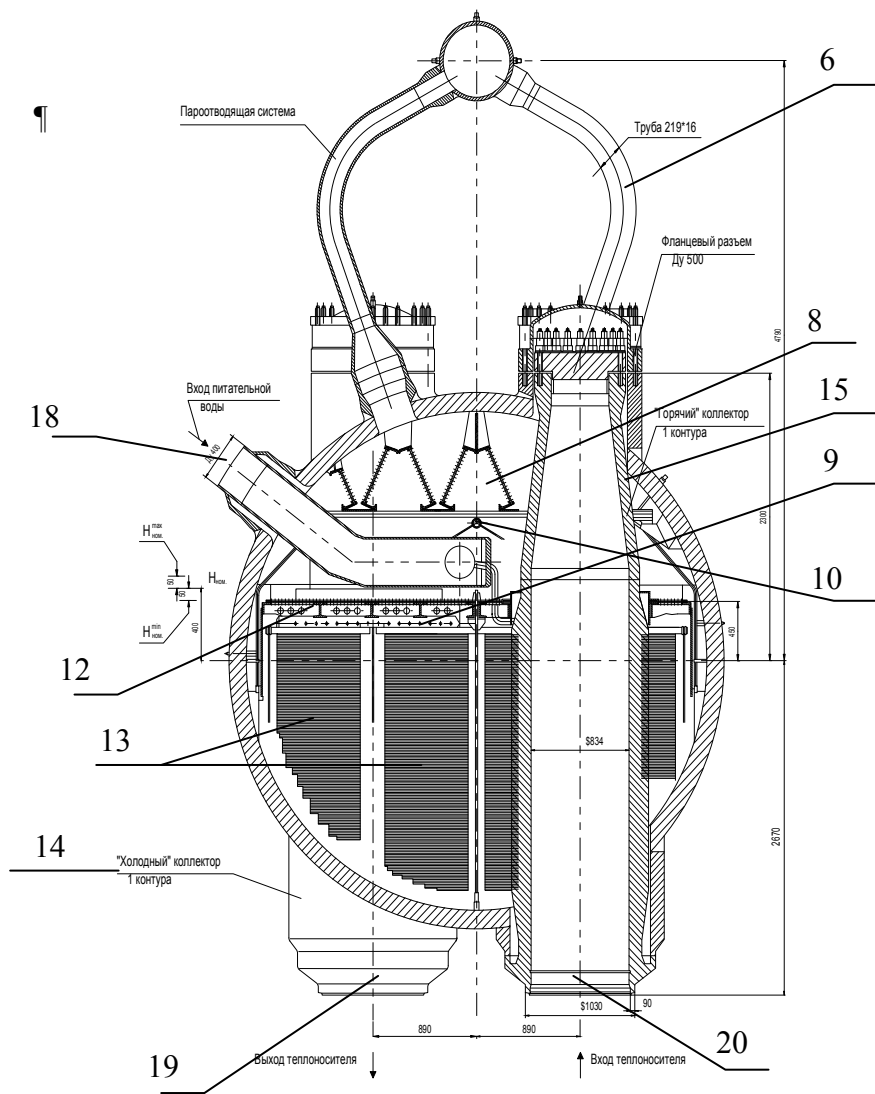


Рис. 2.28. Схематическое изображение поперечного разреза ПГ ЯЭУ с ВВЭР-1000

- 8) устройство раздачи питательной воды;
- 9) коллектор раздачи аварийной питательной воды;
- 10) продувка ПГ;
- 11) погруженный дырчатый лист;
- 12) теплообменные трубы;
- 13) «холодный» коллектор;
- 14) «горячий» коллектор;
- 15) дренажный патрубок Ду 100;
- 16) патрубок продувки Ду 80;
- 17) вход питательной воды;
- 18) выход теплоносителя;
- 19) вход теплоносителя.

Опорная конструкция рассчитана на восприятие одновременного действия вертикальной составляющей нагрузки и реактивного усилия, возникающего в аварийной ситуации при поперечном разрыве трубопровода Ду-850 главного циркуляционного контура на вертикальном участке у парогенератора. При аварийной ситуации с разрывом трубопровода Ду-850 на горизонтальном участке реактивное усилие не действует на парогенератор, а полностью воспринимается аварийными опорами трубопроводов.

При нормальном функционировании парогенератора скорость разогрева не более 20 °С/ч. Уровень воды в парогенераторе при разогреве 3700 мм. Снижение уровня до номинального (320+50) мм разрешается после повышения температуры воды в парогенераторе до величины в регламентируемых пределах (100-200 °С) при наличии кипения в парогенераторе.

При работе парогенератора на номинальной мощности выполняются следующие требования:

- автоматически поддерживается давление пара в парогенераторе (6,27+0,19) МПа;
- влажность пара на выходе из парогенератора не более 0,2 %
- автоматически поддерживается номинальный уровень воды в парогенераторе (320+50) мм;
- обеспечивается контроль за плотностью разъемов по 1 и 2 контуру;
- обеспечивается водно-химический режим.

Для поддержания водно-химического режима обеспечивается непрерывная продувка каждого парогенератора расходом 0,5 % его паровой производительности и периодическая продувка расходом 0,5 % общей паровой производительности не менее 0,5 ч в сутки в стационарном режиме. При переходных режимах эксплуатации блока продувка парогенератора поддерживается на максимально возможном уровне (не менее 1 %) до достижения нормируемых показателей качества рабочей среды.

При работе на номинальной мощности температура питательной воды парогенератора составляет величину, равную $220^{\circ} (\pm 5^{\circ})$. Допускается длительная работа при отключенных подогревателях высокого давления (ПВД), когда температура питательной воды равна $164^{\circ}\text{C} (\pm 4^{\circ}\text{C})$. При изменении нагрузки в диапазоне (30-100) % $N_{\text{ном}}$ допускается работа парогенератора при постоянной температуре питательной воды с отклонениями $+5^{\circ}\text{C}$ в интервале ($225 - 160^{\circ}\text{C}$). Допускается резкое изменение температуры питательной воды с 220 до 164°C . Количество циклов за ресурс не более 1000.

При плановом останове парогенератора давление по II контуру и уровень поддерживаются номинальными до момента отключения парогенератора от потребителя. Скорость планового расхолаживания парогенератора не превышает 30°C/ч . Допускается плановое расхолаживание со скоростью 60°C/ч (30 циклов за весь период эксплуатации).

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 изменения. 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 [2.14] рассказано о системах безопасности для действующих АЭС и для вновь строящихся АЭС по 320 проекту. В раз-

деле [2.15] рассказано о системах безопасности для перспективных ЯЭУ с ВВЭР.

2.14. 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 отведен 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.

2.14.1. 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 теп-

лоносителя 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 мин с начала аварии не требуется вмешательства 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 гидроемкостях выбрана из условия обеспечения подкритичности активной зоны реактора (для 320 проекта 16г/кг). Уставка на срабатывание быстродействующих запорных задвижек при снижении уровня в гидроемкостях 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. 2.29. 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. Емкость соединяется трубопроводом с корпусом реактора. Две емкости соединены с входной камерой реактора, а две другие – с выходной камерой реактора. 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.

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.

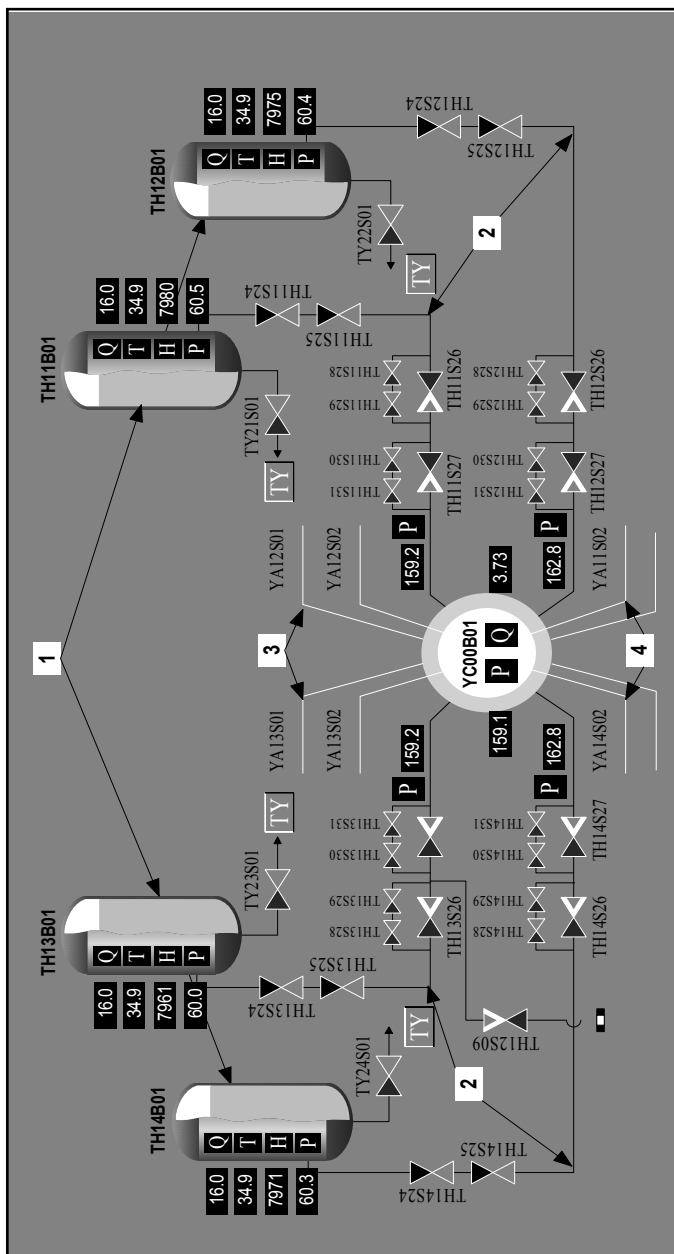


Рис. 2.29. Схематическое изображение пассивной части САОЗ:

1— бак с запасом воды для аварийного залива зоны, 2— магистрали для подачи воды из баков САОЗ в реактор,

3— холодные нитки ГЦК, 4— горячие нитки ГЦК

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

Система аварийного охлаждения активной зоны высокого давления предназначена для подачи в первый контур высококонцентрированного раствора борной кислоты при нарушениях 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-прямо́к герметичной части защитной оболочки. Все три канала системы подключаются к «холодным» ниткам ГЦТ. 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. 2.30 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).

В режиме нормальной эксплуатации система аварийного охлаждения 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-прямо́ка ($V = 630\text{ м}^3$) герметичной части оболочки.

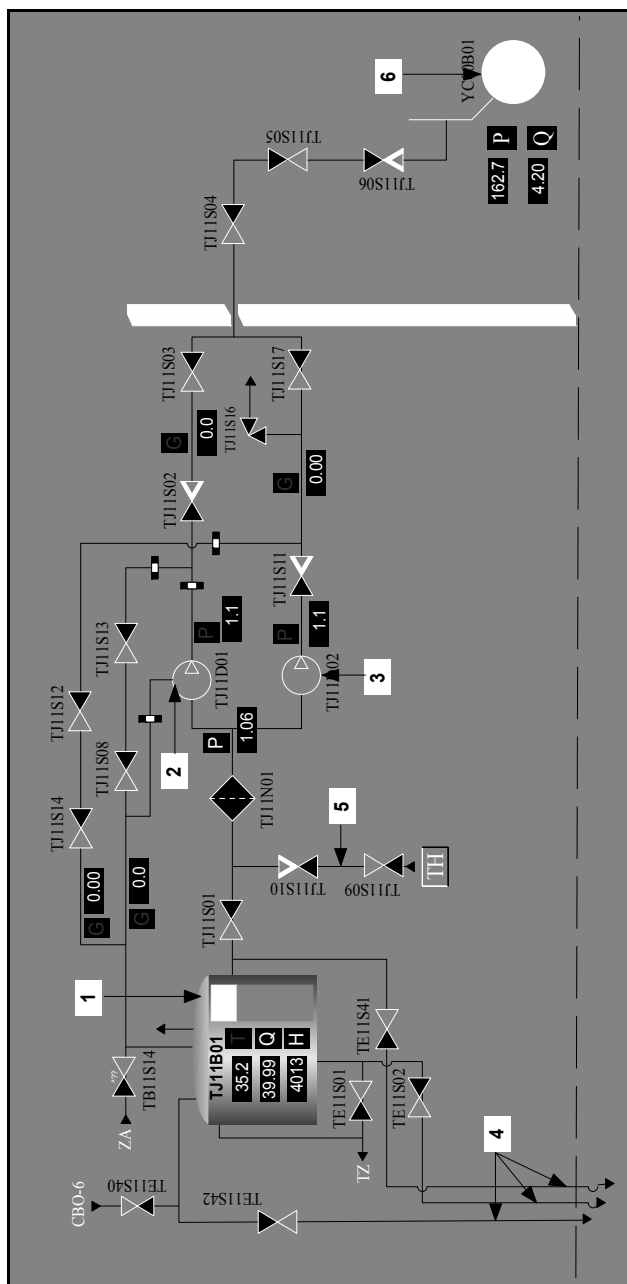


Рис. 2.30. Схематическое изображение активной части САОЗ высокого давления:

1— бак с концентратом бора; 2— насос для аварийной подачи концентрата бора при снижении давления в реакторе ниже 110атм; 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

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 подачу воды в аварийных ситуациях не позднее, чем через 35-40 с 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 – прямок – насос, при этом отвод тепла от реактора осуществляется технической водой в теплообменнике аварийного расхолаживания, установленном на магистрали бак-прямок – 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.

Не смотря 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. 2.31 показаны два из трех независимых каналов системы САОЗ низкого давления. В каждый канал входят следующие элементы:

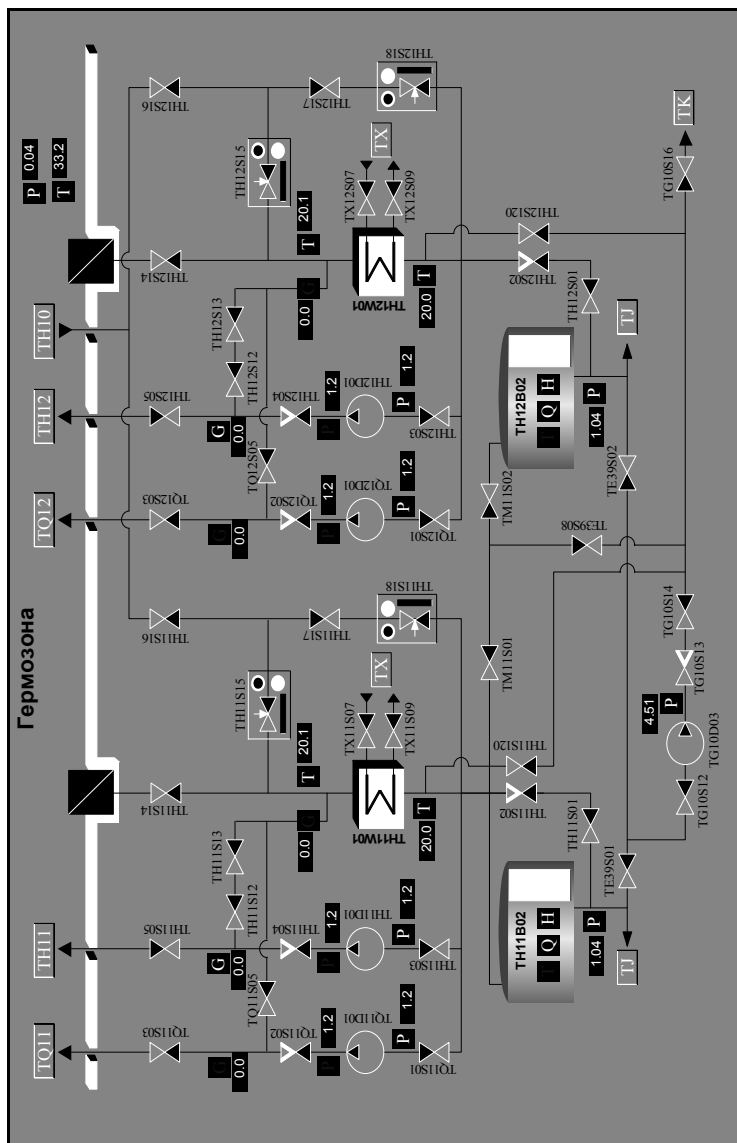


Рис. 2.31. Схематическое изображение САОЗ низкого давления

1—магистралы для подачи питательной воды после теплообменника для подогрева теплоносителя продувочной водой в «холодные» нитки ГЦК;

2—магистралы для организации продувки теплоносителя из ниток ГЦК;

3—ГЦН;

4—магистраль для подачи холодной воды на уплотнения ГЦН;

5—регулятор продувки;

6—теплообменник для подогрева питательной воды перед подачей в нитки ГЦК;

7—теплообменник для охлаждения продувочной воды;

8—фильтры для очистки вода в системе водоочистки (СВО);

9—магистраль для подачи холодной воды в КД.

2.14.3. 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. 2.32.

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.

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, рассматриваются:

- 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 БЩУ 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 атм., давление его закрытия от 170 до 175 атм.

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 электромагнитный 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 тепло-

носителя 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.

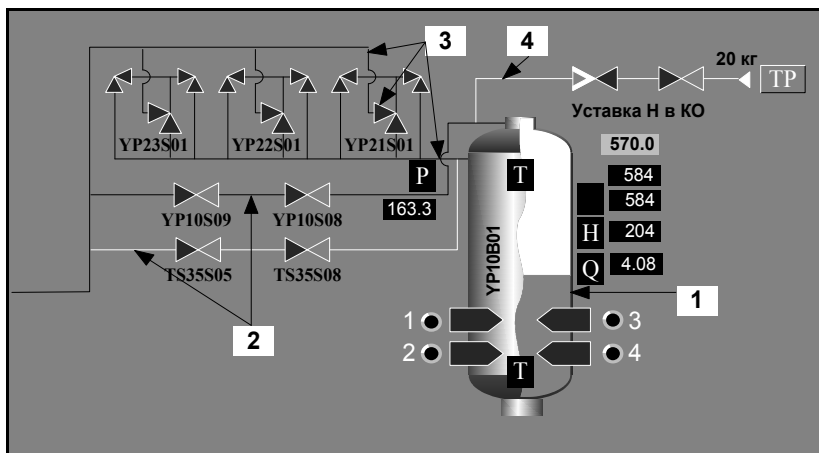


Рис. 2.32. Схематическое изображение системы защиты 1-го контура от превышения давления: 1 – КД, 2– магистрали для сброса паро-газовой смеси из КД в барботёр, 3– ИПУ и магистрали для аварийного сброса паро-газовой смеси из КД в барботёр, 4– магистраль для подачи азота в КД

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.

2.14.4. 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/см² (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 обесточивании 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.

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.

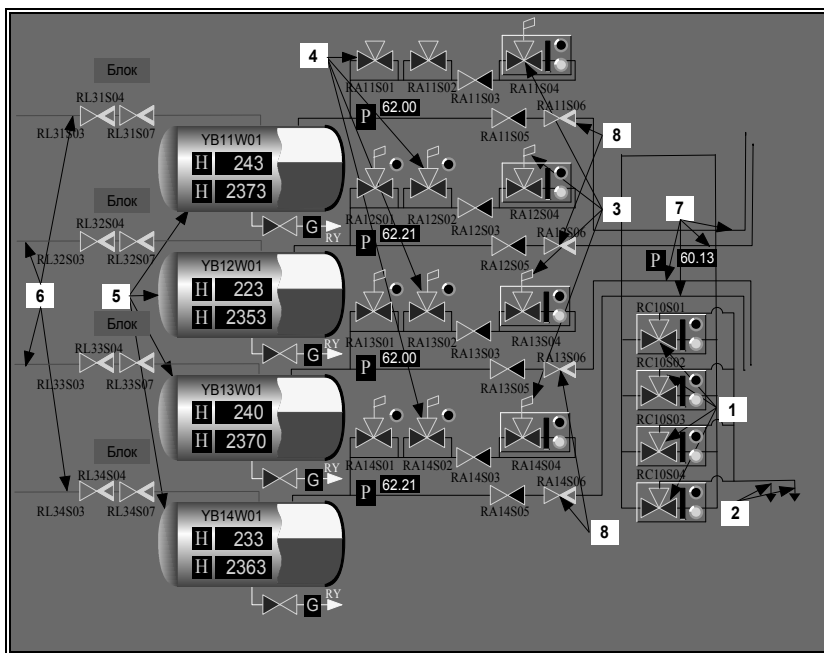


Рис. 2.33. Схематическое изображение системы защиты 2-го контура от превышения давления

На рис. 2.33 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—магистраль 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—магистраль для подачи питательной воды из 2-го контура в ПГ;
- 7—магистраль для подачи пара на турбину;

8–отсечные обратные клапаны для запираания воды в ПГ при те-
чах во 2-м контуре (БЗОК).

2.14.5. 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, когда 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 пароциркониевой 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.

2.15. 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 про-

граммы 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 реактора 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 ее заключалась в следующем. Все началось с компенсируемой течи в 1-м контуре и обесточивания АЭС. Давление в реакторе снизилось до 60 атм., 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 еще 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 вы-

сокого 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 серьезней, чем в случае своевременного вмешательства.

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

Концепция существенного повышения уровня безопасности РУ с ВВЭР-1000 заключается в следующем:

- 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 внутри-корпусных 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;

2) 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 ч, 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 проектом 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 ТВЭЛ 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. 2.34, а основные технические характеристики – в табл. 2.11.

Таблица 2.11

Основные технические характеристики реактора (проект В-392)

Характеристика	Значение
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

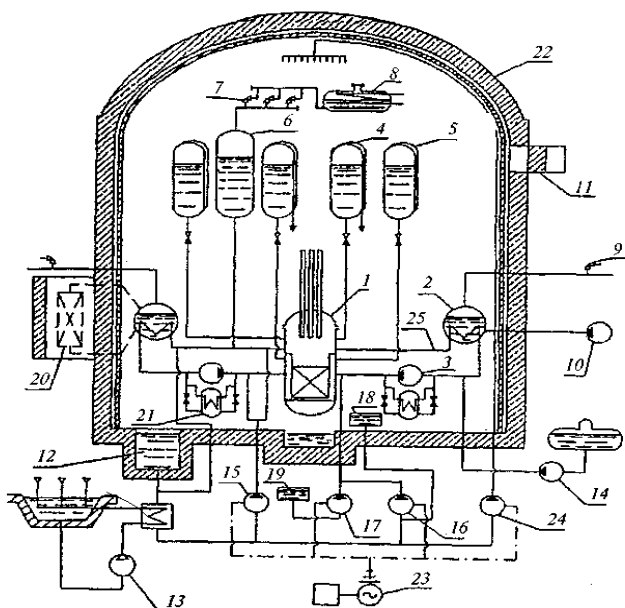


Рис. 2.34. Принципиальная схема основного оборудования и систем РУ В-392: 1—реактор; 2—ПГ; 3—ГЦН; 4—гидроемкость САОЗ первой ступени; 5—гидроемкость САОЗ второй ступени; 6—КД; 7—ПК КД; 8—барботер; 9—ПК ПГ; 10—насос аварийной подпитки ПГ; 11—фильтр на ГО; 12—бак-приемок с запасом борного раствора; 13—насос технической воды; 14—насос системы подпитки 1 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

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).

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

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 непревышение 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 ГЦТ и наложением отказа дизельных генерато-

ров. 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;
- транспортировку 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 строительно-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, исключаяющей 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, исключаяющей положительные эффекты реактивности из-за обратных связей по параметрам;
- 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 ТВЭЛ, 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 Нововоронежской 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 длительность 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.

2.16. Отличительные особенности 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 ТВЭЛ, 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.

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 самозащищенности РУ с ВВЭР. На рис.2.35

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).

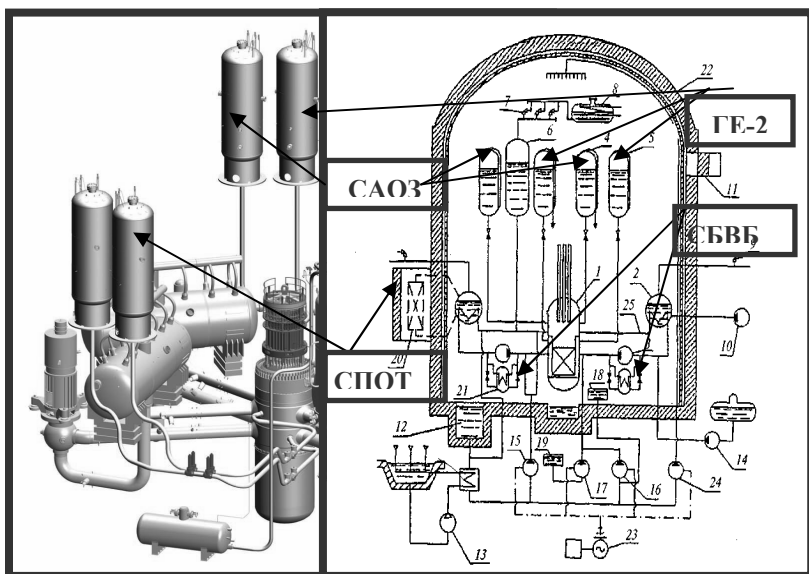


Рис. 2.35. Схематическое изображение дополнительных систем безопасности в ЯЭУ ВВЭР-1200 по проекту АЭС-2006

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 главного циркуляционного насоса применяется ГЦНА-1391, в котором здесь отметим 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 до 60-ти 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 дефектного ТВЭЛ с помощью простых ремонтных приспособлений;
- увеличение массы загружаемого в реактор топлива за счет усовершенствования ТВЭЛ (удлинение топливной части ТВЭЛ и уменьшение центрального отверстия в топливной таблетке);
- использование в конструкции современных ТВС угловых ребер жесткости, которые устраняют очень вредный азимутальный изгиб кассет.

Таблица 2.12

Характеристики активной зоны

<i>Наименование характеристики, размерность</i>	<i>Величина</i>
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, $\text{м}^3/\text{ч}$	86000
Температура теплоносителя на входе в реактор при номинальной мощности, $^{\circ}\text{C}$	298

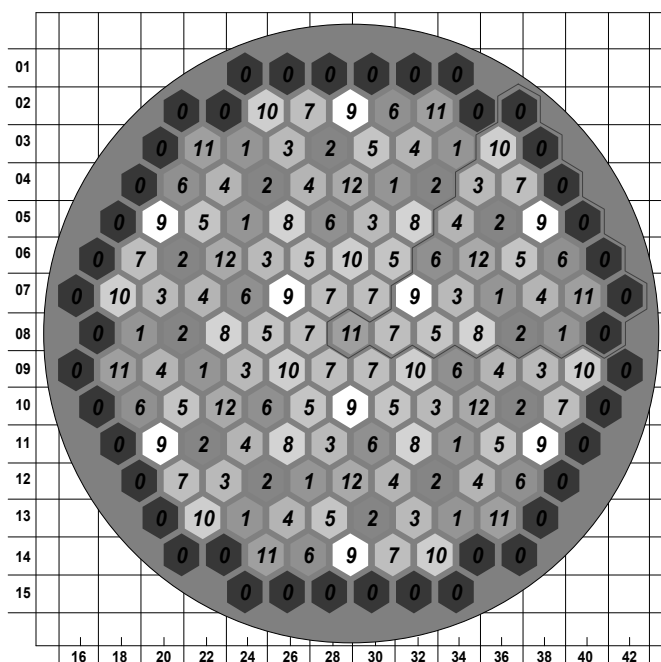


Рис. 2.36. Распределение ОР СУЗ по группам

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. 2.36.

Четыре группы с номерами 12, 11, 10 и 9, содержащие соответственно по шесть, семь и 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 титаната 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.

Для выполнения проектного задания по длительности кампании топлива, связанного с переходом на 4-годовой и 5-годовой 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 реализации трехгодичного топливного цикла в составе ТВС используется 6 или 9 ТВЭГ). Эта ТВС является базовой для проекта АЭС-2006. Картограмма базовой ТВС показана на рис. 2.37.

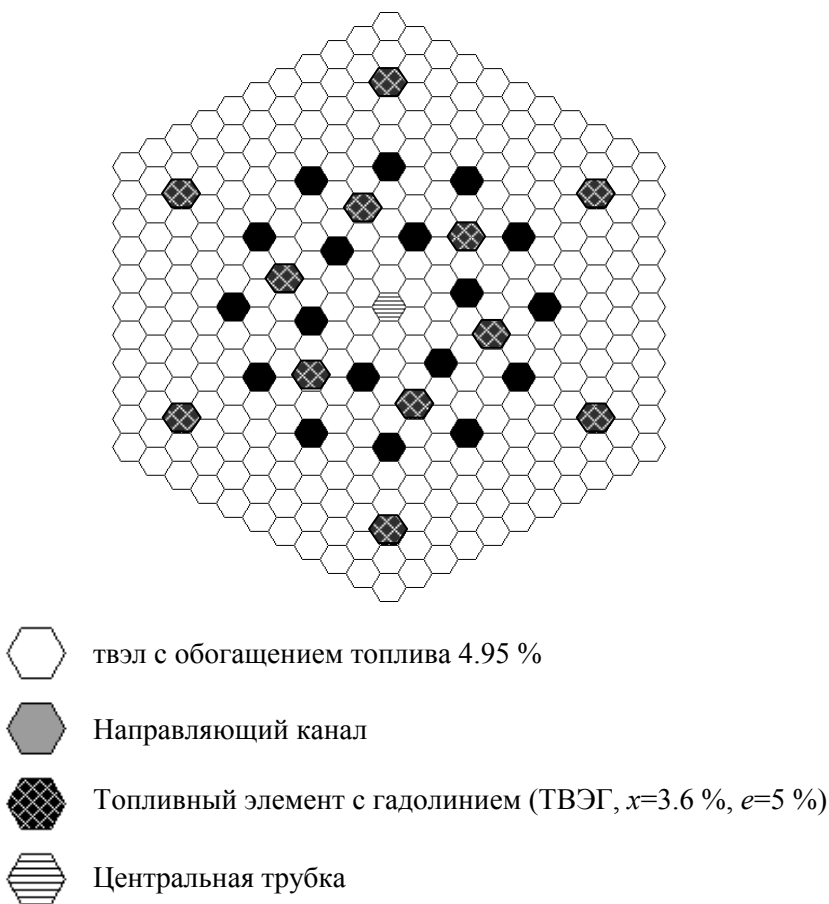


Рис. 2.37. Расположение тепловыделяющих и конструктивных элементов в ТВС для ЛАЭС-2 (x – обогащение топлива ТВЭГ, e – содержание оксида гадолиния в ТВЭГ)

К примеру, для ЛАЭС-2 (Ленинградская АЭС-2) и НВАЭС-2 (Ново-Воронежская АЭС-2) планируется 4-летний топливный цикл. Каждый год планируется загружать 42 ТВС со свежим топливом. Из них в зону загружаются:

- 6 ТВС со средним обогащением топлива 3.98 % (300 ТВЭЛ обогащением 4.0 %, 12 ТВЭГ с обогащением топлива 3.3 %), пять из них находится в зоне 3 года, а одна ТВС – 4 года;

- 12 ТВС со средним обогащением топлива 4.92 % (300 ТВЭЛ обогащением 4.95 %, 12 ТВЭГ с обогащением топлива 3.6 %), все ТВС находятся в зоне 4 года;

- 12 ТВС со средним обогащением топлива 4.93 % (306 ТВЭЛ обогащением 4.95 %, 6 ТВЭГ с обогащением топлива 3.6 %), все ТВС находятся в зоне 4 года;

- 12 ТВС с обогащением топлива 4.95 % без ТВЭГ, все ТВС находятся в зоне 4 года.

В табл. 2.13 приводятся основные нейтронно-физические характеристики стационарной топливной загрузки, планируемой для ЛАЭС-2 в рамках проекта АЭС-2006.

Таблица 2.13

Основные нейтронно-физические характеристики стационарной топливной загрузки

Характеристика	Проектные данные
Количество загружаемых свежих ТВС, шт	42
Среднее обогащение свежего топлива, %	4,79
Количество ТВЭГ в свежих ТВС, шт.	288
Длительность работы, эфф. сут.	343
Критическая концентрация борной кислоты в начале работы загрузки (номинальная мощность, стационарное отравление Xe и Sm), г/кг	8,0
Выгорание выгружаемого топлива, МВт·сут./кгU	
- среднее по ТВС	55,8
- максимальное по ТВС	59,7
- максимальное по ТВЭЛ	66,0
- максимальное по таблетке ТВЭЛ	71,7
- максимальное по ТВЭГу	54,7
- максимальное по таблетке ТВЭГа	59,0
Максимальное значение относительной мощности ТВС, К _q :	
- начало работы топливной загрузки	1,34

Продолжение табл. 2.13

Характеристика	Проектные данные
- конец работы топливной загрузки	1,33
- в течение работы топливной загрузки	1,36
Максимальное значение относительной мощности ТВЭЛ, K_r (ТВЭЛ):	
- начало работы топливной загрузки	1,52
- конец работы топливной загрузки	1,49
- в течение работы топливной загрузки	1,52
Максимальное значение линейной тепловой мощности ТВЭЛ (без учета коэффициентов запаса и возможного перемещения рабочей группы ОР СУЗ в процессе эксплуатации загрузки), Вт/см:	
- начало работы топливной загрузки	306,0
- конец работы топливной загрузки	281,0
- в течение работы топливной загрузки	306,0
Коэффициент реактивности по температуре теплоносителя с учетом изменения его плотности, $10^{-5}/^{\circ}\text{C}$:	
- номинальная мощность:	
1) начало работы топливной загрузки	минус 31,6
2) конец работы топливной загрузки	минус 82,7
- МКУ мощности (разотравленное состояние):	
1) начало работы топливной загрузки	минус 0,8
2) конец работы топливной загрузки	минус 29,4
Коэффициент реактивности по концентрации борной кислоты, $10^{-2}/(\text{г/кг})$:	
- номинальная мощность:	
1) начало работы топливной загрузки	минус 1,0
2) конец работы топливной загрузки	минус 1,3
- МКУ мощности (разотравленное состояние):	
1) начало работы топливной загрузки	минус 1,1

Окончание табл. 2.13

Характеристика	Проектные данные
2) конец работы топливной загрузки	минус 1,3
Эффективность аварийной защиты при застревании одного наиболее эффективного ОР СУЗ, % - номинальная мощность ($H_{1-11}^{ucx} = 100\%$, $H_{12}^{ucx} = 90\%$):	
1) начало работы топливной загрузки	12,5
2) конец работы топливной загрузки	12,5
- МКУ мощности ($H_{1-11}^{ucx} = 100\%$, $H_{12}^{ucx} = 0\%$):	
1) начало работы топливной загрузки	11,0
2) конец работы топливной загрузки	11,0
Температура повторной критичности (в конце работы топливной загрузки, отравленное ксеноном состояние без бора, все ОР СУЗ кроме наиболее эффективного органа погружены), °C	68,0
Максимальная (по модулю) отрицательная реактивность, вводимая при падении одного ОР СУЗ из крайнего верхнего положения на номинальной мощности, %:	
- начало работы топливной загрузки	0,14
- конец работы топливной загрузки	0,14
Максимальная реактивность, вводимая при выбросе одного ОР СУЗ из рабочей группы, %:	
- номинальная мощность ($H_{12}^{ucx} = 50\%$)	0,08
- МКУ мощности ($H_{12}^{ucx} = 0\%$)	0,20
Эффективная доля запаздывающих нейтронов (номинальная мощность), %:	
- начало работы топливной загрузки	0,63
- конец работы топливной загрузки	0,56

Для сопоставления теплотехнических параметров ЯЭУ с ВВЭР-1000 и параметров ЯЭУ с ВВЭР-1200 их значения приведены в табл. 2.14.

Таблица 2.14

Тепло-гидравлические характеристики реактора и активной зоны ЯЭУ
с ВВЭР-1000 и с ВВЭР-1200

Наименование параметра	Значение	
	ВВЭР-1000	ВВЭР-1200
Общие характеристики реактора и активной зоны:		
-тепловая мощность реактора, МВт;	3200	3000
-давление на выходе из реактора, МПа;	16,2	15,7
-температура теплоносителя на входе в реактор, °С;	298,0	289
-температура теплоносителя на выходе из реактора, °С;	330,2	319
-проектный расход теплоносителя через реактор (на входе), м ³ /ч;	86100	87000
- средний гидравлический диаметр пучка твэлов, мм;	10,5	10,6
- проходное сечение теплоносителя в активной зоне, м ² ;	4,14	4,17
- массовая скорость в активной зоне (на входе), кг/(м ² ·с);	3930	3850
-скорость теплоносителя в активной зоне (средняя на входе), м/с;	5,4	5,2
-общая поверхность теплообмена в активной зоне (в горячем состоянии), м ² ;	5452	5161
-количество твэлов в активной зоне, шт.;	50856	50856
-плотность мощности в активной зоне (средняя), кВт/л;	114,8	113,7
-тепловой поток с поверхности твэла (средний), кВт/м ² ;	610,4	604,5
-линейный тепловой поток (средний), Вт/см.	174,5	172,3
Коэффициенты неравномерности энерговыделения в активной зоне:		
-неравномерность мощности кассет;	1,40	1,35
-радиальный коэффициент неравномерности энерговыделения по твэлам, K_r ;	1,57	1,50
-коэффициент неравномерности энерговыделения по высоте, K_z ;		
1) начало кампании;	1,35	1,49

Наименование параметра	Значение	
	ВВЭР-1000	ВВЭР-1200
2) конец кампании	1,16	1,20
- максимальный коэффициент неравномерности теплового потока, K_0 ;	2,12	2,24
- общий коэффициент неравномерности теплового потока (с учетом максимального инженерного коэффициента по тепловому потоку = 1,13)	2,40	2,60
-максимальная температура топлива, °С;	1810	1800
-максимальная температура наружной поверхности оболочки твэла, °С;	354,1	352

Из вышесказанного можно сформулировать следующие тенденции в развитии ВВЭР:

- увеличение единичной мощности энергоблока (в дальнейшем до 1500МВт);
- увеличение срока службы корпусного оборудования АЭС до 60 лет;
- удлинение топливной кампании и увеличение средней глубины выгорания выгружаемого топлива до 62 МВт*сут./кг (максимальной – до 70).

Достигаются эти цели за счет совершенствования конструкции твэл и ТВС, за счет использования усовершенствованных схем перегрузок топлива и совершенствования расчетного обоснования проекта и расчетного сопровождения эксплуатации оборудования АЭС.

2.17. 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.2.15 приведены названия площадок под строительство АЭС для этих энергоблоков.

Таблица 2.15

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 высоко-профессиональной подготовки кадров для атомной отрасли во многих вузах страны, и в первую очередь в НИЯУ МИФИ. Одну из этих задач по подготовке кадров и решает настоящее учебное пособие, предназначенное для студентов старших курсов, аспирантов и преподавателей НИЯУ 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 «Simms».

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. 2.38).

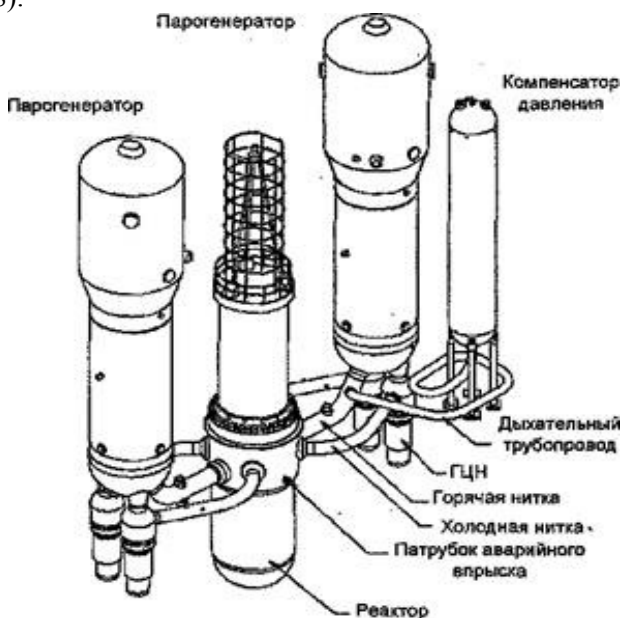


Рис. 2.38. Схематическое изображение основных элементов ЯЭУ по проекту AP-1000

Реактор AP-1000 аналогичен реактору стандартного трех петлевого 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) бессальниковового типа, подключенных непосредственно к днищу парогенератора. Конструкция и место установки насосов исключают воз-

возможность течи через их уплотнения, снижают потери давления и предотвращают оголение активной зоны при малых течах теплоносителя 1-го контура.

Подход к обеспечению безопасности АР-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 АР-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 ТВЭЛ, оцененная с учетом неопределенностей, не превысит значения 1162 °С. При потере расхода теплоносителя обеспечивается 19 %-й 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 АР-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 присоеди-

нены к патрубкам корпуса реактора, изображенным на рис. 2.38 (рис. 2.39):

- 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.

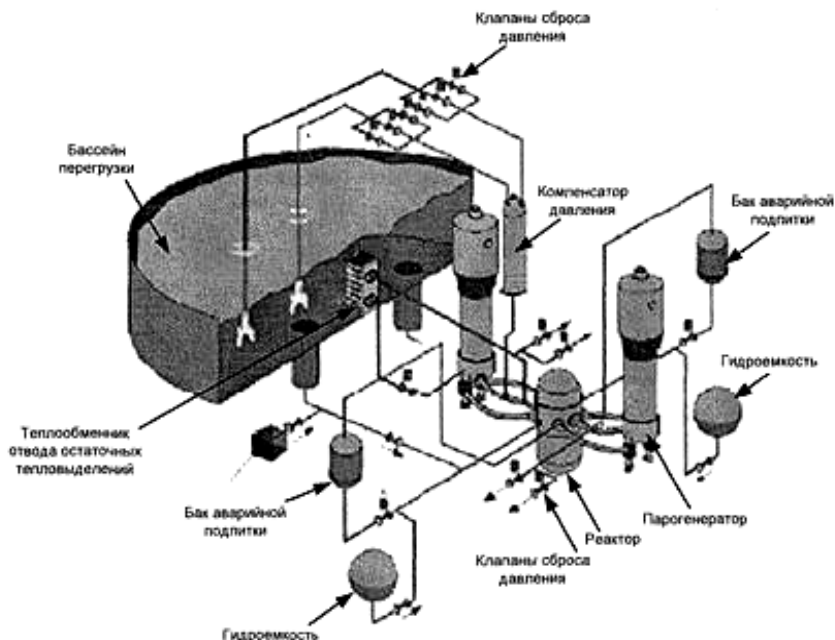


Рис. 2.39. Пассивные системы безопасности AP 1000

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 — ее кипения с выходом пара в объем защитной оболочки (рис. 2.39);
- 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. 2.40). 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.

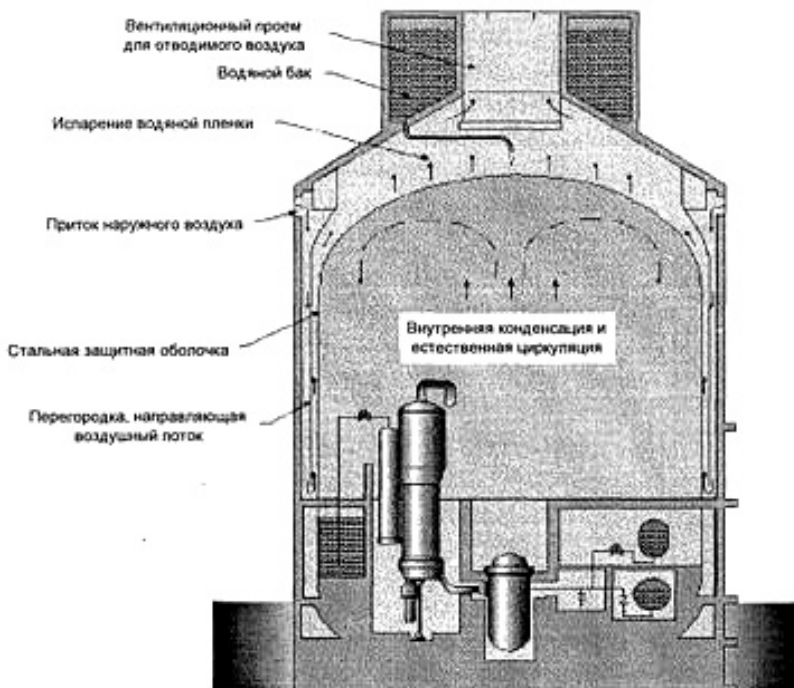


Рис. 2.40. Пассивное охлаждение защитной оболочки

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 контейнере с двойной оболочкой. Вокруг контейнера 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.

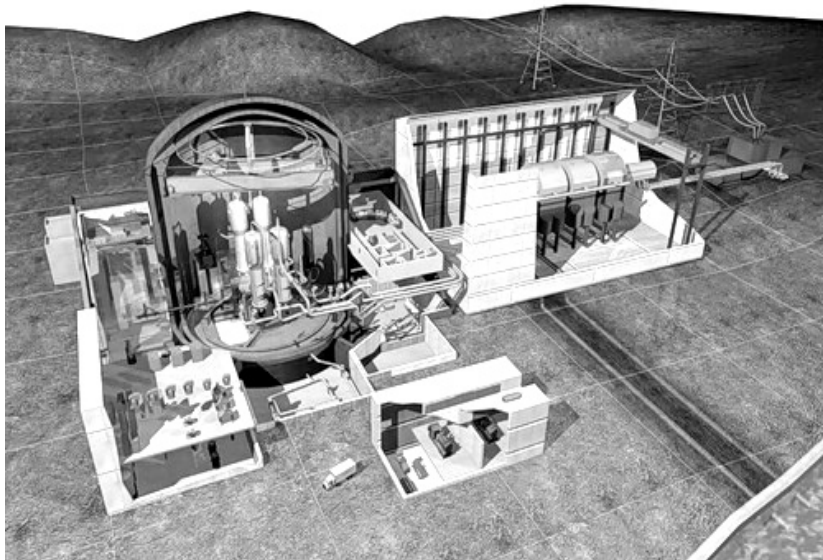


Рис. 2.41. Общий вид АЭС с реактором EPR

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 КПД 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 мес. (может быть увеличена до 24 мес.), при этом коэффициент готовности должен быть не менее 0,9 (допускается возможность использования двухгодичного топливного цикла – 24 мес. 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, расположенных в квадратной решетке 17×17 см. Сборки разных видов топлива (UO_2 или MOX) состоят из 264 топливных стержней и 25 направляющих трубок (под поглощающие стержни).

Топливные стержни выполнены из труб из сплава типа М5™ и предполагают как возможность применения топливных таблеток из обогащенного по изотопу 235 диоксида урана, в том числе с выгорающим поглотителем, так и MOX топливо 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 UO_2 составляет 2800 °С, а необлученного топлива типа MOX – 2737 °С.

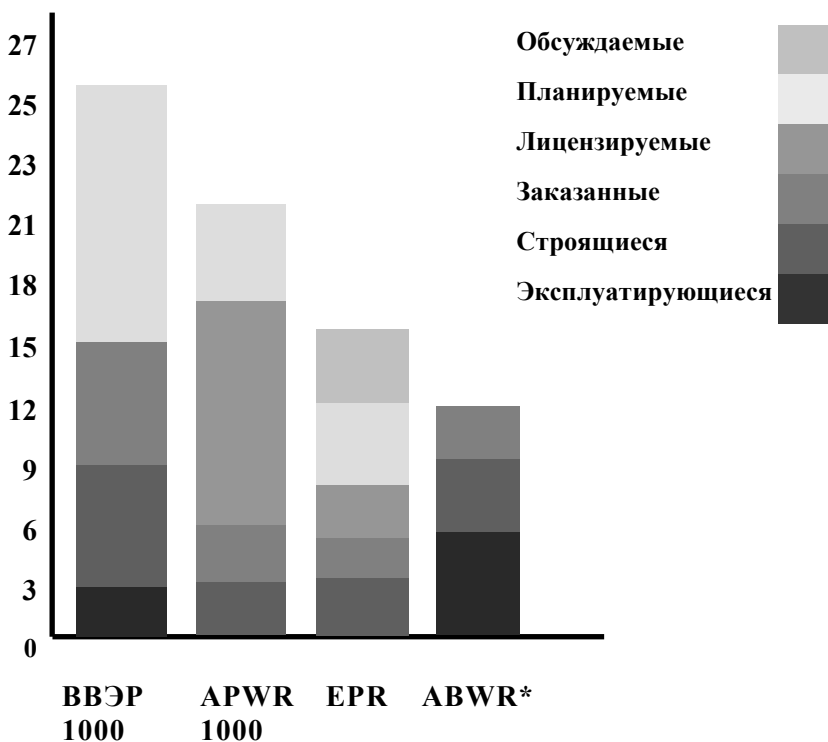
Для аварийного останова реактора используются до 89 регулирующих стержней.

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 отечественные разработки вполне конкурентно способны по сравнению с ведущими в атомной энергетике фирмами (рис. 2.42).



Тип реактора

Рис. 2.42. Планируемые и строящиеся энергоблоки (по оси Y отложено количество востребованных энергоблоков) в зависимости от типа реактора

Заключение

В данной главе рассмотрены конструкционные особенности ЯЭУ с ВВЭР и то, как они обеспечивают безопасность АЭС. Уже на стадии проекта в конструкцию реакторного оборудования закладываются технические решения, определяющие конструктивно защитные системы, обеспечивающие целостность оборудования и минимизацию его повреждения при различных авариях и отказах оборудования. Защитными системами могут выступать и некоторые системы нормальной эксплуатации, которые при авариях выполняют в полной мере роль систем безопасности. 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.

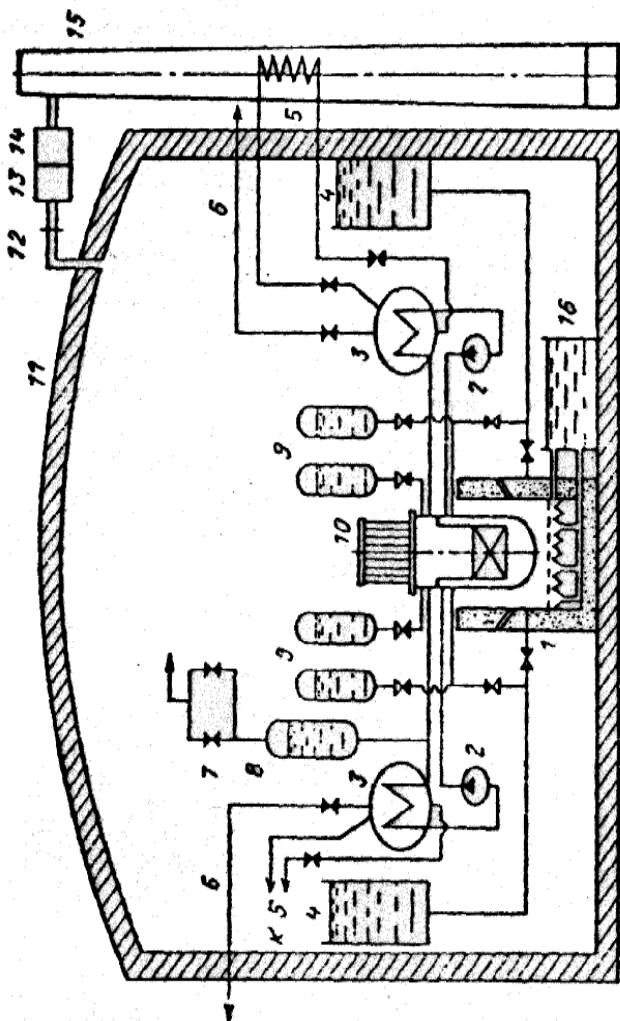
Тем не менее к настоящему моменту еще нет ни одного энергоблока с ВВЭР-1000, в котором было бы реализовано одно из важнейших мероприятий, предназначенных для предотвращения экологической катастрофы в случае расплавления активной зоны: организация под реактором ловушки для расплавленного топлива. Ловушка для расплавленного топлива представляет собой бетонный «мешок под реактором», в который установлена металлическая ванна из тугоплавкого материала, температура плавления которого 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. 2.43 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 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.

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 III 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.



1 - бетонная шахта реактора с "ловушкой" расплавленной активной зоны; 2 - главные циркуляционные насосы; 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-приемок с запасом борной кислоты, используемый для увлажнения "ловушки".

Рис. 2.43. Схематическое изображение основных систем ЯГУ с ВВЭР1000 повышенной безопасности

Контрольные вопросы

1. Перечислите основные 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.

9. Что такое СВРК? Каким образом контролируется локальная мощность в активной зоне?

10. Перечислите основные первичные датчики контроля за параметрами ЯЭУ, входящие в состав СВРК.

11. Какие есть ограничения на мощность ЯЭУ при частичном отказе в работе нейтронных датчиков (ДПЗ)?

Глава 3. РЕЖИМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЯЭУ С РЕАКТОРОМ ВВЭР-1000

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 приводящими к превышению установленных проектных пределов для нарушений нормальной эксплуатации.

8. Основные состояния реакторной установки:

8.1. 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.

8.2. Режим «реактор критичен»:

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

8.3. Режим "горячий останов":

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

8.4. 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;

- давление в 1-м контуре 15–160 кгс/см².

8.5. 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.

8.7. Режим «останов для перегрузки»:

- реактор подкритичен;
- температура на выходе из ТВС менее 70 °C;
- ВБ и БЗТ сняты;
- БП и БВ заполнены до отметки 34,7 раствором H_3BO_3 ;

- 16 г/дм³.

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

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

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

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

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

14. **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).

15. **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.

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

17. **Пусковой интервал** – диапазон ожидаемых значений критического содержания борной кислоты в воде ГЦК для данного состояния ЯППУ, равный 1 г/дм³ и отсчитываемый в сторону увеличения от ее расчетного критического содержания.

18. **Останов реактора** – плановый или аварийный перевод реактора в подкритическое состояние. Системы и оборудование энергоблока могут оставаться в «горячем» состоянии.

19. **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 $0,001 \div 1,0 \text{ \% } N_{\text{ном}}$.

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

21. **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.

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

23. **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

В этой главе рассмотрено то, как физические и конструкционные особенности ЯЭУ проявляются при различных режимах эксплуатации и в аварийных ситуациях.

Обязательным проектным документом при строительстве нового энергоблока АЭС является документ под названием «Техническое обоснование безопасности АЭС». Формирование данного документа является одним 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 серьезных 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, ТВЭЛ, ГЦН, арматура и т.д.), но все же в большей 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.

В данной главе 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) конструкционных 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 ее математической обработки). Их целостность нужна для предотвращения (в аварийных режимах минимизации) выхода радиоактивных элементов и излучений за пределы реактора в количестве, опасном для здоровья людей и окружающей природы. Другая необходимость связана с поддержанием состояния реакторного оборудования в нормальных условиях эксплуатации, характеризующихся 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 PWR (TMI). 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 ее особенностей.

В данной главе в первом разделе рассказано подробно об основных параметрах безопасности ЯЭУ, которые определяют, по сути, целостность первых конструкционных барьеров безопасности: таблетки топлива, ее оболочки и конструкции ТВС в целом. В большой 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 БЩУ, а также с помощью расчетно-измерительной системы ВРК. Об этом также подробно рассказано в первом разделе настоящей главы.

Во втором разделе 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.

Пределы безопасной эксплуатации ЯЭУ

О безопасности эксплуатации можно судить в результате надежного контроля параметров, характеризующих нормальные условия работы реакторного оборудования. Однако в случае серьезного 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 объему 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 надежной оценке значений вышеуказанных температур при этих процессах. Помимо вышеуказанных температур есть еще ряд параметров, по значениям которых можно судить о безопасности и надежности 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 мерилом уровня безопасности активной зоны.

3.1. Основные параметры безопасности ВВЭР

3.1.1. Классификация основных параметров безопасности

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

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; $DNBR = \frac{Q_{теэл}}{Q_{крит}}$; $Q_{твэл}$ – линейная нагрузка на твэл, Вт/см;

$E_{твэл}$ – максимальная энтальпия теплосодержания твэла по объему

активной зоны, дж/кг; $E_{\text{тепл}} = \frac{\int_0^R C_p T_{\text{fuel}}(r) r dr}{\pi R^2}$, R – радиус топливной

таблетки; $\frac{dT_{\text{fuel}}}{dt}$ – темп изменения температуры топлива, град/ч

(<30–50); $\Delta\rho_{\text{tot}}$ – реактивность, вносимая со знаком минус в активную зону всеми ОР СУЗ на МКУ; $\Delta\rho_{\text{one}}$ – реактивность, вносимая со знаком плюс одним самым ценным ОР СУЗ на МКУ при его

извлечении из активной зоны; $\frac{\partial\rho}{\partial T_{\text{H}_2\text{O}}}$ – комбинированный коэф-

фициент реактивности по температуре теплоносителя на МКУ;

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

нии средней температуры в зоне постоянной; $\left. \frac{\partial\rho}{\partial N} \right|_{T_{\text{in}}=\text{const}}$ – коэффи-

циент реактивности по мощности при сохранении температуры на входе в зону постоянной.

Первый параметр характеризует теплофизическое состояние основного барьера безопасности – оболочки твэл. 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 твэл. С точки зрения прочностных свойств оболочки твэл, 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 твэл 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 окисление 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 °С, при которой начинается паро-циркониевая реакция, что приводит к ускоренной деградации прочностных свойств оболочки. И, наконец, при температуре выше 1000 °С начинается цепная эндотермическая паро-циркониевая реакция, приводящая к быстрому разрушению оболочки.

Второй параметр характеризует теплофизическое и термомеханическое состояния топлива. При значении температуры большей 3000 °С для свежего топлива и 2800 °С для облученного топлива начинается плавление топливной таблетки. При более низких значениях температуры топлива (2200–2500 °С) начинается структурная перестройка двуокиси урана, при которой ухудшаются термомеханические свойства материала. Обычно работоспособность топлива в твэл 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 250–450 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 7 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 твэл. 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 твэл 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 твэл проверяется заранее в результате стендовых испытаний топлива на циклических импульсных нагрузках и последующей разделке твэл 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 серьезная авария с увеличением нейтронной мощности и превышением предельных значений пятого параметра безопасности, 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 защищенность 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 расчетами. Таким образом, если определяется полный «вес» всех ОР СУЗ на МКУ в начале кампании, то его величиной можно с некоторым запасом надежно 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 надежно 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.

Восьмой параметр определяет «вес» отдельного ОР СУЗ (самого ценного по вносимой реактивности в полную реактивность АЗ, выбирается расчетным путем) при его зависании вне активной зоны. Данное измеренное значение по модулю иногда бывает больше действительного значения «веса» отдельного ОР, а иногда – мень-

ше. 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 5-й главе.

Девятая группа параметров определяет интегральный и дифференциальный «веса» 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 самозащищенность 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 во 2-й главе) 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 критическая концентрация борной кислоты в теплоносителе становится меньше, и по этой причине коэффициент реактивности по температуре теплоносителя сдвигается в сторону отрицательных значений. Также 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 и двенадцатый параметры определяют также самозащищенность активной зоны при повышении мощности реактора за счет обратных связей по плотности теплоносителя и темпе-

ратуре 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 ТООБ, 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 семи параметров безопасности измеряются 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.

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 ближе к периферии ТВС.

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 из этих коэффициентов готовится на стадии подготовки библиотеки нейтронных микро сечений 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 твэл в местах расположения ДПЗ? В результате стендовых испытаний топлива ВВЭР, проведенных в НИИАР на реакторе СМ-4 было 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 ТВЭЛ приводится в табл. 3.1.

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

В данной таблице периферийный элемент выделен потому, что механическая нагрузка на него гораздо выше, чем для твэл в регу-

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

Абсолютное значение теплового потока с единицы длины ТВЭЛ 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 ее 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 ТВЭЛ 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 теплоносителя 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.

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 ТВЭЛ выше 350 °С. В предположениях слабого перемешивания теплоносителя внутри ТВС, и, зная конструкцию и состав ТВС,

ее 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. Остается найти минимальную степень убывания линейной нагрузки на твэл, при которой по всей длине твэл температура оболочки не превысит 350 °С.

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

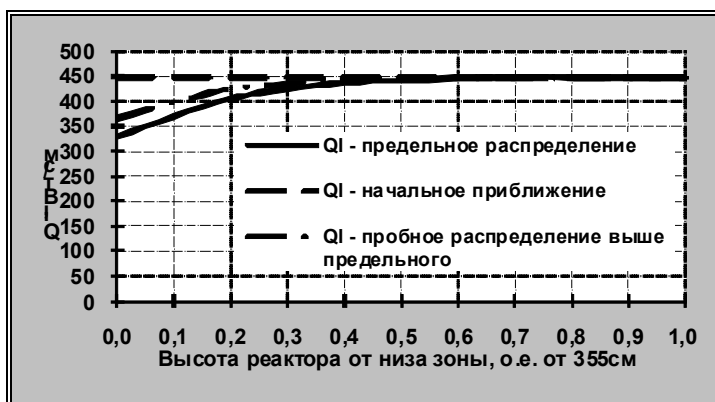


Рис. 3.1. Определение предельной зависимости линейной тепловой нагрузки на твэл от высоты реактора для свежего топлива в топливном элементе без гадолиния внутри ТВС

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 объему 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.

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

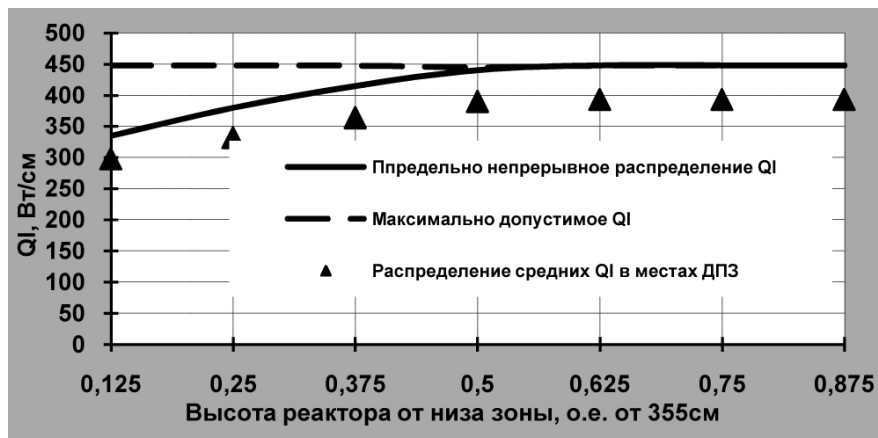


Рис. 3.2. Зависимость предельной линейной тепловой нагрузки на ТВЭЛ от высоты реактора для свежего топлива в местах расположения ДПЗ в топливном элементе без гадолиния внутри ТВС

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 твэл в местах расположения ДПЗ:

$$\rho_{bn}(x, y, z) = \frac{\int_{t=0}^T K_{vivel}(x, y, z, t) N(t) dt}{M_{fuel}}, \quad (3.1)$$

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

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; $K_{vrel}(x, y, z, t)$ – коэффициент неравномерности тепловыделения в твэл 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; $\rho_{bnij}(x, y, T)$ – средняя по длине ДПЗ глубина выгорания в j -й ТВС в твэл 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 твэл в регулярной решетке, для ТВЭГ и для ТВЭЛ на периферии ТВС. Кратко это можно записать следующим образом:

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

для твэл внутри ТВС;

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

для твэл на периферии (3.2)

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

для ТВЭГ;

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

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

где i – номер ДПЗ по высоте реактора ($1 \leq i \leq 7$); j – номер ТВС в активной зоне ($1 \leq j \leq 163$); $\rho_{bnij-1}^{\max}$ – максимальная глубина выгорания по твэл внутри j -й ТВС, усредненная по длине i -го ДПЗ к моменту времени T ; $\rho_{bnij-2}^{\max}$ – максимальная глубина выгорания по твэл

на периферии j -й ТВС, усредненная по длине i -го ДПЗ к моменту времени T ; $\rho_{bnij-3}^{\min}$ – минимальная глубина выгорания по ТВЭГ для j -й ТВС, усредненная по длине i -го ДПЗ к моменту времени T ; $\rho_{bnij-3}^{\max}$ – 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. 1.2; $Q_l(i)$ – предельная тепловая нагрузка на твэл для i -го ДПЗ из табл. 1.3; $Q_{\lim-1}(i, j, T)$ – распределение предельных нагрузок по ТВС для твэл внутри ТВС и местах расположения ДПЗ по высоте реактора в момент времени T ; $Q_{\lim-2}(i, j, T)$ – распределение предельных нагрузок по ТВС для твэл на периферии ТВС и в местах расположения ДПЗ по высоте реактора в момент времени T ; $Q_{\lim-3}(i, j, T)$ – 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: $Q_{\lim-1}(i, j, t) = Q_l(i)$, 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. $Q_{\lim-2}(i, j, t), Q_{\lim-3}(i, j)$. 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 из результатов вышеуказанных расчетов, для каждого сечения по высоте реактора (обычно рассматриваются 16 сечений) проводятся двумерные расчеты с использованием потвальной модели с увеличенным по сравнению с редкосеточной моделью временным шагом. Трехмерные редкосеточные модели рассчитывают трехмерные распределения всевозможных параметров в активной зоне через 20 с, а двумерные потвальные модели корректируют потвальные распределения – через сутки, недели, месяцы. При безаварийной работе энергоблока в базовом режиме такой алгоритм расчета потвальных распределений мощности обеспечивает приемлемую точность. В случае аварии и выхода реактора на мощность после ликвидации последствий этой аварии изменение глубины выгорания в твэл 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:

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

где t – произвольный момент времени в интервале $T - \Delta T \leq t \leq T$; T – момент времени, в который происходит новый расчет с использованием потвальной модели; $T - \Delta T$ – момент времени в который был проведен расчет с использованием потвальной модели; ΔT – временной шаг для потвальной модели; $K_{kkij}(x, y, T - \Delta T)$ – распределение коэффициента неравномерности тепловыделения по твэл 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 потвальной двумерной модели.

Таким образом меняется только алгоритм расчета распределения глубины выгорания по твэл 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 откло-

нения и при эксплуатации могут возникать различные дефекты. Для их учета оценивают возможные отклонения энерговыделения в твэл в большую сторону по отношению к расчетным значениям.

Возможное отклонение энерговыделения в твэл, 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 $K_{упр}$, равного 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 только что явлением, характеризуется еще одним коэффициентом $K_{ΔT}$, 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 вышеперечисленные неточности. Делается это следующим образом:

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

для твэл и твэл на периферии ТВС,

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

для ТВЭГ, если $\rho_{bnij}^{Lim}(x, y, t) < 5$ МВт·сутки/кг, где $\rho_{bnij}^{Lim}(x, y, t)$ – предельная усредненная по длине ДПЗ глубина выгорания в j -й ТВС в твэл с координатами x, y для i -го ДПЗ по высоте реактора к моменту времени t . Все остальные обозначения соответствуют формулам (3.1)–(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 $K_{Vlim}(i, j, t)$. 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:

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

где $Q_{av}(T)$ – средняя по всем твэл 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 объем в j -й ТВС и по длине i -го ДПЗ в момент времени T .

Зная предельные значения линейных нагрузок на твэл $Q_{lim-1(2,3)}(i, j, t)$, из формулы (3.4) можно найти предельно допустимые объемные 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 коэффициентов 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 (3.4).

Несколько слов по содержанию данных таблиц. Легко видеть, что для ТВС с выгоревшим топливом, стоящих на периферии активной зоны (к примеру, ТВС №№ 1, 2, 162, 163), предельные значения объёмных 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 объёмных коэффициентов неравномерности тепловыделения.

Таблица 3.3

Предельные допустимые значения объемных коэффициентов неравномерности энерговыделения $K_{V\lim}$ 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 энерговыделения $K_{V\lim}$ 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

№ТВС	Координата по высоте от низа активной зоны, см						
	59,9	103,7	147,5	191,3	235,1	278,9	322,7
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

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:

$$K'_{V \text{ lim-l}(2,3)}(i, j, t) = \frac{K_{V \text{ lim-l}(2,3)}(i, j, t)}{(0.17 + 0.83 \frac{N_{\text{тек}}}{N_{\text{ном}}})}, \text{ при } 0.55N_{\text{ном}} < N_{\text{тек}} < N_{\text{ном}}; \quad (3.5)$$

$$K'_{V \text{ lim-l}(2,3)}(i, j, t) = 1.6K_{V \text{ lim-l}(2,3)}(i, j, t), \text{ при } N_{\text{тек}} < 0.55N_{\text{ном}};$$

где $N_{\text{ном}}$ – 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 объему активной зоны и в частности объемных коэффициентов неравномерности локальной мощности в зоне $K_{\nu}(i, j, t)$. 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:

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

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

$$K'_{\nu \lim-1(2,3)}(i, j, t) = 1.6 \frac{K_{\nu \lim-1(2,3)}(i, j, T - \Delta T)(t - T) + K_{\nu \lim-1(2,3)}(i, j, T)(t - T + \Delta T)}{\Delta T}$$

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

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

К настоящему времени произведена модернизация СВРК и предельные значения объемных коэффициентов неравномерности $K''_{\nu \lim}(i, j, t)$ 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 объему активной зоны. Во всех ТВС и в семи высотных сечениях, соответствующих расположению центров ДПЗ по высоте активной зоны, определяются величины объемных коэффициентов неравномерности $K_{\nu}(i, j, t)$. Расчетно-восстановленные по токовым измерениям в ДПЗ значения $K_{\nu}(i, j, t)$ сравниваются с предельными значениями $K''_{\nu \lim}(i, j, t)$. Для нормальной эксплуатации должно выполняться неравенство $K_{\nu}(i, j, t) \leq$

$\leq K''_{V\lim}(i, j, t)$ 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 $K''_{V\lim}(i, j, t)$. 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 БЦУ энергоблока есть специальное рабочее место контролирующего физика, на котором выведена вся необходимая информация для контроля над параметрами, определяющими уровень безопасности активной зоны.

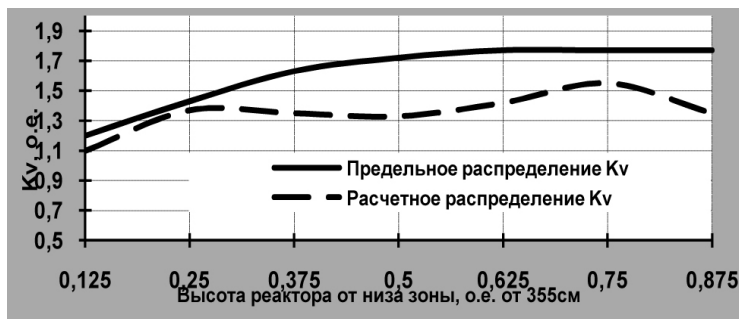


Рис. 3.3. Высотное распределение предельного и расчетного значений K_V в определенный момент кампании для одной из ТВС 2-й кампании 3-го блока калининской АЭС

Конечно было бы проще рассчитывать прямые теплофизические параметры, такие как линейная нагрузка на твэл, температура на поверхности оболочки твэл, 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 прием-

лемой точностью и достаточным быстродействием. При обосновании технической безопасности ЯЭУ так и поступают: рассчитывают именно основные параметры безопасности, которые были определены в начале этого раздела.

3.2. 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 нем 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 контролируемыми пределами нормальной эксплуатации. В понятие пределов нормальной эксплуатации входят не только значения 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 насоса (ГЦН) в первом контуре. Перед подключением неработающего насоса к 3 (2) работающим, мощность реактора должна быть снижена до 30 (20) % N_{nom} 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 КЛнАЭС. 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.

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 % $N_{ном}$	100 % $N_{ном}$	100 % $N_{ном}$	100 % $N_{ном}$	100 % $N_{ном}$
Не более 3 % $N_{ном}/мин$	Не более 1% $N_{ном}/мин$ на 75+85 % $N_{ном}$ выдержка не менее 3 час на 40–45 % $N_{ном}$ не более 3 % $N_{ном}/мин$	не более 0,017 % $N_{ном}/мин$ (средняя скорость обеспечивается ступенчатым подъемом мощности на(2÷4) % $N_{ном}/мин$ со скоростью 2 % $N_{ном}/мин$ с последующей выдержкой) 80 % $N_{ном}$ не более 0,017% $N_{ном}/мин$ 50 % $N_{ном}$ не более 3 % $N_{ном}/мин$	Ступенчатое увеличение нагрузки на 10 % $N_{тек}$ (выдержка не менее 3-х часов на каждой ступени) 50 % $N_{ном}$ ступенчатое увеличение нагрузки на 20 % $N_{тек}$ (выдержка не менее 3-х 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 цикла 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			
Количество работающих ГЦН	4	3	2 противоположные петли	2 смежные петли
1а. 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
1б. Заданная (разрешенная) мощность, МВт/%	3000 / 100	2010 / 67	1500 / 50	1200 / 40

Продолжение табл. 3.6

2.Макс.допустимый подогрев теплоносителя в реакторе, °С	30	25	24	24
3.Максимальная разность температур в петле °С	30	27	26	26
4.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
5. 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
6.Расход теплоносителя через реак., м ³ /ч	84800	62700	40000	40000
7. Уровень в ПГ, мм	2250±50	2250±50	2250±50	2250±50
8.Температура теплоносителя на входе в реактор в любой из работающих петель, °С	Не более 286	Не более 286	Не более 286	Не более 286
9. 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)
10. Давление пара в работающем ПГ, не более, МПа(кгс/см ²)	6,3±0,1× × (64±1)	6,3±0,1× × (64±1)	6,3±0,1× × (64±1)	6,3±0,1× × (64±1)
11. Уровень в КД, мм (номинальное значение уровня может несколько отличаться для разных АЭС-порядка 8500 мм)	Н _{ном} ±150	Н _{ном} ±150	Н _{ном} ±150	Н _{ном} ±150
12. Концентрация борной кислоты в теплоносителе первого контура (с учетом точности измерений на АЭС), г/дм ³ : в начале кампании в конце кампании	С тек ±0,6 Стек* (1±0,01)	С тек ±0,6 Стек* (1±0,01)	С тек ±0,6 Стек* (1±0,01)	С тек ±0,6 Стек* (1±0,01)

Окончание табл. 3.6

13. Расход пара от каждого работающего ПГ, т/час	1470±60	1470±60	1470±60	1470±60
14. Температура питательной воды ПГ, °С	222± 2	222± 2	222± 2	222± 2
15. Расход протечек из I контура по линии оргпротечек и дренажей, м ³ /ч	Не более 2,5	Не более 2,5	Не более 2,5	Не более 2,5
16. 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
17. Температура в ГО, °С	Не более 60±2	Не более 60±2	Не более 60 ±2	Не более 60 ±2

Таблица 3.7

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

Параметры	Количество работающих ГЦН				Точность определения
	4	3	2 противоположные петли	2 смежные петли	
1. Максимально допустимая тепловая мощность реактора (с учетом точности поддержания системной регуляции), МВт/% $N_{ном}$	3000+60 /100+2	2010+60 /67+2	1500+60 /50+2	1200+60 /40+2	±60/2
2. Заданная (разрешенная) мощность, МВт /% $N_{ном}$	3000/100	2010/67	1500/50	1200/40	±60/2
3. Максимально допустимый подогрев теплоносителя в реакторе, °С	30	25	24	24	±1.5
4. Максимально допустимый подогрев теплоносителя в петле/максимально допустимая мощность петли реактора, °С/МВт	30,5/770	27/770	26/770	26/770	±1.5/30

Продолжение табл. 3.7

5. Расход теплоносителя через реактор, м ³ /ч	86400 (+2400 –2800)	66000 (±1500)	44000 (±900)	44000 (±900)	Указано в соседних столбцах
6. Температура теплоносителя на входе в реактор в любой из работающих петель, не более, °С	288				±1,5
7. Максимальная температура теплоносителя на выходе из ТВСА, °С	326	323	327	327	±1
8. Максимальный подогрев теплоносителя в ТВСА / максимальная мощность ТВСА	36/25	33/18	37/12	37/12	±1.5/2
9. Давление теплоносителя в реакторе (абсолютное), МПа	15,69±0,29				±0,1(1)
10. Давление пара в работающем ПГ (абсолютное) на выходе из парового коллектора, МПа	6,27±0,19				±0,1(1)
11. Уровень в КД, мм (номинальное значение указано в приложении 4)	H _{ном} ±150				±1,5 %
12. Концентрация борной кислоты в теплоносителе первого контура, г/дм ³	C _{тек} +0,6				±1 %
13. Уровень в ПГ, мм	H _{ном} ±50				±1,5 %
14. Расход пара от каждого работающего ПГ, расчетный для N=100 % N _н , т/час при t _{п.в.} =220 °С	1470+103				±45 (3 %)

15. Температура питательной воды ПГ, °С: с отключенными ПВД; с включенными ПВД	164±4 220±5	±2
16. Расход протечек из первого контура по линии оргпротечек и дренажей, не более, м³/ч	2,5	
17. Температура в герметичном ограждении не более, °С	60	±2

Примечание. При любом числе работающих ГЦН и текущих значениях мощности $N_{тек}$ меньше допустимых по п.1 коэффициенты неравномерности энерговыделения в активной зоне не должны превышать $K_{\max} < K_{\text{доп}} \cdot \psi$, где: $\psi = 1,0$ для мощностей $N_{тек} = 0,8 \div 1,0 N_{\text{доп}}$, $\psi = 1,2$ для мощностей $N_{тек} = 0,55 \div 0,80 N_{\text{доп}}$, $\psi = 1,6$ для мощностей $N_{тек} = 0,1 \div 0,55 N_{\text{доп}}$. При превышении допустимых значений тепловой мощности $N_{тек}$ должна быть снижена пропорционально величине отношения $K_{\text{доп}}/K_{\text{тек}}$.

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 контуре	17,64/18,62** МПа (180/190 гс/см²**)
Минимальное давление в 1 контуре при мощности не менее 75 % от $N_{\text{ном}}$	14,70 МПа (150 кгс/см²)
Минимальное давление в 1 контуре при мощности менее 75 % от $N_{\text{ном}}$	13,72 МПа (140 кгс/см²)
Максимальное давление в одном из парогенераторов по 2 контуру	7,84/8,43** МПа (80/86** кгс/см²)
Минимальное давление в одном из парогенераторов по 2 контуру	5,10/4,41* МПа (52/45* кгс/см²)
Максимальная температура в «горячей» нитке циркуляционной петли	$(T_{\text{ном}} + 8)/(T_s - 10)^* \text{ } ^\circ\text{C}$

Минимальный уровень в одном из парогенераторов	$H_{\text{ном}}=650/H_{\text{ном}}=1100^*$ мм
Минимальный уровень в компенсаторе давления	4600/4000 мм
Максимальный перепад давлений на активной зоне реактора Драз при температуре 1 контура не менее 260 °С, атм	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 гидроиспытания.

Приведенные цифры характеризуют интегральные параметры ЯЭУ, по которым определяется 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 объемных 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 персона-

ла. 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.

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

При пуске и наладке энергоблока есть дополнительные ограничения на расчетные значения K_v . Объясняется это тем, что при пуске нового блока еще не была проведена верификация расчетных нейтронно-физических характеристик активной зоны и степень доверия к ним не столь высока, как для действующих энергоблоков. В этом случае все предельные объемные коэффициенты неравномерности тепловыделения по зоне несколько занижают. Покажем это на примере пусковых значений для 2-го блока Калининской АЭС, помещенных 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 энерговыделения
по объему активной зоны K_v при пуске энергоблока

Параметры	Величина параметра						
Номер датчика от низа активной зоны	1	2	3	4	5	6	7
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
Значение объемного коэффициента неравномерности энерговыделения 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
Значение объемного 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;	1,75	1,75	1,75	1,62	1,49	1,36	1,23
- в автономном режиме работы СВРК для ТВС с СВП;	1,67	1,67	1,67	1,54	1,44	1,29	1,17
- в совместном режиме работы СВРК с внешним математическим обеспечением для ТВС без СВП;	1,90	1,90	1,90	1,77	1,64	1,51	1,38
- в совместном режиме работы СВРК с внешним математическим обеспечением для ТВС с СВП	1,82	1,82	1,82	1,69	1,56	1,43	1,21

Описание эксплуатационных и 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 [20].

3.3. 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

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. Непрекращение 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	Неотключение ГЦН аварийной петли
18. Разрыв трубы теплообмена ПГ	Отказ насоса высокого давления CAO3
19. Максимальная проектная авария– разрыв ГЦТ на входе в реактор	Отказ одной емкости CAO3. Отказ низконапорного насоса CAO3. Отказ высоконапорного насоса CAO3
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 CAO3 – НКР»	То же, что и в п. 19
24. Разрыв соединительного трубопровода "емкость CAO3 – СКР"	То же, что и в п. 19
25. Течь из первого контура эквивалентным диаметром ДУ-109,	Отказ высоконапорного насоса CAO3. Отказ одной емкости CAO3
26. Течь из первого контура эквивалентным диаметром менее Ду 109 мм	То же
27. Непредусмотренное открытие ИПУ КД	Отказ высоконапорного насоса CAO3. Отказ одной емкости CAO3

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 пуско-наладочных 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
1	3	4
1. Суммарная эффективность АЗ	0,0541	0,05
2. Расход теплоносителя через реактор, 1 м ³ /ч	86729	80000

Окончание табл. 3.11

3. Расход через БРУ-К	Более 900	900 т/ч $P_2=7,15$ МПа
4. Расход через БРУ-К	Более 900	900 т/ч $P_2=6,7$ Мпа (68 кгс/см ²)
5. Время падения ОР СУЗ, с	3,0–4,0	1,5–4
6. Расход от АПЭН, т/ч	153,4 $P=6,27$ Мпа	Не менее 150 $P=6,27$ Мпа
7. Время начала подачи аварийной питательной воды с момента обесточивания	Менее 120	120
8. Расход от насоса ЦН-150/110, м ³ /ч	172 при $P_1=8,8$ Мпа	Не менее 130 при $P_1=0-1,5$ Мпа
9. Расход от насосов аварийного расхолаживания, м ³ /ч	763 $P=0,1$ МПа	Не менее 750 $P_1=0,098$ МПа
10. Время начала подачи раствора бора от активной части САОЗ с момента обесточивания	Менее 60 с	60 с
11. Задержка на срабатывание АЗ при обесточивании АЭС, с	1,7	2,3
12. 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
13. Время открытия БРУ-К и БРУ-А	Не более 15с	15 с

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 бы к утяжелению последствий аварии. При соблюдении указанных здесь условий проведения расчета, и если результаты расчета не приводят к превышению лимитирующих значений основных параметров безопасности, 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 твэл 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 твэл, энтальпии топлива в режимах, к которым предъявляются требования о не превышении максимального проектного предела повреждения твэл. Начальный расход теплоносителя и температура теплоносителя на входе в реактор во всех режимах принимались величинами, равными минимальным проектным значениям.

Дадим краткое описание режимов с нарушениями нормальной эксплуатации и проектных аварий и основных подходов при их расчетном анализе. Будем придерживаться классификации режимов по группам характерного воздействия на изменение параметров.

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

К режимам, влияющим на изменение реактивности активной зоны, относятся:

- 1) неуправляемое извлечение группы органов регулирования;
- 2) подключение ГЦН ранее не работавшей петли;
- 3) выброс органа регулирования;
- 4) снижение концентрации борной кислоты в теплоносителе вследствие нарушений в системе борного 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 определилась в ходе расчета по тепло-гидравлическим программам Главного конструктора или задавалась искусственно).

3.4.1. Неуправляемое извлечение группы органов регулирования

Под неуправляемым извлечением регулирующей группы рассматривается неуправляемое перемещение вверх с рабочей скоростью 0,02 м/с регулирующей группы поглощающих стержней. Предполагается, что вследствие неполадки в электрических цепях управления реактора или в результате ошибочных действий оператора, неуправляемое перемещение вверх может происходить на

любом уровне мощности реактора. Увеличение мощности реактора приводит к увеличению температуры топлива и теплоносителя и повышению давления в первом и втором контурах.

При проведении расчетного анализа данного эксплуатационного нарушения учитывается срабатывание аварийной защиты реактора по уровню нейтронной мощности. Предполагается, что АРМ, РОМ, ПЗ-1 и ПЗ-2 неработоспособны, как следствие данного эксплуатационного нарушения (воздействие на один исполнительный орган).

Условия работы основного оборудования следующие:

- ГЦН остаются в работе в течение всего переходного процесса;
- устройства и системы управления и защиты по первому контуру реакторной установки (за исключением устройств, отказы которых предусматриваются), функционируют нормально;
- оборудование и системы обеспечения первого и второго контуров работают нормально.

Анализ изменения параметров первого и второго контуров и тепло-гидравлической обстановки в активной зоне проводится с моделью кинетики реактора, представленной в точечном приближении с учетом шести групп запаздывающих нейтронов.

При расчетном обосновании безопасности ЯЭУ широко используется модель «горячего канала». Суть данной модели заключается в следующем. Параллельно с основным расчетом процессов в активной зоне проводится повторный расчет наиболее теплонапряженного участка зоны, в котором воспроизводятся наиболее неблагоприятные условия протекания аварийного режима, приводящего к более вероятному достижению или превышению предельных значений основных параметров безопасности. Модель «горячего канала» в активной зоне обеспечивает динамический расчет значений основных параметров безопасности, определяющих предельные границы безопасной эксплуатации активной зоны в различных режимах в консервативных приближениях. Расчет проводится для каждой ТВС аналогично основному расчету тепло-гидравлических характеристик активной зоны. Модель «горячего канала» в активной зоне используется во всех современных динамических кодах, предназначенных для расчетного обоснования безопасности АЭС с реакторами различного типа. Детальное описание консервативных

приближений для расчета основных параметров безопасности в наиболее тяжелых авариях, и определение самих параметров безопасности даны в следующем разделе.

По модели «горячего канала» в режиме неуправляемого извлечения группы органов регулирования определяются параметры в наиболее теплонапряженном канале активной зоны, который по высоте разбивается на десять участков. Топливная таблетка по радиусу разбивается на десять цилиндрических слоев одинакового объема. Для определения запаса до кризиса теплоотдачи используются соотношения для критического теплового потока из работы [4].

Анализ режима неуправляемого извлечения группы органов регулирования выполнен при номинальной мощности реактора с использованием предельных зависимостей дифференциальной эффективности группы.

Неуправляемая группа органов регулирования двигается вверх, вызывая увеличение мощности реактора и повышение температуры теплоносителя и давления в первом контуре. При достижении уставки на срабатывание аварийной защиты реактора движение неуправляемой группы прекращается, и вместе с остальными группами органов регулирования она падает вниз. Мощность реактора и другие основные параметры первого и второго контуров снижаются. Мощность реактора – до уровня остаточных тепловыделений, давление второго контура – до давления срабатывания стопорных клапанов турбогенератора, а давление первого контура – до 13,7 МПа (140 кгс/см^2) на 65 секунде процесса. Минимальное значение коэффициента запаса до критического теплового потока в активной зоне не меньше допустимого значения. В частности, при извлечении регулирующей группы из состояния с номинальной мощностью минимальный запас до кризиса с вероятностью не менее 95 % составляет не менее 1,12 (границей возникновения кризиса при таком подходе считается величина 1,0). Хронологическая последовательность событий приведена в табл. 3.12.

Если неуправляемое перемещение вверх регулирующей группы произойдет на промежуточном уровне мощности реактора, то алгоритм протекания процесса совпадает с алгоритмом, описанным выше, но начальные параметры реакторной установки (мощность,

температура теплоносителя) будут меньше. По повышению уровня нейтронной мощности сработает аварийная защита реактора, обеспечивая безопасный останов реактора. При этом во всех случаях обеспечивается надежное охлаждение активной зоны реактора, минимальное значение коэффициента запаса до кризиса теплообмена больше допустимого значения.

Таблица 3.1

Хронологическая последовательность событий в режиме неуправляемого извлечения группы органов регулирования

Момент времени, с	Событие
0	Начало движения вверх регулирующей группы
14	Срабатывание аварийной защиты
52	Закрытие стопорных клапанов ТГ
66	Срабатывание БРУ-К

При анализе данного режима используется точечное приближение модели нейтронной кинетики, при этом предполагается, что наиболее напряженный канал не меняет своего местоположения. Правомерность такого допущения при определении минимального запаса до кризиса определяется сохранением симметрии расположения регулирующих стержней в активной зоне в данном режиме и подтверждается результатами расчетов, выполненных экспертами Госатомнадзора с использованием трехмерной модели активной зоны.

Ниже приведен алгоритм работы оборудования и систем без учета дополнительных отказов: при повышении уровня мощности до 102 % $N_{ном}$, АРМ должен переключаться в режим поддержания нейтронной мощности «Н». После повышения уровня мощности до 103 % $N_{ном}$, регулятор ограничения мощности (РОМ) должен снизить мощность до номинального значения. В случае дальнейшего роста мощности до 104 % $N_{ном}$, должна сработать предупредительная защита (ПЗ-1: погружение последовательно всех групп ОР СУЗ с рабочей скоростью до снижения мощности ниже 102 % $N_{ном}$). В случае достижения мощности 107 % $N_{ном}$ (в расчете это исходный уровень мощности), должна сработать аварийная защита. В данном режиме в качестве единичного отказа принимается отказ одного клапана БРУ-К.

3.4.2. Подключение ГЦН ранее неработающей 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 непредусмотренное 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 рас-

смаатриваемом 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 действующих блоках, рассчитывается температура на входе в «аварийный» сектор. Этот сектор рассматривается далее как изолированный реактор, для которого проводятся нейтронно-физический расчет с целью определения мощности наиболее напряженной кассеты и твэл. 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 твэл 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 твэл. Для исключения указанного повреждения твэл 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.

3.4.3. 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 перепада 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 станционной методике, 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. Полученные при таком подходе результаты подтверждаются результатами расчетов, выполненных экспертами ГАН с использованием трехмерной модели активной зоны. В целом необходимо отметить, что аварии с быстрым локальным вводом положительной реактивности предпочтительно анализировать с помощью нестационарных трехмерных программ, поскольку для получения консервативных 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 повышению уровня нейтронного потока с периодом разгона менее 10 с подается сигнал на срабатывание аварийной защиты. С учетом задержки на прохождение и формирование сигнала органы СУЗ начинают свое падение через 0.4 с с момента начала аварии. Эффективность аварийной

ной защиты взята с учетом застревания наиболее эффективного органа регулирования.

Поскольку увеличение мощности реактора происходит за время 1 с, работа оборудования первого и второго контура 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, $\text{м}^3/\text{ч}$ – 80000;
- время выброса стержня, с – 0.1;
- линейная нагрузка в горячей точке, $\text{Вт}/\text{см}$ – 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 кампании, 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.

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 без учета изменения параметров

за счет течи из первого контура. Анализ выброса регулирующего стержня проводится по методике, 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. Полученные при таком подходе результаты подтверждаются результатами расчетов, выполненных экспертами ГАН с использованием трехмерной модели активной зоны. Необходимо отметить, что аварии с быстрым локальным вводом положительной реактивности предпочтительно анализировать с помощью нестационарных трехмерных программ, поскольку для получения консервативных результатов по модели с точечной кинетикой необходимо применение специальных приемов (типа описанного выше), искусственно разрывающих связанные физические процессы.

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 теплонапряженного твэл, в котором возникают условия для кризиса теплообмена. Количество таких элементов не превышает 0.1 % от общего количества в активной зоне реактора. Методика и данные для определения процента разгерметизации твэл определяются по методике Главного конструктора, на которой здесь останавливаться не будем.

Помимо кризиса теплообмена, возможной причиной повреждения твэл 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).

3.4.4. Снижение концентрации борной кислоты

Снижение концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура может быть вызвано нарушениями в работе системы борного регулирования. Анализ этого режима выполняется в предположении, что он может произойти на различных этапах эксплуатации реакторной установки: при перегрузке топлива, пуске реактора, работе на мощности, во время останова реактора.

Расчетный анализ снижения концентрации борной кислоты в теплоносителе выполняется при следующих консервативных условиях:

- предполагается максимально возможная скорость разбавления бора, определяемая максимальной производительностью насосов нормальной подпитки первого контура ($80 \text{ м}^3/\text{ч}$ при работе всех насосов нормальной подпитки первого контура);

- предполагается, что в активной зоне присутствуют все топливные кассеты;

- во время перегрузки топлива принимается, что все регулирующие стержни извлечены из активной зоны;

- эффективность аварийной защиты перед началом разбавления бора принимается минимальной, без учета одного наиболее эффективного поглощающего стержня и без учета оперативного запаса реактивности на регулирование, предусмотренного в целях обеспечения возможности осуществления необходимого перемещения рабочей группы;

- принимается консервативное значение объема теплоносителя в контуре его циркуляции (289 м^3), при этом теплоноситель в компенсаторе давления считается не участвующим в процессе разбавления.

Режим со снижением концентрации борной кислоты в теплоносителе протекает аналогично режиму неуправляемого извлечения группы регулирующих органов, но с меньшей скоростью изменения мощности реактора. Максимальная скорость ввода положительной реактивности – $1,75 \times 10^{-5} \Delta K/K \text{ ч}^{-1}$.

Если снижение концентрации борной кислоты произошло во время пуска реактора, то следующее увеличение реактивности будет ограничено или срабатыванием предупредительной или аварийной защиты по повышению мощности, или оператором по команде с пульта управления.

Анализ показал, что оператор располагает достаточным временем (не менее 15 мин) до полного исчерпания запаса подкритичности остановленного реактора.

Разбавление борной кислоты при работе на номинальной мощности приводит к сравнительно медленному повышению мощности даже при максимальной скорости разбавления.

При отключенном автоматическом регуляторе мощности рост мощности ограничивается срабатыванием предупредительной защиты реактора. Дальнейшее снижение концентрации борной кислоты периодически вызывает ПЗ-1 и срабатыванием предупредительной защиты. Данный сигнал прекращается после возврата реактора к номинальному уровню мощности за счет очередного частичного перемещения вниз рабочей группы и возобновляющегося каждый раз по достижении уставки срабатывания ПЗ-1, превышающей номинальную мощность на 2–3 %. При этом оператор располагает временем не менее 15 мин, достаточным для оценки ситуации и останова реактора.

Анализ показывает, что при снижении концентрации борной кислоты в процессе холодного останова, оператор располагает достаточным временем от начала разбавления борной кислоты до полного исчерпания запаса подкритичности.

Из всех разобранных режимов ни один не является критичным с точки зрения нарушения целостности всех защитных барьеров. А выводы об увеличении газовой проницаемости оболочки ТВЭЛ в режиме с подключением неработающей петли ГЦК и кризисе теплообмена на поверхности оболочки отдельных ТВЭЛ 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 уплощение нейтрон-

ных полей в области наиболее теплонапряженных каналов и твэл. В этом случае кризиса теплообмена и увеличения газовой проницаемости не возникнет в рассматриваемых режимах.

3.5. 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 части учебного пособия рассматриваются вопросы теплотехнической надежности активной зоны реактора в режимах с уменьшением расхода теплоносителя. К таким режимам следует отнести:

- заклинивание одного ГЦН;
- обесточивание 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 твэл. 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 твэл с учетом

неравномерностей тепловыделений по высоте активной зоны реактора. Надежность охлаждения твэл 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 наихудшие начальные условия и наиболее консервативные нейтронно-физические и теплофизические характеристики активной зоны. Таких характеристик можно достичь:

- для топливной загрузки, использующей топливо максимального 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.

3.5.1. 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. Мощность реактора по достижению уставки на понижение перепада давления на ГЦН снижается до уровня остаточных тепловыделений через 5 с. Несоответствие начальной мощности реактора, превышающей проектную мощность для трех ГЦН и нового уменьшенного расхода теплоносителя, по мнению Главного конструктора вызывает кризис теплообмена на поверхности максимального напряженных твэл.

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 одну 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 твэл 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 твэл до 600 °С. Анализ результатов расчета показывает, что требование по максимальному проектному пределу повреждения твэл 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 твэл 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 твэл 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 твэл на порядок меньше, чем утверждается в ТОБ для 3-го блока Калининской АЭС. На практических занятиях по изучению основных параметров безопасности внимательно исследуем данный режим на полномасштабном моделирующем комплексе, использующем модель пространственной кинетики.

3.5.2. Обесточивание одного ГЦН

Каждый главный циркуляционный насос первого контура получает электропитание от трансформатора. При потере электропитания от рабочего трансформатора происходит переключение на резервный трансформатор в течение двух секунд. За это непродолжительное время существенного нарушения циркуляции теплоносителя не происходит. Неисправности в системе резервного трансформатора могут привести к отключению ГЦН.

При отключении ГЦН регулятор ограничения мощности по каналам системы управления и защиты реактора обеспечивает снижение мощности реактора до уровня, соответствующего числу ГЦН, остающихся в работе.

Обесточивание одного из четырех работающих ГЦН вызывает уменьшение расхода теплоносителя через активную зону реактора и соответствующее уменьшение мощности реактора.

По сигналу отключения одного из четырех работающих ГЦН снижение мощности реактора осуществляется работой РОМ, который посредством введения со скоростью 2 см/с рабочей группы регулирования снижает мощность реактора до уровня оставшихся в работе ГЦН ($0,7 N_{\text{ном}}$). Для исключения глубокого расхолаживания первого и второго контуров, расход пара на турбогенератор уменьшается до величины, соответствующей новому уровню мощности реактора из условия поддержания постоянного давления во втором контуре. После переходного процесса реакторная установка

продолжает работу на мощности реактора, соответствующей трем работающим насосам. Остальное оборудование и системы обеспечения первого и второго контуров работают нормально.

Критерием оценки надежного охлаждения активной зоны реактора в режимах с отключением различного числа ГЦН является значение минимального коэффициента до кризиса теплообмена не менее 1.0 с учетом разброса экспериментальных значений, составляющим 25 %.

Расчетный анализ режима с отключением одного ГЦН из четырех проводится, исходя из наихудших начальных условий и наиболее консервативных нейтронно-физических и теплофизических характеристик активной зоны, указанных в конце предыдущего раздела настоящей главы. Выводы данного анализа показывают, что теплотехническая надежность охлаждения активной зоны реактора обеспечивается.

Главный конструктор регулярно для каждого пускаемого блока проводит анализ теплотехнической надежности охлаждения активной зоны реактора в режиме отключения одного из четырех работающих ГЦН при условии непроектного полного или частичного отказа работы РОМ (запроектная ситуация): частичный отказ заключается в замедлении движения ОР СУЗ. В случае роста температуры теплоносителя на выходе из реактора срабатывает ПЗ-1, быстрогодействия которой, однако, недостаточно для исключения кризиса теплообмена в активной зоне. Для исключения кризиса теплообмена реализована аварийная защита по повышению температуры теплоносителя на выходе из реактора.

При обесточивании двух и более ГЦН в техническом проекте предусмотрено срабатывание аварийной защиты, достаточной для обеспечения надежного охлаждения активной зоны реактора.

При анализе проектного режима отключения одного ГЦН важно знать эффективность регулирующей группы. Ее значение принимается в соответствии с данными физических расчетов для пускаемой загрузки в конце кампании и уменьшенной на величину двойной погрешности расчета (величина погрешности берется из Аттестационного паспорта на программу физического расчета нейтронно-физических характеристик активной зоны).

Режим отключения одного из четырех ГЦН на номинальной мощности является определяющим режимом с точки зрения минимально допустимой эффективности регулирующей группы при существующих алгоритмах работы систем автоматического регулирования блока. В данном режиме РОМ приводит к погружению регулирующей группы в активную зону для ограничения мощности до 70 %. При этом погружение желательно не больше 50–60 % от высоты активной зоны, чтобы не сильно перекашивать распределение тепловыделений по объему зоны. Опыт эксплуатации энергоблоков с ВВЭР-1000 показывает, что имеет место расхождение расчетных и фактических данных по эффективности регулирующей группы и скорости разгрузки реактора. Для исключения срабатывания АЗ по превышению допустимых значений температур в «горячих» нитках ГЦК и исключения зависимости от неточности расчета характеристик регулирующей группы Главный конструктор в последнее время склоняется к следующему техническому решению для обеспечения безопасности для режима с отключением одного из четырех ГЦН на номинальной мощности. Разгрузка реактора происходит системой УРБ и последующей разгрузкой реактора с помощью РОМ. В качестве группы для УРБ используется первая группа (состоящая всего из трех ОР СУЗ и очень «легкая по весу реактивности»), РОМ воздействует на 10 группу (всего групп для современных проектов 10). В исходном состоянии 10 группа находится на высоте 80–90 % от низа активной зоны.

Коэффициенты неравномерности и профиль распределения энерговыделения по высоте активной зоны для расчета запаса до кризиса теплоотдачи выбираются как наиболее консервативные из двух вариантов:

- максимальные проектные величины для исходного состояния;
- максимальные величины по данным нейтронно-физических расчетов и самый неблагоприятный профиль тепловыделения по высоте реактора.

При сбросе группы ОР СУЗ имеет место увеличение неравномерности энерговыделения, что учитывается введением дополнительного коэффициента $K_{урб} = 1.15$ при использовании проектных значений коэффициентов неравномерности энерговыделения. При

проведении расчетов в исходные данные закладываются консервативные комбинации нейтронно-физических характеристик.

Проведенный в работе [21] анализ режима с отключением одного ГЦН из четырех с частичным отказом РОМ показывает следующее. При наиболее консервативных приближениях возможно наступление кризиса теплообмена на поверхности оболочки твэл при скорости разгрузки реактора менее значения, равного 0.25 % в секунду. В рассмотренных в работе [21] вариантах со срабатыванием системы УРБ в данном режиме при скорости разгрузки меньше 0.25 % в секунду обеспечивается надежное охлаждение активной зоны.

В работе [22] показано, что сброс группы УРБ и одновременная работа РОМ не увеличивает неравномерности энерговыделения сверх проектных пределов.

Однако предлагаемые меры по мнению многих специалистов избыточны, так как они приняты на основе методик, использующих модель точечной кинетики для нестационарных режимов. На практических занятиях по изучению основных параметров безопасности внимательно исследуем данный режим на полномасштабном моделирующем комплексе, использующем модель пространственной кинетики, и покажем избыточность предлагаемых мер.

3.5.3. 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 с 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 с с момента обесточивания всех ГЦН, что определяет 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 [23] показывают, что обеспечивается надежное охлаждение активной зоны реактора. Минимальное значение коэффициента запаса до кризиса

теплообмена достигается на 3 с процесса и составляет 1.03, что больше допустимого значения.

3.5.4. 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 с 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 с) по сравнению с режимом отключения всех ГЦН (2,3 с).

3.5.5. Ложный впрыск в КД от системы подпитки

Проектный режим ложного впрыска в компенсатор давления от штатной системы подпитки рассматривается при температуре впрыскиваемой воды равной 60 °С.

Настоящий режим возможен при маловероятной ситуации, когда отключена продувка первого контура и появился ложный сигнал на открытие арматуры на линии расхолаживания КД от подпиточных насосов. Анализ сочетания такого неблагоприятного режима с отключением различного числа ГЦН позволяет установить зависимость минимально допустимого давления контура от мощности реактора из условия надежного охлаждения активной зоны.

Анализ данного режима при наложении различных отказов показывает, что обеспечивается надежное охлаждение активной зоны реактора, причем с большим запасом.

3.6. 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 твэл, хотя и в проектных пределах. Принимается, что происходит разгерметизация 10 % твэл (4400 твэл). Для данного режима и указанной доли разгерметизации была рассчитана радиационная обстановка на АЭС и за ее пределами.

Результаты расчета выброса радиоактивных веществ в вентиляционную трубу приводятся в табл. 3.13, а дозовые нагрузки на население приведены в табл. 3.14.

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

- 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).

Здесь приводятся дозовые нагрузки при повреждении твэл 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 утверждает в ТООБ

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

№ п/п	Радионуклид	Активность, выброшенная в вент. 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

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 критичными для основных защитных барьеров ЯЭУ. Изложение материалов по аварийным режимам продолжится с описания режимов с нарушениями герметичности оборудования 2-го контура.

Таблица 3.14

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

Источник радиации и место поражения в человеческом теле	Дозовые нагрузки при расчете аварии с заклиниванием одного ГЦН		Предел дозы для человека от газо-аэрозольного выброса для нормального режима работы АЭС
	Расстояние от источника выброса, м		
	3000 (граница СЗЗ)	6500	
1. На тело:			
1.1. От облака выброса	0,62 мбэр/год	0,87 мбэр/год	
1.2. 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
2. На щитовидную железу (критическая группа населения) за счет ингаляции	1,10 мбэр	1,30 мбэр	60 мбэр

3.7. Режимы с разуплотнением второго контура

К режимам с разуплотнением второго контура следует отнести следующие:

- разрыв паропровода;
- непредусмотренное открытие предохранительного клапана парогенератора;
- непредусмотренное открытие БРУ-К;
- разрыв трубопровода питательной воды, парогенераторов.

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. Поскольку пропускная способность предохранитель-

ных клапанов парогенератора и БРУ-А имеют примерно одинаковое значение скорости снижения давления в аварийном парогенераторе, характер изменения параметров первого и второго контуров практически совпадает. Поэтому обычно в ТОБ анализируется режим непредусмотренного открытия предохранительного клапана парогенератора. При непредусмотренном открытии одного из четырех БРУ-К снижение давления в паровом коллекторе оказывает влияние на все парогенераторы и расхолаживание первого контура в целом. По этой причине указанный режим является более благоприятным в части безопасности, чем режимы непредусмотренного открытия БРУ-А и ПК ПГ, и не рассматривается здесь.

3.7.1. Разрыв паропровода

Напомним принцип единичного отказа в системах, важных для обеспечения безопасности, принятый в руководящих документах МАГАТЭ и в российских надзорных органах. 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 исходном событии, с наложением одного независимого от исходного отказа любого из элементов систем безопасности.

Когда происходит течь в каком-то оборудовании АЭС, то ее 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 из 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 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-ой 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 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.

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 отключение ГЦН аварийной петли по сигналу разрыва паропровода показывает, что наличие одного отказа не приводит к неотключению соответствующего ГЦН.

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 неотключению подачи питательной воды от АПН.

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

1. Разрыв паропровода без отсечения от течи с обесточиванием АЭС.
2. 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 твэл 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 Калининской АЭС в секторе симметрии 60 °С.



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

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. Коэффициент расхода в течь с учетом гидравлического сопротивления до места разрыва принят равным 0.7.

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 расхода жидкого теплоносителя первого контура.

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 и 2 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-го и 2-го 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 с 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 твэл [24], при этом необходимо обеспечить:

- температуру оболочек твэл не более 1200 °С;
- локальную глубину окисления оболочек твэл 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. 3.15. Хронологическая последовательность событий в режиме разрыва паропровода с обесточиванием

АЭС в случае полного невмешательства оператора приведена в табл. 3.16.

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

Таблица 3.15

Перечень рассмотренных вариантов в режиме разрыва паропровода

Название	Вариант 1 Разрыв паропро- вода без отсечения от сети	Вариант 2 Разрыв паропровода с отключением ГЦН аварийной петли
1	2	3
Уровень мощности реактора в % от номинального перед аварией	107	107
Число отключаемых ГЦН, шт	4	1
Температура теплоносителя по- вторной критичности, °С	250	250
Температура питательной воды на входе в аварийный ПГ после от- крытия стопорных клапанов, °С	5	164
Подача питательной воды от АПН	Через 40 с	
Модель идеального перемешива- ния 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 ТВЭЛ.

Таблица 3.16

Хронологическая последовательность событий

Момент времени, с	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 составляет 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 твэл показывает, что максимальная температура топлива не превышает 2000 °С, а температура оболочки – 1020 °С. Локальная глубина окисления оболочек твэл не превышает 1.2 % первоначальной толщины стенки. Кризис теплообмена отсутствует для твэл с нагрузкой 0.8 максимальной.

Таким образом, с учетом неравномерностей энерговыделений между кассетами в «холодном» секторе активной зоны кризис теплообмена возможен в 9 кассетах. С учетом этого, масса прореагировавшего циркония составляет 1.7 кг, а максимальная доля прореагировавшего циркония не превышает 7.5×10^{-3} % от полной массы циркония в активной зоне. Таким образом, максимальный проектный предел повреждения твэл [1] 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 твэл.

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 контура выполнены без учета работы системы подпитки 1 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 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.

3.7.2. Непредусмотренное открытие ПК ПГ

Непредусмотренное открытие сбросного или предохранительного клапанов парогенератора может произойти в результате ошибочных действий персонала АЭС или появления ложного сигнала на их открытие в электрических и гидравлических цепях системы управления.

Открытие клапана вызывает уменьшение давления пара и необходимость увеличения расхода питательной воды в этот парогенератор. Повышенный расход питательной воды, номинальный расход на турбину и истечение пара через открывшийся клапан уменьшают среднюю температуру теплоносителя первого контура. По понижению давления первого контура или по повышению мощности реактора срабатывает аварийная защита реактора, снижая мощность энерговыделений.

Пропускные способности как сбросного, так и предохранительного клапанов парогенератора имеют примерно равные значения по производительности парогенераторов 60 % и 50 % соответственно. При одних и тех же условиях степень и скорость расхолаживания реакторной установки при непредусмотренном открытии БРУ-А и ПК ПГ будут примерно одинаковы.

Режим непредусмотренного открытия предохранительного клапана рассматривается при номинальной мощности реактора с учетом консервативно выбранных отклонений параметров. Кроме того, принято, что коэффициенты неравномерности тепловыделений максимальны, а коэффициенты реактивности по температуре теплоносителя максимально отрицательны. Наиболее консервативные результаты расчета получаются, когда режим непредусмотренного открытия ПК ПГ выполнен с учетом обесточивания АЭС. Расчет непредусмотренного открытия ПК ПГ выполнен при следующих условиях:

- алгоритм работы системы защиты и управления реактора осуществляется в соответствии с проектными уставками и блокировками. Эффективность аварийной защиты принята с учетом застревания одиночного стержня максимальной эффективности;

- отбор пара на турбину происходит номинальным расходом;

- системы обеспечения (ГЦН, подпитка, продувка, работа сбросных устройств и т.д.) первого и второго контуров функционируют нормально. В момент наступления обесточивания АЭС отключаются ГЦН, подпитка первого и второго контуров, БРУ-К, впрыск в КД;

- принято, что обесточивание АЭС происходит в неблагоприятный момент – момент поступления сигнала на срабатывание аварийной защиты реактора по повышению мощности реактора. В результате срабатывание аварийной защиты происходит с задержкой в 2,3 с;

- подача питательной воды в парогенераторы от АПН происходит через 120 с после момента обесточивания и с температурой 5 °С.

Анализ тепло-гидравлической обстановки первого и второго контуров в режиме непредусмотренного открытия ПК ПГ проводится по методикам Главного конструктора в приближениях, с которыми можно познакомиться в работе [24].

Первый контур представлен четырьмя циркуляционными петлями, на каждой из которых расположены парогенератор и ГЦН, к одной из петель подключен компенсатор давления. Активная зона представлена двумя параллельными каналами, один из которых моделирует канал протечек теплоносителя мимо тепловыделяющей

части активной зоны. По второму контуру все парогенераторы объединены в общий паровой коллектор, из которого по паропроводам подводится пар на турбогенератор. На каждом парогенераторе расположены предохранительные клапаны, сбросной клапан БРУ-А. На общем паровом коллекторе расположены сбросные клапаны турбогенератора БРУ-К. Составной частью методики является модель «горячего канала», описывающая тепло-гидравлическое состояние теплонапряженного канала активной зоны реактора. В качестве теплонапряженного канала активной зоны принималась кассета, в которой удельное тепловыделение в топливе рассматривается как произведение удельного тепловыделения в активной зоне на коэффициенты, учитывающие неравномерность энерговыделения по топливной кассете, неравномерность энерговыделения по высоте и радиусу активной зоны.

Хронологическая последовательность событий приведена табл. 3.17.

При принятых в расчете максимально-отрицательных коэффициентах реактивности по температуре теплоносителя первого контура, мощность реактора в режиме непредусмотренного открытия ПК ПГ возрастает сначала до уставки на срабатывание предупредительной защиты 1 рода, затем до уставки на срабатывание аварийной защиты реактора.

При учете обесточивания полагают, что оно происходит в момент срабатывания аварийной защиты, и падение всех стержней имеет задержку в 2,3 с. К моменту сброса групп аварийной защиты расход теплоносителя через активную зону снижается до 0.9 от номинального значения, давление первого контура – до 15.1 МПа (154 кгс/см^2), а давление второго контура уменьшается до 5.6 МПа (57.5 кгс/см^2).

В результате дальнейшего расхолаживания первого и второго контуров давление второго контура снижается до давления закрытия стопорных клапанов турбины, расход теплоносителя первого контура – до расхода естественной циркуляции, а мощность реактора – до уровня остаточных тепловыделений. Анализ показал, что вследствие высокого уровня мощности и уменьшенного расхода теплоносителя в каналах с коэффициентами неравномерности мощности твэл, превышающими 1.4, возникает кризис теплообме-

на. Количество твэл, на поверхности которых имеет место кризис теплообмена, не превышает 1140. Максимальная температура оболочки самого напряженного твэл равна 656 °С. Анализ результатов расчета показал, что требования [1] по максимальному проектному пределу повреждения твэл для аварийных ситуаций, обеспечиваются.

Таблица 3.17

Хронологическая последовательность событий

Момент времени, с	Событие
1	2
0	Работа РУ на номинальных параметрах
0,1	Ложное открытие ПК ПГ, приведшее к его неподачке
7,4	Срабатывание ПЗ-1
74	Включение вспомогательных питательных насосов по сигналу понижения уровня в ПГ
81,7	Поступление сигнала на срабатывание АЗ по повышению нейтронной мощности реактора
	Обесточивание станции (отключение внешнего источника): - отключение ГЦН и начало их выбега; - отключение систем подачи питательной воды в ПГ; - отключение систем КД (впрыска, нагревателей); - отключение БРУ-К; - отключение подпитки первого контура. Включение программы запуска дизельных генераторов и их ступенчатого пуска
84	Срабатывание АЗ, начало движения стержней АЗ
88	Полное введение органов регулирования до низа активной зоны
93	Закрытие стопорных клапанов ТГ
201.7	Включение АПН
240	Закрытие БЗОК на аварийном ПГ
	Закрытие клапана аварийного питания аварийного ПГ

По поводу результатов расчетов данной аварии, выполненных Главным конструктором, можно сказать то же самое, что и по поводу разрыва паропровода и заклинивания одного ГЦН. Отсутствие модели пространственной кинетики в моделях 1-го и 2-го кон-

туров 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. 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, НИЯУ 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 из 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 [24].

3.8. 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 ТВЭЛ. Если не принять

специальные меры, 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;
- непредусмотренное срабатывание предохранительного клапана компенсатора давления (паровая течь);
- разрыв трубопроводов первого контура диаметром $ДУ \leq 109$ мм.

Разрыв ГЦТ и трубопроводов 1-го 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 ТВЭЛ в соответствии с ПБЯ РУ АС-89 [1]:

- температура оболочки ТВЭЛ не более 1200°C ;
- 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. 3.18

Расчет начальной стадии аварии разрыва трубопроводов первого контура проведен по многоэлементной модели ТЕЧЬ-М-4, описание которой приведено в [25]. 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. Активная зона представлена тремя параллельными каналами, один из которых – не обогреваемый, два других моделируют обогреваемую часть активной зоны. Один из обогреваемых каналов имеет тепловыделение, среднее по активной зоне, второй канал – максимальное тепловыделение. Каналы активной зоны по высоте разделены на 12 участков, 10 из которых моделируют обогреваемую часть, а остальные – вход и выход из активной зоны.

Таблица 3.18

Перечень защит и блокировок, принятых в расчетах

Условия срабатывания защиты и блокировки	Численное значение	Вид защиты и блокировки
1. Давление теплоносителя над активной зоной (при температуре в горячих петлях более 260 °С), МПа (кгс/см ²), менее	14,5 (148)	АЗ (с задержкой на срабатывание 0,3 с)
2. Полное обесточивание, с	2,0	АЗ (с задержкой на срабатывание 2.3 с)
3. Повышение давления в паровом коллекторе ПГ до, МПа (кгс/см ²)	7,65(78)	Открывается БРУ-А
4. Снижение давления в паровом коллекторе ПГ до, МПа	6,076	Закрывается БРУ-А
5. Разность температур между температурой насыщения, взятой как функция давления над активной зоной, и температурой теплоносителя в любой из горячих ниток, менее, °С	10	Запуск высоконапорных и низконапорных насосов аварийного расхолаживания
6. Снижение давления в напорной и сборной камерах реактора до, МПа	5,88	Начало поступления воды из гидроемкостей САОЗ
7. Снижение уровня в емкостях САОЗ до, м	1,2	Сигнал на закрытие отсечных задвижек на линиях баков САОЗ

Для описания первого контура выделено две петли, одна из которых описывает аварийную петлю с течью, другая (эквивалентная работоспособная петля) – работоспособные петли. Каждая из циркуляционных петель состоит из «горячей нитки», парогенератора, «холодной» нитки и ГЦН. Парогенератор описывается 7 элементарными объемами, 5 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 [26]. Расчетная схема представлена на рис. 3.6 и включает модель реактора, в которой выделены напорная и сборная камеры и активная зона, 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 твэл. 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 2-х быстродействующих задвижек на линии;

➤ выброс газа из емкости САОЗ в 1 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;

➤ 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/см^2);

➤ 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 с после обесточивания и времени закрытия арматуры 10 с происходит дополнительное повышение максимальной температуры оболочек ТВЭЛ на 70°C по сравнению с вариантом без попадания газа в реактор.

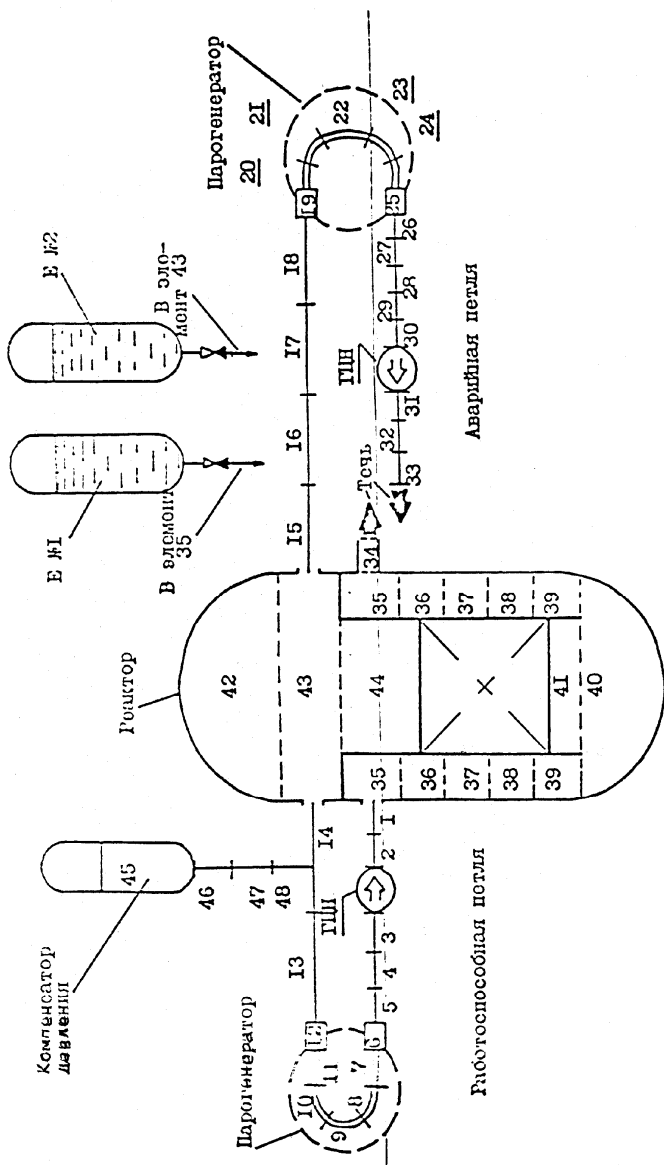


Рис. 3.5. Расчетная схема 1-й стадии максимально проектной аварии (МПА)

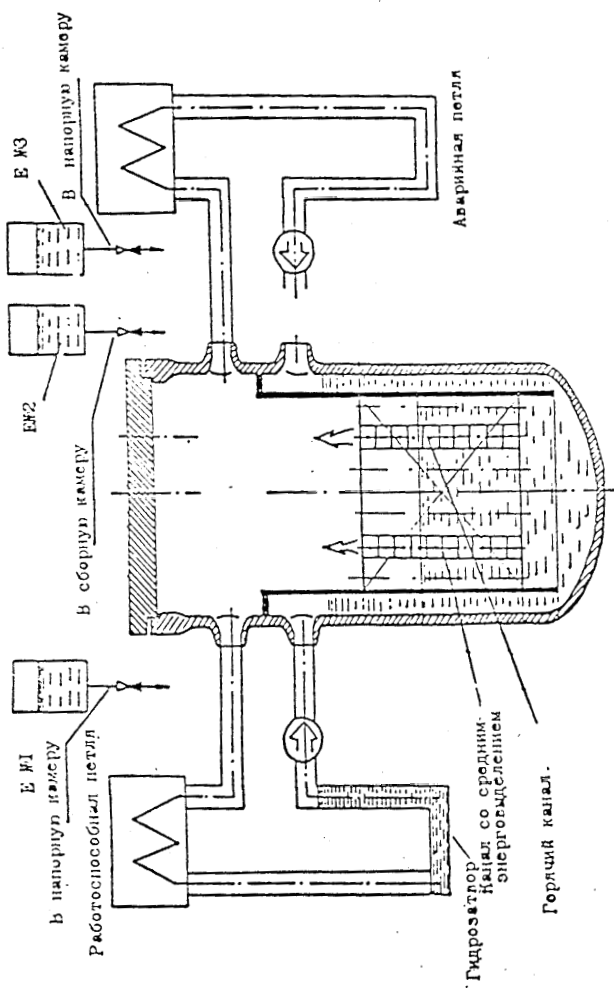


Рис. 3.6. Расчетная схема 2-й стадии максимально проектной аварии (МПА) с повторным заливом

При принятом алгоритме пуска систем безопасности и выполнении проектных ограничений по линейной мощности ТВЭЛ в «горячей» точке наиболее теплонапряженного канала нарушения второго проектного предела не происходит [27].

В расчетах аварийных режимов с введением в функционирование активной части САОЗ задержка в подаче воды принимается, как правило, 40 с с момента достижения параметрами уставок аварийных сигналов.

Минимальная скорость ввода отрицательной реактивности за счет работы активной части САОЗ для трехгодичной первой и двухгодичной стационарной топливных загрузок составляет $-5 \cdot 10^{-4}$ ДК/К.

Минимальная скорость ввода отрицательной реактивности за счет работы активной части САОЗ для двухгодичной первой топливной загрузки составляет -10^{-3} ДК/К.

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 ТЕЧЬ-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 твэл 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 твэл 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 твэл в расчетах приняты для среднего в пределах поля допусков на топ-

ливо и оболочку зазора ($=0.215$ мм) без учета погрешности определения проводимости, но с учетом уменьшения ее на 8 % за счет до спекания 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 энерговыделений по высоте активной зоны.

Вследствие разрыва начинается истечение теплоносителя из обоих концов трубопровода. Начальный расход течи из «холодного» 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 ТВЭЛ.

Максимальное значение температуры оболочки в «горячей» точке наиболее теплонапряженного ТВЭЛ 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 восьмой секунде с начала аварии и заканчивается на 60 с. 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 ТВЭЛ выше 700 °С начинается парциркониевая реакция. Подробные данные по объему повреждения ТВЭЛ в аварии разрыва ГЦТ представлены в [28]. 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 ТВЭЛ даже при наличии гидрозатворов в соответствии с [1].

Последовательность основных событий для рассмотренных «больших» аварий с потерей теплоносителя приведена в табл. 3.19.

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 серьезными последствиями, чем тот же режим, моделируемый для расчетного обоснования технической безопасности ЯЭУ. Главным итогом расчетных исследований аварийных режимов с течью в 1-м конту-

ре является гарантированное непревышение максимального проектного предела повреждения ТВЭЛ.

Таблица 3.19

Последовательность событий при разрыве трубопроводов первого контура

Событие	Время с начала аварии, с				
	Разрыв ГЦТ	Разрывы трубопроводов первого контура меньших диаметров			
		КД-ГЦТ	КД	САОЗ-СКР	САОЗ-НКТ
1	2	3	4	5	6
1. Разрыв трубопровода первого контура	0	0	0	0	0
2. Полное обесточивание АЭС	0	0	0	0	0
3. Срабатывание стопорных клапанов турбины	0	0	0	0	0
4. Низкое давление в первом контуре (сигнал в систему АЗ)	0,02	0,034	1,67	0,058	0,058
5. Начало движения органов АЗ	0,32	0,334	1,97	0,358	0,358
6. Достижение максимальной температуры оболочки	6,0	3,5	0,0	0,0	3,0
7. Максимальное значение температуры, °С	1078	770	350	350	660
8. Срабатывание емкостей САОЗ	8,0	12,5	30	98	60
9. Подача воды низконапорными насосами САОЗ	40	40	360	120	120
10. Подача воды высоконапорными насосами САОЗ	Не учит.	40	85	40	40
11. Открытие БРУ-А	Не сраб.	5,2	6,0	10	10
12. Отключение емкостей САОЗ по снижению уровня в них до 1,2 м	60	—	—	—	—

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 барботером 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 приближениях и допущениях в моделях комплекса и начальных данных могут приводить к достижению только первого проектного предела повреждения твэл. 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.

3.9. Принцип консервативности, принятый в расчетном обосновании безопасности

Из рассмотрения результатов расчетного обоснования безопасности ЯЭУ, приведенных в предыдущем разделе, становится ясен тот факт, как велик запас «прочности» в конструкции ЯЭУ с ВВЭР-1000 и насколько хорошо защищены основные барьеры безопасно-

сти 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 понятию консервативных положений в расчётном анализе или лучше сказать понятию принципа консервативности в расчётном анализе безопасности ЯЭУ. Еще раз повторим это определение. Понятие принципа консервативности в расчетах основано на следующих положениях:

- формирование стационарного состояния ЯЭУ, являющегося начальными условиями для исследуемого динамического режима, такого, в котором устанавливаются интегральные параметры ЯЭУ и полевые распределения локальной мощности в активной зоне, которые бы приводили к наиболее тяжелым последствиям аварии на состояние основных защитных барьеров ЯЭУ;

- 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;

- при проведении расчета аварии учитываются погрешности расчета основных параметров, влияющих на протекание аварийного процесса, таким образом, чтобы они тоже приводили бы 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 берется со знаком плюс и значение мощности увеличивается до 106 %. В этом случае можно увеличить эту величину еще на 1 % и получить мощность ЯЭУ на грани-

це срабатывания АЗ. Увеличение мощности ЯЭУ увеличивает начальное теплосодержание не только твэл, 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 твэл превышает 1-й проектный предел безопасности, степень повреждения оболочки твэл заметно увеличивается.

Другим примером может служить формирование начального распределения локальной мощности по объему активной зоны. Самое неблагоприятное с точки зрения возникновения кризиса теплоотдачи на поверхности оболочки твэл 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 зависимости 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 твэл.

Обратимся к иллюстрации второго положения в определении консервативности.

Для многих аварийных режимов критичным становится степень перемешивания в нижней камере смешения реактора. Модели физических процессов, какими 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 пере-

мешивания 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 сверх консервативным, так как это положение 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. 3.20 приведены расчет-

ные и измеренные эффективности ОР СУЗ для 1-й и 2-й топливных загрузок 3-го блока Калининской АЭС.

Таблица 3.20

Эффективность аварийной защиты реактора, эффективность «застывшего» ОР СУЗ (13-36) и полная эффективность АЗ

Параметр	Значение				
	Измерения	Расчет			
		Для расчета аварии	БИПР-7А Статика	ПРОСТОР	
				Динамика	Статика
$\Delta\rho_{аз}$, %	4,52±0,22	2,71–2,97	5,62	4,65	6,13
$\Delta\rho_{ор}$, %	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, $\Delta\rho_{ор}$ – эффективность органа регулирования.

Из табл. 3.20 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 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 реак-

тивности по температуре теплоносителя. Для аварий с захлаживанием 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 расчетном 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 объемного 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, НИЯУ МИФИ и т.д.), данный консерватизм становится чрезмерным и тормозит дальнейшую модернизацию ЯЭУ. Ниже будет показано, как при сохранении всех консервативных положений за исключением ис-

пользования 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 ТВЭЛ;
- максимально возможная температура на наружной поверхности оболочки ТВЭЛ;
- максимально возможная температура топлива в ТВЭЛ.

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 тепло-гидравлических характеристик активной зоны.

Суть модели «горячего канала» в следующем. Для дополнительного расчета тепло-гидравлических и теплофизических характеристик каждой ТВС используется распределение неравномерности локальной мощности в ней, полученное из системы «ХОРТИ-

ЦА» [29] (данная система входит в состав СВРК) или из модели активной зоны в составе полномасштабного моделирующего комплекса. Объемные коэффициенты неравномерности локальной мощности K_V умножаются на максимальный коэффициент неравномерности локальной мощности по твэл K_{kk} в данной сборке и в данном высотном сечении активной зоны. Эти коэффициенты K_{kk} рассчитываются для твэл внутри ТВС, для твэл на периферии ТВС и для ТВЭГ по программе ПЕРМАК [30], 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 твэл и сколько твэл имеет такую температуру. Для этого нужно знать максимальный коэффициент неравномерности локальной мощности по всем твэл 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 $K_{kk,s}$, 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:

$$K_{\text{твэл}}^{\text{max}} = K_{kk}^{\text{max}}(i, j, t);$$

2 – реализуемый вариант для расчетного сопровождения:

$$K_{\text{ТВЭЛ}}^{\max} = K_{kk}^{\max}(i, j, T) \times \frac{\max_{x,y,z}(Q(x, y, z, i, j, t))}{\text{avr}_{x,y,z}(Q(x, y, z, i, j, t))};$$

3 – реализуемый вариант для проектных расчетов:

$$K_{\text{ТВЭЛ}}^{\max} = 1.1 \times K_{kk}^{\max}(i, j, t_0) \times \frac{\max_{x,y,z}(Q(x, y, z, i, j, t))}{\text{avr}_{x,y,z}(Q(x, y, z, i, j, t))}.$$

$K_k^{\max}(i, j, t)$ – максимальный коэффициент неравномерности локальной мощности по твэл 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 расчетном объеме 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 твэл в i -й ТВС для j -го высотного сечения, уточненный по двумерной потвэльной модели в момент времени T , когда произошли 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 твэл 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 твэл 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 по-

мещены в табл. 3.21, 3.22, 3.23. Для сравнения в этих же таблицах приводятся абсолютные значения максимальных значений K_{kk} , для тех же ТВС, полученных из программного комплекса ПРОСТОР [14], [31]. 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.

Таблица 3.21

Коэффициент неравномерности мощности ТВЭЛ по отношению к средней мощности ТВС №1 в произвольном сечении по высоте активной зоны на начало 2-й кампании 3-го блока КЛНАЭС

№ сечения по высоте	Отношение максимальной потвэльной мощности к средней мощности ТВЭЛ в данном сечении 1-й ТВС			Отношение максимальной мощности в ТВС к средней мощности в данном сечении 1-й ТВС
	ТВЭЛ	ТВЭГ	Перифер. 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

Таблица 3.22

Коэффициент неравномерности мощности ТВЭЛ по отношению к средней мощности ТВС №2 в произвольном сечении по высоте активной зоны на начало 2-й кампании 3-го блока КЛНАЭС

№ сечения по высоте	Отношение максимальной потвэльной мощности к средней мощности ТВЭЛ в данном сечении 2-й ТВС			Отношение максимальной мощности в ТВС к средней мощности в данном сечении 2-й ТВС
	ТВЭЛ	ТВЭГ	Перифер. 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

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 активной зоны 60° . ТВС №2 располагается в втором ряду от центра активной зоны и является внутренней кассетой без ТВЭГ в окружении других ТВС. В данной кассете коэффициенты неравномерно-

сти локальной мощности K_k не велики. 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 потвзльным распределением энерговыделения в ТВС и возможным всплеском потока тепловых нейтронов в периферийных ТВЭЛ, а большим градиентом потока быстрых нейтронов по сечению периферийной ТВС. И эта неравномерность может быть хорошо рассчитана по кассетной трехмерной программе.

Таблица 3.23

Коэффициент неравномерности мощности ТВЭЛ по отношению к средней мощности ТВС №2 в произвольном сечении по высоте активной зоны на начало 2-й кампании 3-го блока КЛНАЭС

№ сечения по высоте	Отношение максимальной потвзльной мощности к средней мощности ТВЭЛ в данном сечении 28 ТВС			Отношение максимальной мощности в ТВС к средней мощности в данном сечении 28 ТВС
	ТВЭЛ	ТВЭГ	Перифер. 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

Для надежности найденные коэффициенты умножаются на дополнительный коэффициент, равный 1.1, характеризующий неточность определения K_{kk} .

Помимо расчета коэффициентов неравномерности локальной мощности по твэл, которые уточняются с учетом реального положения ОР СУЗ и значения мощности, необходимо оценить возможное отклонение энерговыделения в твэл, обусловленное различными технологическими неточностями изготовления топлива и погрешностью расчета распределения энерговыделения в ТВС.

Отклонение энерговыделения в твэл, 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 $K_{упр}$, равным 1.02. При небольшом искривлении решеток в ТВС или технологических отклонениях в изготовлении ТВС может происходить уменьшение расхода теплоносителя (затеснение) через данную ТВС.

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 локальной 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 вводно-топливного отношения и соответственно размножающих свойств. Это изменение приводит к дополнительной неопределенности в значении коэффициента неравномерности локальной мощности по твэл, определяемого коэффициентом $K_{изг}$, 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 объемного энерговыделения используются для расчета предельных значений основных параметров безопасности на основе различных корреляций и замыкающих соотношений по расчету критического теплового потока на поверхности твэл. Основными замыкающими соотношениями являются соотношения ОКБ «Гидропресс» и соотношения, используемые в системе «ХОРТИЦА» [29]. Данные корреляции и соотношения также имеют свою погрешность расчета. Для расчета критического теплового потока с поверхности твэл 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 объемной неравномерности K_V , получаемые из средних значений мощности по объему расчетного узла, умножаются на коэффициент потвэльной неравномерности мощности относительно средней мощности ТВС и на остальные коэффициенты, определенные выше. Далее происходит интегрирование удельной мощности твэл по высоте на участке расположения ДПЗ и получаются предельно возможные значения линейной нагрузки на твэл. Выглядит это следующим образом:

$$Q_1^{\text{пред}} = \frac{\int_{Z_1}^{Z_2} K_V(z) dz}{Z_2 - Z_1} \times K_{\text{ТВЭЛ}}^{\text{max}} \times K_{\text{инж}} \times K_{\text{упр}} \times K_{\Delta T} \times K_{\text{изг}} \times Q_1^{\text{сред}}, \quad (3.8)$$

где 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:

$$Q_{l_1}^{\text{пред.}} = Q_l^{\text{пред.}} \times \frac{K_{kk_твэл}^{\text{max}}}{K_{kk}^{\text{max}}}, \quad Q_{l_2}^{\text{пред.}} = Q_l^{\text{пред.}} \times \frac{K_{kk_твэг}^{\text{max}}}{K_{kk}^{\text{max}}}$$

$$Q_{l_3}^{\text{пред.}} = Q_l^{\text{пред.}} \times \frac{K_{kk_п_твэл}^{\text{max}}}{K_{kk}^{\text{max}}}, \quad (3.9)$$

где $Q_{l_1}^{\text{пред.}}$ – предельно возможная тепловая нагрузка на внутренний твэл; $Q_{l_2}^{\text{пред.}}$ – предельно возможная тепловая нагрузка на ТВЭГ; $Q_{l_3}^{\text{пред.}}$ – предельно возможная тепловая нагрузка на периферийный твэл; $K_{kk_твэг}^{\text{max}}$ – максимальный коэффициент неравномерности локальной мощности в выбранных ТВС и высотном сечении для ТВЭГ; $K_{kk_твэл}^{\text{max}}$ – максимальный коэффициент неравномерности локальной мощности в выбранных ТВС и высотном сечении для внутренних твэл; $K_{kk_п_твэл}^{\text{max}}$ – максимальный коэффициент неравномерности локальной мощности в выбранных ТВС и высотном сечении для периферийных твэл; K_{kk}^{max} – максимальный коэффициент неравномерности локальной мощности в выбранных ТВС и высотном сечении для всех твэл и ТВЭГ.

Вычисления, проводимые по формулам (1.8) и (1.9), являются прямым расчетом предельных тепловых нагрузок на твэл, 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 (1.5). Вопрос, что лучше вычислять: $Q_{l_1(2,3)}^{\text{пред.}}$ или $K_{V\lim-1(2,3)}(i, j, t)$ – вопрос дискуссионный. Во многом эти величины равноправны: для вычисления одной и другой нужны потвэльные расчеты. Превышение предельно возможных величин $Q_{l_1(2,3)}^{\text{пред.}}$ 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 преимущество прямых расчетов величины $Q_{l_1(2,3)}^{\text{пред.}}$ является возможность ограни-

читься потвѣльными расчетами в режиме «off-line» и использовать $Q_{1(2,3)}^{\text{пред.}}$ в расчетном анализе различных аварий.

Формирования вышеуказанных множителей для расчета основных предельно возможных значений линейных тепловых нагрузок на твэл (формулы 1.7 и 1.8) и использования этих значений в модели «горячего канала» в составе полномасштабного моделирующего комплекса еще недостаточно для формирования всех консервативных приближений, используемых в расчетном анализе безопасности. Помимо расчета величин $Q_{1(2,3)}^{\text{пред.}}$ необходимо в соответствии с вышесформулированным 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 погрешность 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 °С также считается общим консервативным положением. К ним можно присоединить и положение с уменьшением давления в реакторе на 1–2 атм. (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 создает 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 ТВЭЛ.

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 моделирования перемешивания 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. Трехмерные 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 объемами. 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 зна-

чения основных параметров безопасности будут гарантированно выше (или ниже), чем для реальной картины течения в реакторе.

Разберем 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 «ПРОСТОР» (по другому программному комплексу будут рассматриваться точно такие же консервативные положения). Перечислим их:

- в модели «горячего канала» увеличивается мощность ТВЭЛ на 16 % из-за неточности расчета и технологических разбросов;

- в модели «горячего канала» увеличивается мощность ТВЭЛ 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 ТВЭЛ;

- 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 атм. 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 позна-

комиться на практических занятиях с использованием п/к «ПРО-СТОР»);

- 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 «АЗ»;

- 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 трубочки 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 возможно 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, что уменьшается степень уплощения 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 рас-

четных кодах. Другой класс связан с погрешностью расчетно-измерительных методик, имеющих 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 тепло-гидравлический расчет каждой ТВС с измененными 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 объему 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 твэл 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.

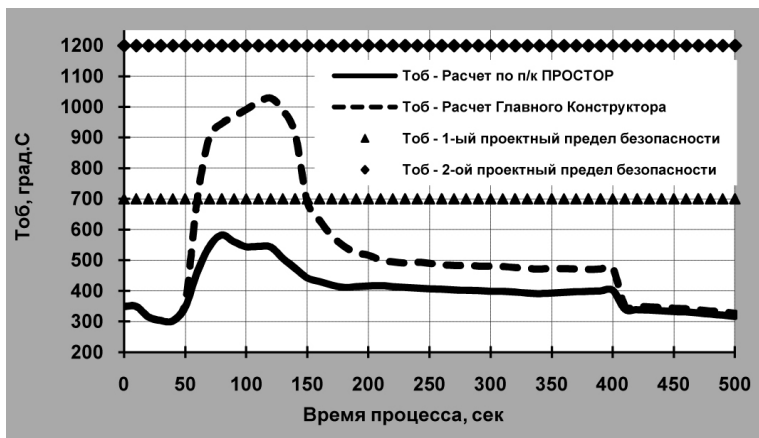


Рис. 3.7. Зависимость температуры оболочки твэл в максимально теплонпряженной точке активной зоны от времени при моделировании аварийного режима с разрывом паропровода в не отсекаемой от ПГ части

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, при удельной нейтронной мощности 448 Вт/см в данной области активной зоны коэффициент неравномерности равен 2.6, то при удвоенной удельной мощности (разгоне реактора на мгновенных или запаздывающих нейтронах) в этой же области коэффициент неравномерности станет заметно меньше. Более того, нейтронная вспышка на мгновенных нейтронах (если она возникнет) приведет к существенному уменьшению реактивности в дан-

ной области активной зоны. Это уменьшение гораздо больше, чем для средней реактивности по всей активной зоне, и оно переведет вспышку на мгновенных нейтронах к разгону реактора на запаздывающих нейтронах.

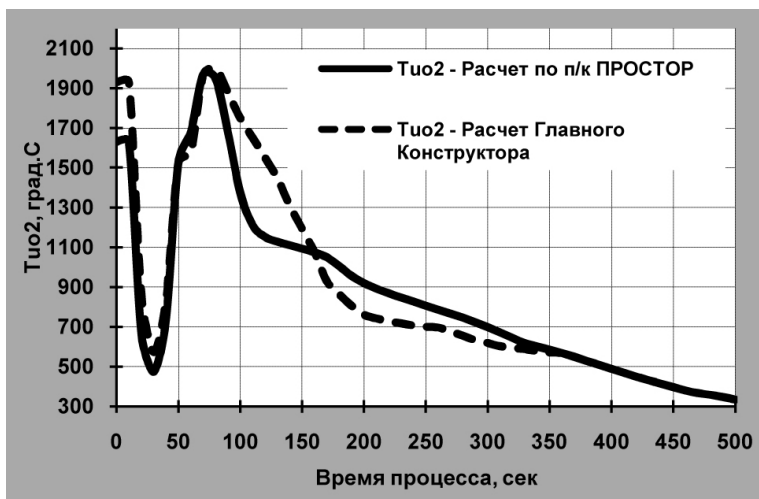


Рис. 3.8. Зависимость максимальной температуры топлива в твэл в максимально теплонпряженной точке активной зоны от времени при моделировании аварийного режима с разрывом паропровода в не отсекаемой от ПГ части

Чрезмерный консерватизм Главного конструктора при расчетном анализе данной аварии и исследованиях возможности возникновения явления повторной критичности привел к решению об увеличении числа ОР СУЗ с 61 до 121 в российских 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» [32], п/к «ПРОСТОР», динамической программе «NOSTRA» [33], было показано, что температура повторной критичности может быть ниже 120 °С уже при использовании 61 ОР СУЗ. При переходе с 61 ОР СУЗ на 121 затраты на производство крышки корпуса реактора существенно

увеличились. Это и является стоимостью чрезмерного консерватизма!

Другим примером чрезмерного консерватизма 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.

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 места 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 наиболее критичные по отношению к состоянию основных защитных барьеров. К этим авариям следует отнести следующие:

- 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 барье-

ров безопасности ЯЭУ, используется принцип консервативности. В данной главе было дано определение принципа консервативности и разобрана методология формирования консервативных положений и условий, используемые 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 НИЯУ 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 НИЯУ 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 ТВЭЛ. 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. В чем главная разница в консервативных положениях, принимаемых Главным конструктором ВВЭР-1000 для анализа безопасности и консервативных положениях, используемых в современных полномасштабных программных комплексах с трехмерной пространственной кинетикой?

13. Определите конкретно консервативные положения, принятые при анализе аварии, связанной с разрывом паропровода на одном из ПГ, выполненном с помощью полномасштабного программного комплекса с трехмерной пространственной кинетикой.

14. Дайте качественные объяснения разнице в результатах расчетного анализа аварии с разрывом паропровода, проведенного по методологии Главного конструктора и проведенного с использованием полномасштабного программного комплекса с трехмерной пространственной кинетикой.

15. Обеспечивает ли принцип консервативности в понимании Главного конструктора надежность выводов о безопасности ЯЭУ с ВВЭР-1000?

Темы практических занятий на МФА РУ

1. 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.

2. Определить значения температуры повторной критичности для 1-ой 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.

3. 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.

4. 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.

5. Изучить протекание МПА с полным разрывом ГЦТ на входе в реактор с обесточиванием АЭС и сравнить масштаб последствий, полученный при моделировании данной аварии на МФА РУ с масштабом, полученным Главным конструктором.

6. Изучить протекание аварии с заклиниванием одного ГЦН и сравнить масштаб последствий, полученный при моделировании данной аварий на МФА РУ с масштабом, полученным Главным конструктором.

7. Определение степени уменьшения масштаба консервативности при определении предельно возможных параметров безопасности с целью не превышения 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).

8. Определение минимальной скорости 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.

Список рекомендованной литературы

1. Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций (ПБЯ РУ АС-89) ПН АЭ Г-1-024-90.
2. Резепов В.К., Денисов В.П., Кирилюк 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
3. 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
4. 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
5. 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
6. 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
7. 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. М.: Логос.2006.
8. Букринский А.М. Аварийные переходные процессы на АЭС с ВВЭР. М.: Энергоиздат, 1982.
9. Овчинников Ф.Я., Голубев Л.И., Добрынин В.Д. и др. Эксплуатационные режимы водо-водяных энергетических реакторов. М.: Атомиздат, 1979.
10. Учебное пособие «Безопасность при эксплуатации атомных станций»: /Под ред. Н.Н. Давиденко/ Выговский С.Б., Давиденко

Н.Н., Наумов В.И., Рябов Н.О., Харитонов В.С., Чернаков В.А.. М.: МИФИ, 2007.

11. Бать Г.А., Барталомей Г.Г. Основы теории и методы расчета ядерных реакторов. М.: Энергоатомиздат, 1989.

12. Батулин Д.М., Выговский С.Б. Учет спектральной истории выгорания при подготовке нейтронно-физических констант ТВС ВВЭР-1000. Атомная энергия, 2001, т 90, вып. 4.

13. Нейтронно-физические характеристики 16-й топливной загрузки 2-го блока Калининской АЭС. Альбом. Калининская АЭС. 2005.

14. Vigovsky S., Strashnych V., Bogachek L., Bay V.. 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.

15. 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.

16. 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 реакторная В-320. Министерство РФ по атомной энергии. Концерн «РОСЭНЕРГОАТОМ». М.: 1999.

17. 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.

18. 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: «Науч-

ное обеспечение безопасного использования ядерных энергетических технологий». г.Удомля, 30 июня-4 июля 2003.

19. 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.

20. 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.

21. 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.

22. 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.

23. Установка реакторная В-320. Расчет тепло-гидравлический. Нарушение нормальных условий эксплуатации. Основные режимы. 320.00.00.00.000 РР02.3, ГКАЭ ОКБ "Гидропресс", 1979.

24. Установка реакторная В-320. Расчет теплогидравлический. Аварийные ситуации с разрывом трубопроводов 2 контура. 320.00.00.00.000 РР02.8, ГКАЭ ОКБ "Гидропресс", 1979.

25. Программа для ЭВМ БЭСМ-6. Расчет параметров 1 контура при разрывах трубопроводов "ТЕЧЬ-М-4", ГКАЭ ОКБ "Гидропресс", 1984.

26. 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.

27. Повышение надежности реакторной установки В-320. Расчет тепло-гидравлический. Анализ влияния попадания азота в реактор. 320.100.00.00.000 РР02.1, ГКАЭ ОКБ "Гидропресс", 1986.

28. 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.

29. Система внутрореакторного контроля (СВРК), Калининская АЭС, Блок № 3, РУ В-320. Руководство сопровождающего физика. РНЦ «КИ».2004.

30. 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.

31. 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. Программный комплекс ПРОСТОР (версия 1).

32. 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.

33. Аттестационный паспорт программного средства NOSTRA, НТЦ ГАН РВ, 2003.