ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
«**ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ**»

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЯДЕРНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ ЦИКЛЫ И РЕАКТОРЫ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Рекомендовано Советом УМО направления 651000 «Ядерные физика и технологии» в качестве учебного пособия для студентов, обучающихся по специальности 070500 «Ядерные реакторы и энергетические установки»

Издательство
Томского политехнического университета
2009

УДК 621.039.516
ББК 31.46я73
П26

Авторы

В.И. Бойко, В.В. Шидловский, В.Н. Мещеряков,
И.В. Шаманин, Ф.П. Кошелев, Д.Г. Демянюк

П26 **Перспективные ядерные топливные циклы и реакторы нового поколения**: учебное пособие / В.И. Бойко, В.В. Шидловский, В.Н. Мещеряков, И.В. Шаманин, Ф.П. Кошелев, Д.Г. Демянюк; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 518 с.

ISBN 978-5-98298-585-9

В учебном пособии описаны основные проекты реакторов нового поколения, пути оптимизации схем загрузки и частичных перегрузок топлива, пути увеличения значений концентрации делящихся нуклидов в топливе, а также вопросы оптимизации отношения концентраций делящихся нуклидов в ТВС различного типа. Рассмотрены основные конструктивные решения установок, вопросы безопасности, радиационно-экологические характеристики и некоторые технико-экономические показатели.

Разработано в рамках реализации Инновационной образовательной программы ТПУ по направлению «Атомная энергетика, ядерный топливный цикл, безопасное обращение с радиоактивными отходами и отработанным ядерным топливом, обеспечение безопасности и противодействие терроризму» и предназначено для студентов и инженеров физико-технических специальностей.

УДК 621.039.516
ББК 31.46я73

Рецензенты

Доктор физико-математических наук, профессор ТГУ

И.М. Васенин

Кандидат технических наук, лауреат Государственной премии, государственный инспектор Госатомнадзора

В.С. Балашков

ISBN 978-5-98298-585-9

© ГОУ ВПО «Томский политехнический университет», 2009
© Бойко В.И., Шидловский В.В., Мещеряков В.Н., Шаманин И.В., Кошелев Ф.П., Демянюк Д.Г., 2009
© Оформление. Издательство Томского политехнического университета, 2009

ВВЕДЕНИЕ

Из всех сфер человеческой деятельности как наиболее наукоемкие можно выделить освоение космоса, компьютерные и генные технологии, ядерные технологии. Естественно ожидать прорыва в одной из этих сфер. Если делать ставку на ядерные технологии, то можно рассчитывать на качественный скачок в энергетических технологиях. Решение энергетических проблем человечества с помощью ядерной энергетики для удовлетворения различных потребительских запросов и решения структурных задач этой энергетики потребует:

- совершенствования и развития ядерного топливного цикла;
- вовлечения в ядерную энергетику новых видов ядерного топлива;
- разработки ядерных энергетических установок различных типов и уровней мощности с реакторами на тепловых и быстрых нейтронах.

Многие необходимые элементы структуры будущей ядерной энергетики получили к настоящему времени достаточный уровень развития. Разработаны и освоены проекты легководных реакторов средней и большой мощности, созданы заделы по реакторам на быстрых нейтронах и по высокотемпературным реакторам, имеется опыт создания и эксплуатации жидко-солевых реакторов. Однако многое еще предстоит сделать для создания целостной структуры ядерной энергетики, способной к долговременному и широкомасштабному развитию.

Инженеры, создающие ядерную энергетическую установку (ЯЭУ) конкретного типа, хорошо знают достоинства и недостатки «своей» ЯЭУ-1. Однако сказать, что именно «своя» ЯЭУ-1 лучше «другой» ЯЭУ-2, часто бывает затруднительно, поскольку у сторонников ЯЭУ-2 находятся аргументы в пользу этой «другой» ЯЭУ-2 и аргументы против ЯЭУ-1. Такого рода спор можно разрешить, если иметь критерий, с помощью которого можно было бы сравнивать ЯЭУ различного типа.

Таким образом, ставится следующая задача: выяснить, какому типу ЯЭУ следует отдавать предпочтение в ближайшем будущем и в перспективе, чтобы функционал – интегральные приведенные затраты на всю программу развития ядерного топливно-энергетического комплекса (ЯТЭК) – принял минимальное значение. За-

дачу следует решать в предположении, что весь спрос на энергию на оптимизируемом интервале времени (интервал планирования) удовлетворяется только за счет ядерных энерготехнологий.

Указанное предположение о покрытии спроса за счет ядерной энергетики (ЯЭ) основано на работах [1], в которых показано, что в оптимальном плане обеспечения человечества энергией ЯЭ вытесняет традиционные энерготехнологии (на угле, газе, нефтепродуктах, а также гидроэлектростанции) как минимум с пятикратным «запасом прочности».

Решение поставленной задачи состоит в расчете оптимального плана развития ЯТЭК, структурно включающего ЯЭ (в том числе сравниваемые ЯЭУ), на некотором заданном интервале планирования [2].

В качестве перспективных ядерных энерготехнологий на сегодня выбраны наиболее проработанные типы ЯЭУ, а также те, над которыми сейчас интенсивно работают, а именно:

ВВЭР-1000(U)/mining – урановые водо-водяные ядерные реакторы с топливом из двуокиси урана, причем уран используется только из месторождений по добыче урана. Ввод в эксплуатацию этих ЯЭУ разрешен на всем интервале планирования;

ВВЭР-1000(U)/recycling – урановые водо-водяные ядерные реакторы с топливом из двуокиси урана, причем активные зоны таких ядерных реакторов содержат оптимальный состав (или оптимальную комбинацию топливных элементов и даже топливных сборок) из урана как из месторождений по добыче урана, так и урана после радиохимической переработки (т. е. из замкнутого внешнего ядерного топливного цикла (ЯТЦ)). Ввод в эксплуатацию этих ЯЭУ разрешен на всем интервале планирования;

ВВЭР-1000(Pu)/recycling – плутониевые усовершенствованные тепловые ядерные реакторы; в них урановые характеристики усовершенствованных водо-водяных ядерных реакторов заменены на плутониевые. Ввод в эксплуатацию этих ЯЭУ разрешен после 25 года от начала интервала планирования;

БН-1600(Pu)/recycling – быстрые ядерные реакторы с натриевым охлаждением, с окисным плутониевым топливом и коэффициентом воспроизводства (КВ) ядерного топлива строго большим 1,0. Ввод в эксплуатацию этих ЯЭУ разрешен после 25 года от начала интервала планирования;

БН-800(Pu)/recycling – быстрые ядерные реакторы с натриевым охлаждением, с окисным плутониевым топливом и КВ, равным 1,0. Ввод в эксплуатацию этих ЯЭУ разрешен на всем интервале планирования;

БРЕСТ-1200(Pu)/recycling – быстрые ядерные реакторы с естественной циркуляцией и свинцовым охлаждением, с нитридным уран-плутониевым топливом и КВ, равным 1,0. Ввод в эксплуатацию этих ЯЭУ разрешен после 25-го года от начала интервала планирования.

Реалистичные сценарии развития ЯЭ можно получить при выполнении важного экологического требования к предприятиям ЯТЦ, которое касается выбросов альфа-излучающих актиноидов.

Нормативы допустимых выбросов альфа-излучающих актиноидов с предприятий ЯТЦ были предложены в 1975 году в США Агентством по охране окружающей среды и с января 1983 года узаконены Федеральным регистром США (40CFR190). В соответствии с этими нормативами защиты населения от облучения общее число поступающих в окружающую среду радиоактивных веществ в расчете на *1 Gw · yr* производимой электроэнергии должно быть меньше *0,5 mCu* (или $1{,}85 \times 10^7$ *Bq*) суммарно по всем альфа-излучающим актиноидам, имеющим период полураспада более 1 года, и по всем стадиям переработки ядерного топлива вплоть до захоронения. Здесь использованы следующие единицы измерения: *Gw · yr* – Гигаваттгоды; *mCu* – милликюри; *Bq* – беккерель (распад · $с^{-1}$).

В качестве базового ЯТЦ для ЯЭУ всех типов сегодня рассматривается уран-плутониевый ЯТЦ. Переход к уран-ториевому ЯТЦ, в котором облученное ядерное топливо менее альфа-активно, может значительно облегчить ситуацию, но этот вариант пока отнесен на неопределенную перспективу.

Радиоактивность (удельная альфа-активность всех содержащихся в топливе актиноидов) в загружаемом и выгружаемом топ-

ливе для ЯЭУ всех типов рассчитана во многих работах. Соотношения ЯЭУ разных типов по величине удельной альфа-активности (*Cu / kg*) топлива, рассчитанной для времени выдержки 1 год, можно представить так:

ВВЭР-1000(U)/mining < ВВЭР-1000(U)/recycling <
< ВВЭР-1000(Pu)/recycling < БН-800(Pu)/recycling <
< БН-1600(Pu)/recycling <
< БРЕСТ-1200(Pu)/recycling (без трансмутаций МА) <
< БРЕСТ-1200(Pu)/recycling (с трансмутациями МА),

где «МА» означает «минорные актиноиды».

В этой сравнительной схеме для ЯЭУ типа БРЕСТ-1200(Pu)/recycling дано соотношение удельной альфа-активности облученного топлива для двух случаев: без трансмутаций МА и с трансмутациями МА.

В случае трансмутации МА (и прежде всего изотопы нептуния (*Np*), америция (*Am*) и кюрия (*Cm*)) гомогенно размешиваются в топливе ядерного реактора типа БРЕСТ-1200(Pu)/recycling в количестве, допустимом с точки зрения ядерной безопасности, влияния на характеристики самого ядерного реактора и допустимых радиационных условий изготовления, хранения и транспортировки топлива для загрузки (подпитки) ядерного реактора. В этом случае гомогенной трансмутации массовая доля МА в активной зоне и соответственно в ядерном топливе такого реактора не должна превышать 5 %.

Вариант без трансмутации МА предполагает полную очистку при радиохимической переработке (регенерации) топлива от всех актиноидов и возврат (рецикл) в ядерное топливо только урана и плутония.

Следует отметить, что искусственная добавка МА более, чем в три раза, увеличивает альфа-активность ядерного топлива ЯЭУ типа БРЕСТ-1200(Pu)/recycling и делает это топливо по альфа-активности более, чем на порядок выше альфа-активности топлива любой другой из перечисленных ЯЭУ. Уран-плутониевое топливо других ЯЭУ содержит значительно меньшую долю МА, поэтому это топливо менее альфа-активно и трансмутации в нем происходят в меньших размерах.

Разработчики ЯЭУ типа БРЕСТ-1200(Pu)/recycling предполагают для нее в качестве основного топливного режима трансмутационный топливный цикл.

В любом случае центральным звеном ЯТЦ является АЭС, а «сердцем» любой АЭС является ЯЭУ. Даже если тип АЭС является оптимальным по выше перечисленным интегральным характеристикам, то при принятии решения о строительстве АЭС выбор может быть сделан в пользу другого типа. Причин этому несколько. Например, финансовые возможности энергогенерирующей кампании, географические особенности государства и, наконец, традиции ядерно-энергетического комплекса. В Канаде развиты технологии тяжеловодных ядерных реакторов и трудно себе представить, что там отдадут предпочтение технологии легководных ядерных реакторов под давлением.

Данное учебное пособие составлено на основе обзора отечественных и зарубежных информационных источников и отображает современное состояние и потенциальные возможности ядерных энергетических технологий. Их центральной частью являются ядерные реакторы (ядерные паропроизводящие установки). Ядерные топливные циклы, основным звеном которых также являются ядерные реакторы, включают в себя несколько цепочек, начиная от добычи сырья для изготовления ядерного топлива и заканчивая обращением с облученным ядерным топливом. Их преимущества и недостатки позволяют судить об эффективности ядерных энергетических технологий по сравнению с другими. Кроме этого, материал учебного пособия позволяет читателю сформулировать свою точку зрения на то, в каких из рассмотренных типов ядерных реакторов и топливных циклов следует ожидать наиболее эффективного внедрения новых технических и технологических решений.

В данном издании учебного пособия существенно дополнены разделы, отображающие состояние и перспективы ядерных энергетических технологий на базе отечественных легководных реакторов под давлением (ВВЭР); приведена информация, характеризующая опыт эксплуатации отечественных быстрых реакторов (БН); расширен раздел по высокотемпературным ядерным реакторам. Последнее вызвано резко возросшим интересом к энергетическим технологиям на базе высокотемпературных ядерных реакторов с гелиевым теплоносителем, которые включают не только производство тепла и электроэнергии, но и производство водорода, а также использование ЯЭУ в химической промышленности.

Авторы надеются, что учебное пособие окажется полезным не только студентам вузов, но и инженерно-техническим работникам, желающим пополнить и систематизировать свои знания в рассматриваемой области.

Список литературы

1. Городков С.Г., Клименко А.В., Кошован Ш, Марина Ю.С. Можно ли удешевить производство энергии, если отказаться от ядерной энергетики? // Вопросы атомной науки и техники. Сер. Физика ядерных реакторов. – 2001. – Вып. 4. – С. 77–89.
2. Городков С.Г., Клименко А.В., Кошован Ш., Марина Ю.С. ВВЭР-ы, БН-ы или БРЕСТ-ы? Ключевая роль технологии радиохимической переработки облученного ядерного топлива в определении будущего ядерной энергетики. – Электросталь: ОФ «ИСЭИ им. Я.В. Шевелева». – 2002. – 160 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В XXI ВЕКЕ. АЛЬТЕРНАТИВЫ НЕТ

Прогнозы многих заслуживающих доверие ведущих энергетических организаций и ассоциаций, научных учреждений свидетельствуют, что на протяжении нескольких последующих десятилетий ядерная энергетика будет играть все более заметную роль, как один из основных источников энергии.

Прогноз международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ), опубликованный 23 октября 2007 г., предусматривает, что мощность АЭС в мире вырастет с 370 ГВт до 447 ГВт. Для сведения: 144 страны из 212 являются членами МАГАТЭ.

Согласно МАГАТЭ по состоянию на конец 2006 г. в 30 странах мира работало 435 энергетических реакторов и строилось еще 29. Первое место в этом списке принадлежит США со 103 энергоблоками, далее следуют Франция (59), Япония (55), Россия (31).

В дополнение к атомным электростанциям имеется 300 научно-исследовательских и экспериментальных ядерных реакторов в 56 странах. Они используются для изучения ядерных технологий, при медицинской диагностики и лечении различных болезней. Свыше 200 ядерных реакторов установлены на надводном и подводном транспорте.

Вклад ядерной энергетики в общее энергопроизводство в странах мира различный:

78 % – во Франции, 54 % – в Бельгии, 39 % – в Южной Корее, 30 % – в Японии, 19 % в – США, 16 % – в России, 2 % – в Китае.

Для сравнения: по доле энерговыработки с помощью АЭС Россия занимает 20-е место в мире.

Сегодня многие страны берут курс на развитие ядерной энергетики.

США. К 2020 г. будет производиться 30–35 % атомной электроэнергии.

По разным источникам к 2030 г. планируется построить 30–50 новых энергоблоков АЭС суммарной мощностью 30–50 ГВт.

Индия. Развивает программу строительства АЭС и разработку урановой руды.

В настоящее время в Индии работают 17энергоблоков мощностью 4120 Мвт, из них 15 тяжеловодных.

В перспективных планах – довести общую мощность АЭС к 2020 г. до 20 ГВт.

Китай. В 2006 г. работало 4 АЭС с 10 энергоблоками (N = 7878 МВт). Доля в энерговыработке ~ 2 %. Планируется в 20 раз увеличить ядерные генерирующие мощности страны в 2030 г. Для достижения этой цели необходимо построить более 100 энергоблоков (N = 1000 МВт) в течение 20 лет.

Великобритания. Планирует необходимо создать 25–30 ГВт электрической мощности в течение ближайших 20 лет.

Румыния. Включен в коммерческую эксплуатацию в 2007 г. второй блок румынской АЭС. Реакторы CANDU (18 % – доля в энергопроизводстве).

В 2014–2015 гг. будут введены в эксплуатацию 3 и 4 блоки АЭС Черновода. В дальнейшем планируется начать строительство второй АЭС.

ЮАР. Объявила о намерении построить по крайней мере 10 атомных энергоблоков в ближайшие два десятилетия.

Бразилия. Сегодня в стране две АЭС, но она объявила о намерении строительства в 2013 г. четырех новых АЭС.

Более 20 стран интересуются проектами строительства плавучих АЭС.

Армения. Технико-экономическое обоснование новой АЭС находится на стадии завершения.

Грузия. О строительстве АЭС в Грузии ведут переговоры Грузия и Франция.

Чехия. Планирует строительство нового энергоблока на Темелинской АЭС и новой АЭС с реакторами на быстрых нейтронах.

Белоруссия. Строительство АЭС планируется завершить в 2018 г. (N = 2000 МВт).

Страны Балтии и Польша должны поделить объемы электроэнергии. Первый блок новой АЭС в Литве должен быть пущен в 2015 г. мощностью ~ 3200 Мвт.

Нигерия. В 2005 г. обратилась к МАГАТЭ с просьбой оказать помощь в строительстве двух АЭС.

Казахстан. Предполагает строительство АЭС в г. Актау.

Эстония. Морская академия страны представила государственному концерну проект строительства АЭС на дне Финского залива.

Эстония и Финляндия будут вместе строить ядерный энергоблок.

Украина. Одобрена энергетическая стратегия на период до 2030 г. Сейчас доля АЭС – 50 %.

Строительство двух энергоблоков на Хмельницкой АЭС завершится к 2015–2016 гг. Установленные мощности АЭС увеличаться в два раза (с 13,8 до 29,5 ГВт).

Индонезия. Объявила о намерении построить на острове Ява 2 реактора (N = 1 ГВт).

Германия. Руководство энергетических концернов не согласно с решением о досрочном прекращении эксплуатации АЭС.

Республика Кабо-Верде (Западная Африка). Обсудила с Росэнергоатомом условия строительства и эксплуатации плавучей атомной теплоэлектростанции. Начало строительства – 2009 г.

Иран. Планирует к 2020 г. построить 20 блоков по 1000 Мвт.

Вьетнам. Собирается объявить международный тендер на строительство первой в стране АЭС мощностью 2000–4000 МВт. Начало сооружения – 2010 г.

Турция. К 2015 г. готова построить три АЭС.

Азербайджан. Планирует построить ядерный реактор к 2014 г.

Йемен. Первый энергоблок N = 1000 Мвт вступит в строй в 2012 г. В общем атомный проект рассчитан на производство 5000 МВт.

Израиль. Просит МАГАТЭ помочь в строительстве АЭС.

Франция. Французская энергетическая компания (EdF) подписала партнерское соглашение с американской компанией о строительстве АЭС в США и Канаде.

Канада. Планирует в 2017 г. начать эксплуатацию первого из двух реакторов суммарной электрической мощностью 2200 МВт.

Египет. Министерство электроэнергетики Египта официально утвердило план строительства трех АЭС. Первая АЭС может быть введена в эксплуатацию в 2015–2016 гг.

Словакия. Достигнуто соглашение между ЗАО «Атомстройэкспорт» и АО АЭС «ПАКШ» по расширению этой АЭС энергоблоками ВВЭР-1000.

Намибия. Россия и Намибия рассматривают планы сотрудничества в области ядерной энергетики.

Южная Корея. Действуют 20 ядерных реакторов, которые вырабатывают 40 % всей электроэнергии. В ближайшие 10 лет планируется еще 10 реакторов.

Болгария. 29 ноября 2006 г. в Софии Атомстройэкспорт и Национальная электрическая компания подписали соглашение о сооружении АЭС «Белене».

Алжир. Подписано соглашение с Россией и Францией о сотрудничестве в вопросах дальнейшего развития атомной энергетики.

Россия. В 2007 г. действовало 10 АЭС (31 энергоблок, N = 23,2 ГВт). Доля энерговыработки – 16,5 %.

До 2020 г. планируется построить 26 новых энергоблоков, увеличить долю выработки до 25 %, в перспективе – до 30 %. Предполагаемый вариант ввода ядерных энергоблоков до 2020 г.

2009 г.	Волгодонская АЭС (2 бл.) – 1000 МВт,
2010 г.	Курская АЭС (5 бл.) – 1000 МВт
2011 г.	Калининская АЭС (2 бл.) – 1000 МВт, Белоярская АЭС (2 бл.) – 880 МВт
2012 г.	Нововоронежская АЭС-2 (1 бл.), Ленинградская АЭС-2 (1 бл.), Нововоронежская АЭС-2 (2 бл.), Волгодонская АЭС (3 бл.)
2014 г.	Ленинградская АЭС-2 (2 бл.), Ленинградская АЭС-2 (3 бл.)
2015 г.	Тверская АЭС (1 бл.), Северская АЭС (1 бл.)
2016 г.	Волгодонская АЭС (4 б л.), Нижегородская АЭС (1 бл.), Южно-Уральская АЭС (1 бл.), Тверская АЭС (2 б л.)
2017 г.	Центральная АЭС (1 бл.), Северская АЭС (2 бл.), Ленинградская АЭС-2 (4 бл.)
2018 г.	Нижегородская АЭС (2 бл.) Южная-Уральская АЭС (2 бл.) Тверская АЭС (3 бл.)
2019 г.	Южная-Уральская АЭС (3 бл.), Центральная АЭС (2 бл.), Нижегородская АЭС (3 бл.)
2020 г.	Южная-Уральская АЭС (4 бл.), Тверская АЭС (4 бл.)

Замыкание топливного цикла, использование наработанного плутония решение проблемы облученного ядерного топлива (ОЯТ) – необходимые условия существования полноценной ядерной энергетики. Решение этой задачи должно стать приоритетной целью новой технологической платформы. Только замыкание топливного цикла и

превращение изотопов плутония из опасных радиотоксичных отходов в нормальное реакторное топливо создаст предпосылки и стимулы для широкомасштабного внедрения быстрых реакторов и сделает ядерную энергетику привлекательной в глазах общественности.

Политика «снимания сливок», то есть быстрого строительства десятков энергоблоков, работающих на дешевом уране, с перекладыванием проблемы ОЯТ на плечи будущих поколений, также безответственна, как и ускоренное выкачивание и распродажа нефти и газа, как будто нам самим это уже никогда не понадобится. Нефть, газ, уран – это и есть наше национальное богатство, а не доллары, которые в любой момент могут растаять и обесцениться.

С учетом сказанного можно составить следующую схему перехода на новую технологическую платформу, выделив на этом пути два этапа. Первый этап создания новой технологической платформы:

- ввод в эксплуатацию на базе отработанной технологии ВВЭР энергоблоков АЭС-2006 с гибким топливным циклом, включая загрузку МОХ-топливом (до 50 %);
- решение проблемы ОЯТ и замыкание топливного цикла как необходимые условия существования масштабной и долговременной ядерной энергетики;
- разработка кипящего корпусного реактора большой мощности с естественной циркуляцией теплоносителя;
- разработка кипящего корпусного реактора с коэффициентом воспроизводства, близким к единице.

Решение перечисленных задач позволит ядерной энергетике России достичь нового качества и по безопасности, и по экономичности, и по ресурсосбережению, и по экологии. Это задачи, в основном, инженерного класса, то есть те, которые базируются на достигнутом технологическом уровне – на имеющихся конструкционных материалах, освоенных технологиях топлива и теплоносителя и не выходят за пределы обоснованных многолетней эксплуатацией диапазонов температур, давлений, выгораний, флюенсов.

Второй этап создания новой технологической платформы

Следующий этап в создании новой технологической платформы ядерной энергетики – это достижение выходной температуры теплоносителя ~1000 °С. Освоение этого температурного уровня даст прямой выход к глобальной ядерно-водородной энергетике, что стало бы новым скачком в развитии всей цивилизации. Здесь также

имеется существенный задел, который был создан в 1970–1980 гг. прошлого века, когда в Германии и США уже эксплуатировались экспериментальные и прототипные высокотемпературные газографитовые реакторы с гелиевым охлаждением. В СССР также велись активные работы в этом направлении и, в частности, разработана технология изготовления микротвэлов.

Сегодня интерес к высокотемпературным реакторам в мире вновь возобновился. В Японии действует экспериментальный высокотемпературный реактор HTR мощностью 10 МВт с температурой гелия на выходе 900 ºС, на которой отрабатываются две альтернативные технологии производства водорода. Там же разрабатываются проекты с призматической (GTHR-300) и насыпной (FAPIG-HTR) активной зоной. О своем намерении построить высокотемпературный реактор с гелиевым охлаждением с насыпной активной зоной заявили ЮАР (PMBR) и Китай (GTR-PM).

Россия и США разрабатывают совместный проект высокотемпературного модульного реактора ГТ-МГР с призматической активной зоной мощностью 287 МВт (эл.). В результате реализации этих проектов будут отработаны важнейшие элементы высокотемпературной технологии – корпус реактора, газодувки, газоходы, газовые турбины, теплообменники, системы безопасности и др. На этих реакторах должна быть отработана и технология промышленного производства водорода.

Вместе с тем подобные реакторы не могут стать последним шагам в развитии ядерной энергетики. Все перечисленные проекты – это реакторы на тепловых нейтронах с их крайне низкой эффективностью топливоиспользования. Например, расход урана на единицу тепловой энергии в реакторе ГТ-МГР еще выше, чем в реакторе ВВЭР-1000. Еще один недостаток тепловых реакторов – непрерывное накопление радиотоксичных изотопов, прежде всего младших актиноидов с периодом полураспада в сотни и тысячи лет.

Реакторы на быстрых нейтронах лишены этих недостатков. Быстрые реакторы способны использовать до 60 % энергетического потенциала природного урана, и, кроме того, они характеризуются минимальным радиационным воздействием на окружающую среду. Наиболее опасные долгоживущие радиоизотопы уничтожаются в топливном цикле быстрых реакторов. Поэтому если речь идет о широкомасштабной экологически чистой ядерно-водородной энергетике, на столетия обеспеченной топливными ресурсами, то в этом случае в качестве ядерного энергоисточника должен выступать реактор на быстрых нейтронах.

В отличие от высокотемпературных тепловых реакторов, находящихся на стадии технической реализации, создание высокотемпературного быстрого реактора – это сегодня актуальная научная задача. Не случайно работы по этому направлению включены в программу международных исследований по реакторам четвертого поколения (Generation-IV). Активнее всего эти работы сегодня ведутся во Франции. Современный этап в развитии высокотемпературных быстрых реакторов – это концептуальные исследования, поиск принципиальных решений и подходов к конструкции активной зоны, системам безопасности, создание материалов с необходимой термической и радиационной стойкостью. На основе этих работ должны быть сформулированы технические условия для проектирования активной зоны, ее составляющих и других элементов реакторной установки, намечена программа экспериментального обоснования нейтронно- и теплофизических характеристик, материаловедческих испытаний и т. п.

Итак, **второй этап формирования козой технологической платформы – это создание высокотемпературных реакторов с гелиевым охлаждением сначала на тепловых, а затем и на быстрых нейтронах, с последующим переходом к ядерно-водородной энергетике.**

1. Бюллетень по атомной энергии 2. – 2008.
2. Афров А.М., Андрушечко С.А. и др. ВВЭР-1000: физические основы эксплуатации, ядерное топливо, безопасность. – М.: 2006.

1. РЕАКТОРНЫЕ УСТАНОВКИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

1.1. Новое поколение реакторов корпусного типа (1, 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 13, 14, 15, 20, 21)

Преобладание в атомной энергетике сегодняшнего дня легководных реакторов (ЛВР) большой мощности обусловлено благоприятными экономическими показателями этих установок и более высокими удельными затратами на реакторные установки меньшей мощности. Тем не менее, современные разработки реакторов охватывают широкий диапазон совершенно различных подходов к выбору конструкции и мощности установок. Основные усилия при всех подходах направлены на дальнейшее ужесточение показателей по предотвращению аварий и удержанию продуктов деления в случае, если авария все же произошла.

Новые концепции реакторов могут быть разделены, в основном, на три категории:

1. Конструкции с почти исключительным использованием механизмов пассивной (или внутренне присущей) безопасности для исключения возможности разрушения активной зоны. Конструкции, относящиеся к этой категории, часто называют инновационными или революционными. Для большинства из них до промышленного использования требуется создание прототипа.

2. Реакторы средней мощности, сочетающие апробированные технологии с новыми средствами пассивной безопасности для предотвращения повреждения топлива в случае аварии. Эти реакторы часто называют пассивными. Удельные затраты для реакторов этой категории обычно выше, чем для ЛВР большой мощности, но гораздо ниже, чем для инновационных реакторов малой мощности. Для некоторых из них может понадобиться строительство прототипа.

3. Конструкции, представляющие собой эволюционное развитие используемых в настоящее время реакторных установок большой мощности с учетом результатов исследований безопасности и опыта эксплуатации действующих станций. Реакторы этой категории называют эволюционными, но некоторые из них включают инновационные (пассивные) средства. Наиболее важным из этих средств является

защитная оболочка новой конструкции, позволяющая ослабить последствия тяжелой аварии с повреждением активной зоны. Для этих реакторов не требуется строительство прототипов, некоторые из них уже готовы для промышленного внедрения.

Выбор проектов реакторных установок для строительства АЭС следующего поколения, которое начинается уже сейчас, показывает, что во всем мире предпочтение пока отдается эволюционному направлению развития реакторной техники с учетом требований эксплуатирующих организаций. Для новых проектов проводится более глубокий анализ аварий, в том числе тяжелых, с применением методов вероятностной оценки. Выход проектов ряда стран на международный рынок и создание совместных проектов потребовали международного согласования критериев проектирования и требований по безопасности, что с успехом продемонстрировано Францией и Германией (проект реактора EPR), США и Японией (усовершенствованные реакторы ABWR и APWR), США и Кореей (проект стандартизированной АЭС System 80+).

За последние 30 лет накоплен обширный опыт успешной эксплуатации АЭС наряду с выявлением значительной возможности повышения их безопасности. С целью внедрения в конструкцию будущих установок достигнутых усовершенствований и извлеченных из реальных аварий выводов по безопасности все эксплуатирующие организации мира включились в разработку набора требований для реакторов следующего поколения. Эта деятельность началась в США по программе усовершенствованных легководных реакторов (УЛВР) (Advanced Light Water Reactor Program-ALWRP) под руководством Электроэнергетического исследовательского института (Electric Power Research Institute – EPRI) с участием ряда международных эксплуатирующих организаций. В результате был выпущен документ, содержащий требования эксплуатирующих организаций к УЛВР (Advanced Light Water Reactor Utility Requirements Document – ALWR – URD). Подобные документы были разработаны другими странами и международными организациями с большими ядерными программами. Европейские эксплуатирующие организации, охватывающие 9 стран, объединили свои усилия для совместной выработки требований (European Utilities Requirements – EUR) к будущим АЭС и согласования национальных нормативно-регулирующих требований.

Требования эксплуатирующих организаций направлены на повышение безопасности населения, защиту капиталовложений, снижение стоимости и упрощение методов эксплуатации и техобслуживания. Применительно к реактору ABWR (Advanced Boiling Water Reactor), в соответствии с проектом которого в Японии построены два блока электрической мощностью по 1356 МВт на АЭС Kashiwazaki-Kariwa, эти требования упрощенно формулируются следующим образом:

- повышенная «дружественность» реактора по отношению к пользователю с точки зрения эксплуатации и техобслуживания;
- повышенная толерантность к неопределенностям в топливном цикле или в других связанных с производством энергии вопросах;
- экономичность новейших технологий.

В большинстве документов оговаривается, что процесс проектирования должен управляться и выполняться как единый, интегрированный процесс одной организацией – конструктором установки, но эта организация может включать несколько поставщиков – поставщика ядерной установки, проектировщика и строителя, работающих в тесном сотрудничестве.

В каждом из документов определяются требования к энергоблоку эволюционного типа мощностью 1000 МВт (эл.) и выше. Кроме того, в ALWR-URD включены требования к пассивным установкам, которые также учтены в последней редакции EUR. Основными причинами, по которым главным направлением развития реакторных технологий остается эволюционное, являются следующие:

1. Большинство стран считает, что они располагают ограниченным запасом времени до того момента, когда понадобятся новые установки, и поэтому только эволюционная установка, которая имеет мало отличий от существующих станций, вероятнее всего сможет быть готова в необходимые сроки. Задержки по времени могут также возникнуть при прохождении проектов пассивных установок через регулирующие органы.

2. К разработке единственного (эволюционного) направления вынуждает также ограниченность технических и финансовых ресурсов.

3. При ограниченном числе площадок, имеющихся для размещения АЭС, желательно на каждой площадке размещать как можно больше энергоблоков большой мощности. Многие эксплуатирующие организации считают, что в пользу крупных эволюционных энергоблоков говорит экономический фактор.

4. При быстром росте энергопотребления этот спрос лучше смогут удовлетворить более крупные энергоблоки.

Причины интереса некоторых американских и европейских эксплуатирующих организаций к пассивным установкам лежат в следующем:

1. Пассивные установки снизят нагрузку на оператора и будут проще эволюционных установок. Это особенно привлекательно, поскольку не только повысит безопасность, но и поможет снизить эксплуатационные расходы.

2. Установки меньшей мощности смогут лучше удовлетворить относительно медленно растущий спрос, кроме того, они требуют меньших капиталовложений.

3. Новый подход к обеспечению безопасности в пассивных установках по сравнению с существующими, возможно, легче получит признание общественности.

4. Более простые и менее мощные установки гораздо проще строить. Сокращение сроков строительства обусловит снижение стоимости АЭС.

5. Сочетание небольшой мощности с новыми средствами безопасности и меньшей потребностью в действиях оператора позволит уменьшить последствия за пределами площадки в случае тяжелой аварии. Это очень важно для стран с высокой плотностью населения.

Ключевым вопросом в этих документах является повышение безопасности существующих АЭС, которое заключается в усовершенствовании систем безопасности, предусмотренных для ослабления традиционных «проектных аварий», а также совершенствования методов предотвращения и ослабления «запроектных» или тяжелых аварий. Общим является желание снизить последствия за пределами площадки и соответствующие требования по противоаварийному планированию (в частности, необходимость эвакуации).

Конкретные меры по повышению безопасности в разных документах отличаются, но общими являются следующие:

1. Системы существенно упрощаются, например, путем освобождения систем безопасности от выполнения функций, не связанных с обеспечением безопасности, и сокращения числа элементов оборудования.

2. Большинство из документов носит обязательный характер относительно проектных характеристик систем безопасности, поэтому конструкции разных поставщиков должны быть стандартными.

3. Вероятность аварий с повреждением активной зоны должна быть снижена до 10^{-5} 1/реакторо-год по сравнению с типичным значением 10^{-4} 1/реакторо-год для современных станций. Гарантией соблюдения этого предела должен служить вероятностный анализ безопасности (ВАБ) как неотъемлемая часть проектирования.

4. Накладывается ограничение на вероятность больших выбросов радиоактивности с АЭС, которая не должна превышать 1/реакторо-год при дозе на границе санитарно-защитной зоны менее 0,01 Зв за 24 ч.

Повышение надежности АЭС считается всеми эксплуатирующими организациями чрезвычайно важным вопросом, обеспечивающим, в частности, конкурентоспособность атомной энергетики по сравнению с энергетикой на основе других видов энергоносителей.

Таблица 1.1

Направления развития УЛВР в ведущих странах мира

Проект	Тип реактора	Установленная мощность, МВт (эл.)	Фирма-разработчик	Состояние
Sizewell B	PWR	1250	Westinghouse	Блок пущен 31.01.1995 г.
N 4	PWR	1470	Framatome	Пущен головной блок на АЭС Chooz B 25.07.1996 г.
EPR	PWR	1500	Framatome-NPI-Siemens	Техническое проектирование
System 80+	PWR	1350	ABB-CE	Лицензирован (1994 г.), развитие System 80

Окончание табл. 1.1

Проект	Тип реактора	Установленная мощность, МВт (эл.)	Фирма-разработчик	Состояние
APWR	PWR	1350	Westinghouse, Mitsubishi	На стадии сооружения два блока Tsuruga-3 и -4
AP-600	PWR	630	Westinghouse	На стадии лицензирования
ВВЭР-1000	PWR	1000	ОКБ Гидропресс	В разработке
ВВЭР-640	PWR	640	ОКБ Гидропресс	В разработке
ВПБЭР-600	PWR	640	ОКБ Машиностроения	В разработке
BWR-90	BWR	1235 (1425)	ABB Atom	В разработке, развитие проекта BWR-75
ABWR	BWR	1356	General Electric	Блок Kashiwasaki-Kariwa-6 пущен 29.01.1996 г., 7-й блок пущен 17.12.1996 г.
SBWR	BWR	670	General Electric	В разработке
МКЭР	LWGR	800	НИКИЭТ	В разработке

1.1.1. Реакторы PWR

В табл. 1.2 приведено сравнение проектных характеристик УЛВР типа PWR. Первый реактор PWR в Великобритании Sizewell B (рис. 1.1), который может быть по своим показателям отнесен к следующему поколению, достиг критичности 31.01.1995 г. и полной мощности – к концу февраля 1995 г.

25 июля 1996 г. достиг критичности головной блок серии № 4 на АЭС Chooz B (Франция), который представляет собой эволюционное развитие предшествующей серии P4 при повышении экономической эффективности без радикальных изменений концепции, но при кардинальной компьютеризации системы контроля и управления и блочного щита управления.

Таблица 1.2

Проектные характеристики усовершенствованных реакторов PWR

Показатель	Sizewell B (Westing-house)	N4 (Frama-tome)	EPR (NPI)	System 80+ (ABB-CE)	APWR (Westing-house-Mitsubishi)	AP-600 (Westing-house)	ВВЭР-1000 (ОКБ Гидропресс)	ВВЭР-640 (ОКБ Гидропресс)	ВПБЭР-600 (ОКБМ)
Установленная мощность, тепловая/ электрическая (брутто), МВт·	3411/ 1188	4270/ 1470	4250/ 1500	3914/ 1350	3970/ 1350	1810/ 630	3300/ 1000	1800/ 640	1800/ 630
Проектный срок службы, лет	> 40	–	60	60	60	60	60	50	60
Размеры корпуса реактора (высота/внутр. диам.), м	13,5/4,4	13,6/4,5	–	14,6/4,6	16,2/5,1	12,0/4,5	–	–	20,1/5,4
Число ТВС	193	205	241	241	193	145	–	–	151
Число твэлов в ТВС	264	264	–	236	345	264	–	–	293
Вид топлива (обогащение, % по U^{235})	UO_2 (3,1)	UO_2 (3,1)	UC (4,9)	UO_2 (3,3; 2,8; 1,9)	UO_2 (3,2)	UO_2 (4–5)	–	UO_2 (3,45)	UO_2 (l–4)
Линейная мощность твэла (средняя), Вт/см	41,3	179	155	184 (170)	–	125	–	–	108
Удельная энергонапряженность активной зоны, кВт/л	103,3	105,2	–	95,9	79	74	–	64,5	69,4
Глубина выгорания, МВт·сут/кг U	–	39	55–60	31,7	–	55–60	40–50	45	47–49

Окончание табл. 1.2

Показатель	Sizewell B (Westing-house)	N4 (Frama-tome)	EPR (NPI)	System 80+ (ABB-CE)	APWR (Westing-house-Mitsubishi)	AP-600 (Westing-house)	ВВЭР-1000 (ОКБ Гидропресс)	ВВЭР-640 (ОКБ Гидропресс)	ВПБЭР-600 (ОКБМ)
Температура теплоносителя (на выходе), °С	323	329,6	326	324	329	324	325–330	327	325
Давление в корпусе реактора, МПа	15,5–15,8	15,5	15,5	15,8	15,7	15,0	16	15,7	15,7
Вероятность повреждения активной зоны, 1/реакторо-год	$< 1{,}0 \cdot 10^{-6}$	–	$< 10^{-6}$	$2{,}8 \cdot 10^{-6}$	$1{,}5 \cdot 10^{-6}$	$1{,}2 \cdot 10^{-6}$	–	10^{-6}	$< 10^{-8}$
Вероятность значительного выброса радиоактивности, 1/реакторо-год	$< 1 \cdot 10^{-6}$	–	$< 10^{-7}$	–	–	$3 \cdot 10^{-8}$	$< 10^{-7}$	10^{-7}	$< 10^{-8}$

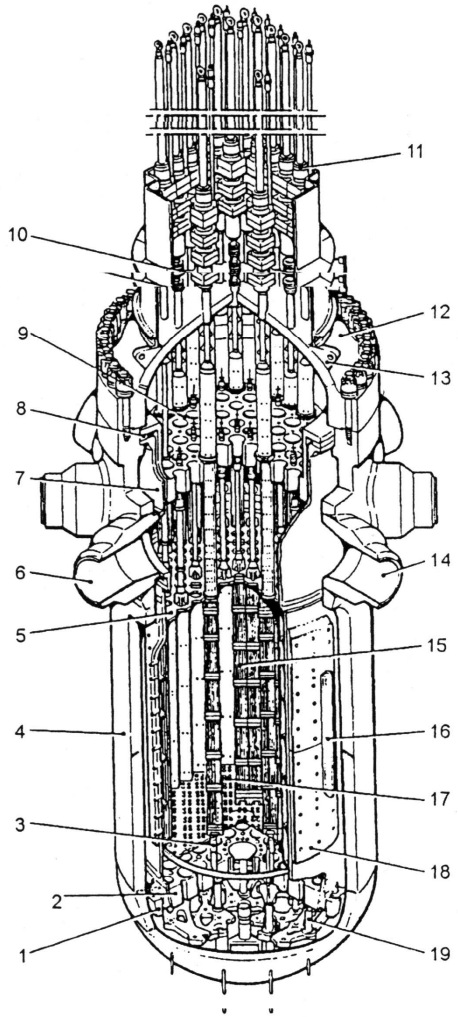


Рис. 1.1. Корпус реактора Sizewell B и внутрикорпусные устройства:
1 – радиальная опора; 2 – нижняя опорная поковка; 3 – опорные колонны активной зоны;
4 – корпус реактора; 5 – верхняя плита активной зоны; 6 – выходной патрубок;
7 – корзина активной зоны; 8 – опорный выступ для внутрикорпусных устройств;
9 – верхняя опорная плита; 10 – втулка термического расширения; 11 – привод стержней СУЗ;
12 – крышка в сборе; 13 – монтажная проушина; 14 – входной патрубок; 15 – ТВС;
16 – направляющее устройство для облучения образцов; 17 – нижняя плита активной зоны;
18 – нейтронная защита; 19 – нижние направляющие трубы для датчиков

1.2. Проект EPR (европейский реактор с водой под давлением)

Реактор EPR является усовершенствованным по сравнению с крупными PWR Франции и Германии реактором, при разработке которого использован большой опыт эксплуатации существующих АЭС.

В финансовом аспекте по стоимости электроэнергии АЭС с EPR должна быть конкурентоспособной по сравнению с другими электростанциями, включая тепловые.

Общие положения безопасности для EPR соответствуют предложениям, разработанным постоянной французской реакторной группой (GPR) и немецкой комиссией по безопасности реакторов (RSK) на детерминистической основе с учетом вероятностного анализа. При разработке EPR преследовались две цели: усилить насколько возможно предупредительные меры в отношении аварий установки и, даже если устранена возможность тяжелой аварии с расплавлением активной зоны, обеспечить дополнительные меры для защитной оболочки и уменьшить последствия такой аварии.

Было признано необходимым провести вероятностный анализ последовательности всех событий, приводящих к авариям, и рассмотреть даже полный выход из строя систем безопасности, чтобы ограничить остаточный риск.

Тяжелые аварии

Условия безопасности при возникновении тяжелой аварии определены таким образом, чтобы вне территории, прилегающей к АЭС, не возникло необходимости проводить обязательные спасательные действия такие, как эвакуация или отселение людей.

Были установлены два исходных расчетных параметра (включая все случаи и все состояния реактора):

- вероятность расплавления активной зоны $< 10^{-5}$ на 1/реакторо-год;
- вероятность крупных радиоактивных выбросов $< 10^{-6}$ на 1/реакторо-год.

На основе этих величин были установлены следующие вероятностные оценки на ранних стадиях проекта:

- частота расплавления активной зоны 10^{-6} на 1/реакторо-год;
- случайные остановки реактора должны вносить меньший вклад в частоту расплавления активной зоны, чем рабочие режимы;
- частота событий, связанных с началом разгерметизации защитной оболочки, не должна превышать 10^{-7} на 1/реакторо-год.

Введены две категории снижения риска и для них определены соответствующие сценарии:

- предотвращение расплавления активной зоны (категория А);
- предотвращение крупных радиоактивных выбросов (категория В).

Они позволили определить направления конструкторских разработок для снижения риска в будущем.

Снижение риска обеспечивают следующие устройства:

- система сброса давления первого контура в водяной бак хранилища отработавшего топлива внутри защитной оболочки в случае полного прекращения отвода тепла от второго контура (категория А);
- устройства для разбрызгивания и охлаждения кориума, устройства для рекомбинации (дожигания) водорода, а также система отвода тепла от защитной оболочки в случае тяжелой аварии (категория В).

Вероятностный анализ безопасности (ВАБ) включает три уровня: 1-й соответствует проектным авариям, 2-й – запроектным авариям без радиоактивных выбросов, 3-й – радиоактивным выбросам за пределы здания. Оценки безопасности категории А выполняют на первом уровне ВАБ. Предполагается, что оценки безопасности категории В будут, главным образом, детерминистическими, потому что надежные оценки второго уровня ВАБ будут возможны только по завершении проекта.

В любом случае все расчеты, допущения и проектные критерии снижения риска будут как детерминистическими, так и вероятностными.

Важным нововведением в проекте EPR является подробное рассмотрение возможности снижения последствий тяжелых аварий на стадии конструирования. Общий подход к ограничению радиоактивного выброса в результате тяжелой аварии направлен на достижение следующих целей:

- предотвращения ранних повреждений стенки защитной оболочки или установки второй стенки;
- охлаждения кориума в защитной оболочке, удерживания и охлаждения остаточных продуктов деления путем залива водой;
- сохранения функций защитной оболочки, надежная защита от повреждений, низкой утечки в окружающую среду, предотвращения расплавления фундамента, предельного сопротивления напряжениям при силовых воздействиях;
- снижения давления в защитной оболочке посредством отвода тепла;

- предотвращения недопустимых утечек в атмосферу и сброса их в вентиляционную трубу только после фильтрации.

Исследования расплавления активной зоны включены в национальные и международные программы по безопасности реакторов. Различные эпизоды аварий с расплавлением активной зоны можно классифицировать следующим образом:

1. *События, ведущие к расплавлению активной зоны при низком давлении первого контура*. Предполагают, что расплавление активной зоны при низком давлении может происходить после разрушения систем аварийного охлаждения активной зоны при аварии с потерей теплоносителя, вызванной разрывом трубопровода. Поступление пара в защитную оболочку приводит к быстрому изменению давления в системе охлаждения, и активная зона может расплавиться даже при низком давлении.

2. *События, приводящие к расплавлению активной зоны при высоком давлении первого контура*. Полагают, что расплавление активной зоны при высоком давлении будет происходить, если в результате небольших утечек теплоносителя долгое время отвод тепла будет недостаточным. В этом случае система охлаждения реактора остается под высоким давлением и корпус реактора может разрушиться из-за взаимодействия стали с расплавленным кориумом.

3. События, ведущие к тяжелым повреждениям в активной зоне и защитной оболочке, например разрыв трубы парогенератора или какой-либо системы, связанной с первым контуром, но расположенной вне оболочки.

4. События с тяжелыми повреждениями активной зоны при одновременном нарушении плотности защитной оболочки, например ее разгерметизация при перегрузке топлива.

События первого типа рассматриваются в связи с конструированием третьего барьера защиты и подробно обсуждены ниже. Вероятность событий второго типа будет снижена настолько, что не потребуется даже их рассмотрения при определении расчетных нагрузок на защитную оболочку. Этого можно достичь с помощью специальных устройств, предотвращающих расплавление активной зоны при высоком давлении. Аварийные ситуации при высоком давлении в системе охлаждения реактора при сбросе давления могут быть приведены к условиям низкого давления прежде, чем произойдет разрушение корпуса.

События 3-го и 4-го типов должны быть рассмотрены при разработке устройств, обеспечивающих надежность защитной оболочки,

при конструировании основных и вспомогательных жидкостных систем, например при рассмотрении сценария аварии с разрывом труб парогенератора. Оценка этих событий важна для обеспечения соответствующего уровня надежности оболочки при всех возможных ситуациях. Однако такие события не являются преобладающими критериями при оценке нагрузок конструкции защитной оболочки. Что касается событий 4-го типа, то главное внимание уделяется сценариям аварий при остановке реактора или при перегрузках топлива.

В конструкции EPR использованы и другие принципиальные решения для улучшения работы систем предотвращения тяжелых аварий: упрощение и разнообразие систем безопасности, что улучшает эксплуатацию и снижает влияние разрушений; разделение систем безопасности по физическим принципам, использование пассивных систем, которые принципиально обеспечивают надежность функционирования реактора; повышение продолжительности периодов работы оператора, а также улучшение связи «человек–машина».

Конструктивные особенности EPR

Конструктивные решения для реакторов, разрабатываемых по эволюционному направлению, не исключают использования пассивных систем. Для проекта EPR с помощью вероятностного подхода проведена сравнительная оценка систем теплоотвода от реактора в состоянии горячего останова, базирующихся на активном принципе – с использованием аварийных питательных насосов и предохранительных клапанов, и на пассивном – с помощью аварийного конденсатора SACO (Safety Condenser). Показано, что высокий уровень безопасности может быть достигнут с применением и того, и другого принципа, однако общая надежность пассивной системы не может значительно превышать надежность активной системы, поскольку при запуске обеих систем необходимо срабатывание активного элемента: открытие запорного клапана, срабатывание какого-либо иного клапана и т. п. Однако после запуска пассивная система становится чрезвычайно надежной, поскольку для ее работы уже не требуется активных элементов, в отличие от активной системы. При выборе типа системы, кроме результатов вероятностной оценки, учитывались также и такие факторы, как компоновка станции, детерминистическая концепция безопасности, стоимость и удобство техобслуживания, продолжительность работы системы. В итоге в проект была включена активная система.

В проекте реактора EPR:

- сохранена и доработана концепция реактора повышенной мощности N4 (1400 МВт) с эволюционным совершенствованием основных компонентов оборудования;
- использованы четыре физически разделенных канала систем аварийного охлаждения активной зоны реактора и отвода остаточного тепла с питанием от отдельных дизель-генераторов;
- увеличены относительные объемы теплоносителя в компенсаторах давления и во втором контуре циркуляции, что повышает устойчивость реактора к переходным процессам и расширяет возможности операторов в нештатных ситуациях;
- разработана надежная малоинерционная система аварийного теплоотвода с конечным теплоприемником, снижающая вероятность разрушения активной зоны реактора при высоком давлении.

Таблица 1.3

Некоторые конструктивные особенности европейского реактора

Показатели АЭС	
Мощность тепловая	4250 МВт тепл.
Мощность электрическая	1500 МВт (эл.)
Активная зона	
Топливо	100 % UO_2, или 50 % МОХ
Выгорание	для UO_2 > 60 МВт·сут/кг; для МОХ > 45 МВт·сут/кг
Продолжительность цикла облучения	От 12 до 24 месяцев
Число ТВС	241
Тип ТВС	17 × 17
Высота активной зоны	4200 мм
Полная длина ТВС	4800 мм
Средняя линейная мощность твэлов	154 Вт/см
Число регулирующих стержней	81
Полный расход теплоносителя	21500–21900 кг/с
Температура теплоносителя на входе/выходе	291/326 °С
Обогащение U	4,9 %

Окончание табл. 1.3

Первый и второй контуры	
Давление в первом контуре	Рабочее 15,5 МПа (расчетное 17,6 МПа)
Давление на выходе из парогенератора при 100 % мощности	7,25 МПа
Расчетное давление во втором контуре	9,1–9,4 МПа
Корпус под давлением	
Флюенс за 60 лет	10^{19} н/см^2
Материалы корпуса	16MND5/20MnMoNi55
Парогенератор	
Площадь теплообмена с экономайзером	7300 м^2
Материал труб	Инколлой 800 или Инколлой 600
Сварочный материал	16MND5/20MnMoNi55
Количество воды во втором контуре при полной загрузке	75 т
Компенсатор давления	
Материал	16MND5/20MnMoNi55
Суммарный объем	75 м^3
Насос второго контура	
Изготовитель	«Фраматом» или «Сименс»
Сталь корпуса	Нержавеющая или ферритная
Уплотнения	3 уплотнения вала
Основные трубопроводы теплоносителя	
Материал трубопроводов первого контура	Кованая ферритная с покрытием или нержавеющая сталь
Защитная оболочка	
Объем	75 000 м^3
Расчетное давление в случае утечки теплоносителя или разрыва трубопровода	
Расчетное давление при тяжелой аварии	–0,75 МПа
Давление при испытаниях	–0,75 МПа
Допустимая утечка через первую стенку	< 1 % в сут

Правила Комиссии по регулированию атомной энергии США требуют устойчивости установок при ускорении 0,25g для любой горизонтальной составляющей независимо от почвенных условий. Такое значение принято для использования применительно к сейсмическим условиям Западной Европы.

При проектировании EPR рассматривают также гражданские и военные авиационные катастрофы. Аварийные нагрузки определяют исходя из следующих параметров:

- масса самолета 14 т;
- скорость 180 м/с;
- площадь воздействия 7 м^2.

Проект EPR рассчитан на внешнюю взрывную волну с максимальным избыточным давлением 100 мбар. Уровень защиты будет верифицироваться и, возможно, изменяться в зависимости от места расположения реактора.

Системы, снижающие последствия тяжелых аварий

Предотвращение взаимодействия расплавленных элементов активной зоны с бетоном предполагается осуществить путем направления кориума в специальную распределительную камеру, находящуюся снаружи шахты реактора и имеющую большую площадь (около 150 м^2) (см. рис. 1.2). Шахта реактора и камера (*5*) соединены наклонным каналом (*3*) для стока расплава на распределяющую поверхность (*6*), которая отделена от шахты стальной плитой (*4*). Предполагается, что покрытая огнеупорным материалом перегородка задерживает на некоторое время расплав внизу шахты. Распределяющая камера соединена трубами с водяным баком, находящимся внутри защитной оболочки. Трубы при рабочих режимах закрыты задвижками, которые в аварийных ситуациях расплавляются кориумом.

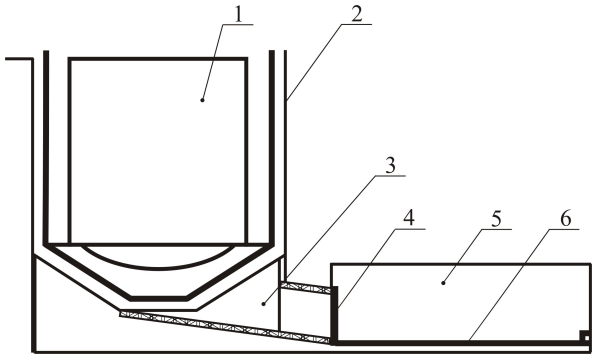


Рис. 1.2. Концепция ловушки кориума в EPR:
1 – корпус реактора; 2 – облицовка шахты: 3 – наклонный канал;
4 – стальная плита; 5 – камера для растекания кориума; 6 – защитный слой

Степень повышения давления в защитной оболочке ограничивает система отвода тепла, которая состоит из устройств впрыска воды с возможностью долгое время охлаждать воду и тем самым уменьшать давление под оболочкой до атмосферного.

В результате рассмотрения возможных вариантов в конструкции EPR принята двухслойная бетонная защитная оболочка. Внутренний слой выполняют из напряженного бетона, технология кото-

рого в настоящее время освоена на французских АЭС с четырехконтурными реакторами мощностью 1300 и 1450 МВт (эл.). Можно гарантировать, что требуемая плотность будет достигнута и протечки составят не более 1 % объема за сутки. Внешний слой изготавливают из железобетона.

Таким образом, проект EPR возьмет все лучшее из опыта существующих реакторов. Однако условия недопущения тяжелых аварий приводят к более сложным конструкциям по сравнению с существующими реакторами.

Важным фактором является увеличение расчетного давления в защитной оболочке, которое было определено равным 0,75 МПа. Внутренняя оболочка предварительно напряженного бетона позволяет провести опыты по утечке воздуха при расчетном давлении и, следовательно, гарантировать надежность и непроницаемость конструкции во всем диапазоне давлений при любых сценариях тяжелых аварий.

Здание реактора, системы безопасности, хранилище топлива спроектированы так, чтобы противостоять землетрясениям и скачкам давления при взрывах. Все здания находятся на общей платформе. Водяные баки, оборудование первого контура и другие тяжелые конструкции расположены на предельно возможных низких отметках. Защиту от падения самолета обеспечивают: прочность внешней стенки здания реактора; наличие железобетонной оболочки, перекрывающей здания системы безопасности и хранилища топлива (возможные вибрации в случае внешней опасности сведены к минимуму, так как внутренние конструкции здания не связаны с защитной оболочкой) и разделение зданий, где располагаются системы безопасности (предполагается потенциальное разрушение только одного здания).

Технические требования к EPR представляют собой те граничные условия для разработки конструкций будущих АЭС, которые должны быть приемлемы для потребителей по стоимости производимой электроэнергии. Одним из главных вопросов является выбор мощности реактора. По проведенным оценкам зависимости стоимости кВт·ч отпускаемой энергии от мощности станции в диапазоне от 600 до 1500 МВт (эл.) можно заключить, что увеличение мощности в этом диапазоне снижает стоимость содержания и эксплуатации EPR более чем в два раза. Установлено также, что значение 1500 МВт (эл.) соответствует нуждам европейских потребителей, поэтому при выборе мощности EPR проектанты ориентировались именно на эту величину.

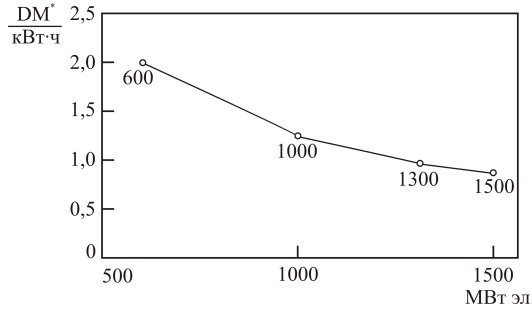


*Рис 1.3. Стоимость содержания и эксплуатации EPR (при 7500 ч работы на полной мощности в год). *Немецкие марки*

Параметры более мощной установки повышают конкурентоспособность по экономическим характеристикам производства энергии. Затраты на обслуживающий персонал не пропорционально зависят от размеров установки, поэтому их удельная величина уменьшается с увеличением мощности. Другие эксплуатационные затраты несущественно зависят от мощности установки и могут считаться фиксированными.

1.3. Проект «System 80+»

Проект «System 80+», базирующийся на предшествующей разработке реактора PWR System 80 фирмы Combustion Engineering, был начат в 1986 г. Лицензирование проекта завершено в июле 1994 г. При проектировании основное внимание уделено дальнейшему совершенствованию систем безопасности, сокращению затрат на топливный цикл и удовлетворению требований лицензирующих органов.

В проекте реактора «System 80+» имеются некоторые отличия от проекта реактора «System 80». Предусмотрено изменение уровня мощности вводом «серых» регулирующих стержней вместо изменения концентрации бора в теплоносителе. Это даст возможность быстро и плавно варьировать нагрузку при одновременном сокращении жидких отходов и затрат на их первичную обработку. Предполагается использовать топливо с выгорающим поглотителем в виде оксидов гадолиния и эрбия при сохранении некоторой части регулирующих стержней из карбида бора. Корпус реактора будет изготовлен из крупных поковок, что сократит количество сварных швов и соответственно увеличит срок его службы до 60 лет. При этом также сократится число и продолжительность инспекций.

При проектировании системы охлаждения реактора PWR System 80+ за счет увеличения объема теплоносителя, применения

более совершенных конструкционных материалов, а также понижения рабочих температур удалось расширить диапазон допустимых отклонений рабочих параметров установки.

Для снижения вероятности расплавления активной зоны повышена надежность аварийной системы охлаждения реактора. Эта система имеет четыре тракта подачи охлаждающей воды, включая прямое инжектирование воды в корпус реактора. При этом используется борированная вода из бассейна системы сбора и охлаждения обломков расплавленной активной зоны, расположенного в защитной оболочке реактора. Аварийная система питательной воды является резервным, пятым трактом.

Защитная оболочка реактора и ее вспомогательное оборудование спроектированы с учетом требований эксплуатации и обслуживания реактора при тяжелых авариях. Внутренняя часть защитной оболочки реактора представляет собой сферу диаметром 60 м, которая позволяет улучшить компоновку оборудования (рис. 1.4).

Проект «System 80+» предусматривает оснащение энергоблоков современными управляющими комплексами. Для АЭС с реактором PWR System 80+ разработана автоматизированная система управления Nuplex 80+, которая дает возможность решить проблему перехода к интегральному управлению АЭС.

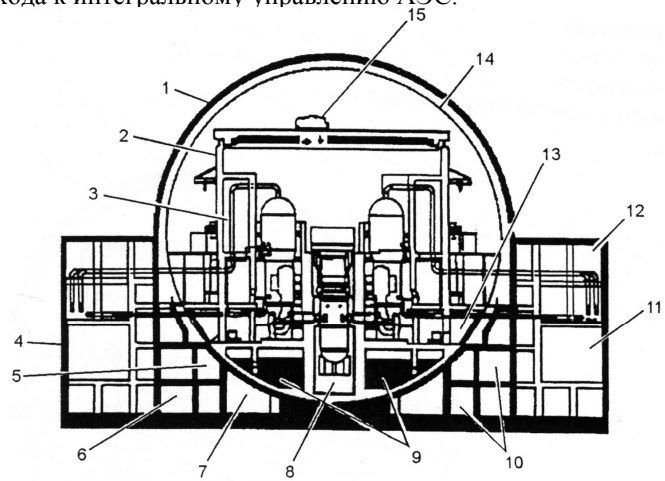


Рис. 1.4. Сферическая стальная защитная оболочка реактора System 80+:
1 – бетонное защитное здание; 2 – опорная стена крана; 3 – главный паропровод; 4 – уровень земли; 5 – желоб в стене под трубой; 6 – помещение АПЭН; 7 – помещение страхующих систем; 8 – шахта реактора; 9 – водяной резервуар для перегрузки топлива в защитной оболочке; 10 – проходы для персонала; 11 – аварийный бак питательной воды; 12 – помещение главных паровых задвижек; 13 – распределительный коллектор системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха; 14 – стальная защитная оболочка; 15 – мостовой кран

В системе Nuplex 80+ используется современная цифровая вычислительная техника с модернизированными устройствами ввода/вывода информации (рис. 1.5).

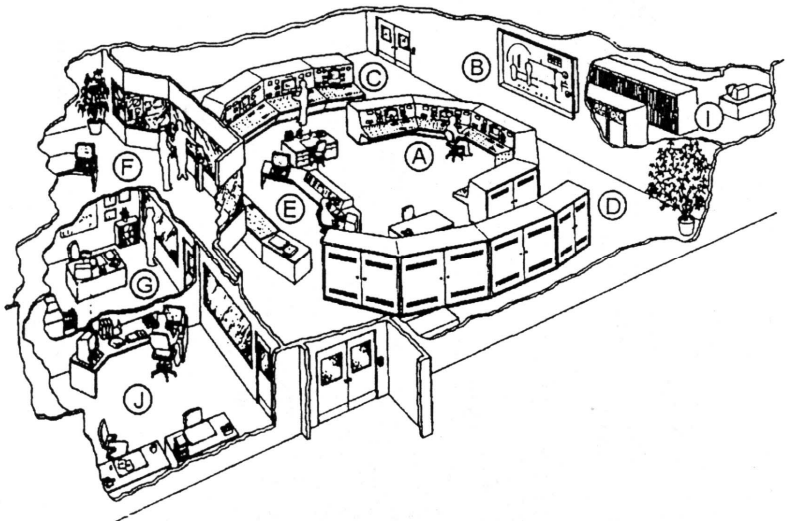


Рис. 1.5. Усовершенствованная комплексная система управления Nuplex 80+: A – главный пульт управления; B – интегральное представление состояния процесса; C – панели вспомогательных систем; D – панели систем безопасности; E – участок старшего оператора пультовой; F – центр технической поддержки; G – кабинет начальника смены; I – помещение ЭВМ; J – панели дистанционной остановки (не показаны)

За счет упрощения проекта фирма ABB-CE предполагает уменьшить время строительства до 48 месяцев (от закладки бетона – до загрузки топлива), что, в конечном счете, приведет к более низкой себестоимости электроэнергии.

1.4. Проект APWR

Проект APWR. Проект усовершенствованного реактора APWR электрической мощностью 1350 МВт был разработан в результате сотрудничества фирм Mitsubishi Heavy Industries (Япония) и Westinghouse Electric Corporation (США) при поддержке японских эксплуатирующих компаний и Министерства международной торговли и промышленности (Ministry of International Trade and Industry – MITI) [19, 20]. Реализация этого проекта планируется на площадках

АЭС Tsuruga и Fukushima (по 2 энергоблока). APWR – это усовершенствованная стандартизованная конструкция реактора с повышенной безопасностью, надежностью и экономичностью. В системах безопасности увеличены степень резервирования (4 канала вместо 2-х) и разнотипность, они отделены от систем нормальной эксплуатации. В случае нарушений нормальной эксплуатации вмешательство оператора требуется в меньшей степени, чем в существующих реакторах. В системе управления и защиты применена современная электронная техника, включая цифровую. На БЩУ установлены панели управления консольного типа, на которых объединены все функции контроля и управления. Для обеспечения эксплуатации расширена сфера автоматических действий, а отдельные переключатели заменены сенсорными экранами. Это уменьшает возможность ошибок операторов и снижает нагрузку на них.

В обоснование проекта проведены все необходимые испытания. Проект APWR отвечает требованиям документа ALWR-URD, а также критериям Комиссии по ядерному регулированию США для эволюционных ЛВР будущего.

1.5. Проект АР-600

Проект АР-600. В 1984 г. в Электроэнергетическом исследовательском институте (EPRI, США) была начата программа по УЛВР для АЭС средней мощности (~600 МВт). Цель программы – достижение наибольшего упрощения в проекте ядерной установки с одновременным усилением безопасности, в том числе с помощью пассивных средств безопасности, и снижения затрат.

В проекте реактора АР-600 фирмы Westinghouse основные функции безопасности (контроль количества теплоносителя в первом контуре, контроль реактивности, отвод остаточного тепла, удержание продуктов деления) выполняются пассивными системами, действие которых основано на естественных физических законах (гравитация, конвекция, испарение), и не используется непрерывная работа активных элементов (насосов, генераторов переменного тока и т. д.).

Системы ослабления аварий в проекте АР-600, кроме пассивного охлаждения активной зоны и защитной оболочки, включают автома-

тическую систему понижения давления, зону для улавливания расплавленной активной зоны, дожигатель водорода, средства для залива зоны под корпусом реактора на случай несрабатывания автоматической системы. Расчетная прочность защитной оболочки такова, что вероятностный анализ не выявил аварийные сценарии, которые могли бы вызвать ее разрушение даже с учетом воспламенения водорода или других воздействий с большим выделением энергии.

Использование в проекте АР-600 систем нового типа потребовало проведения моделирования реакторной установки и систем безопасности с помощью расчетных программ, осуществления обширной серии экспериментов и испытаний модельного и прототипного оборудования, а также проектных проработок в обеспечение 60-летнего срока службы АЭС с реактором АР-600.

По сравнению с современными установками в проекте АР-600 на 60 % меньше клапанов, на 75 % – трубопроводов, на 35 % – мощных насосов и на 80 % – кабелей управления. Вследствие их простоты, эти небольшие установки могут быть построены много быстрее (за 3–4 года), чем современные промышленные АЭС. В проекте обеспечивается выполнение требований документа ALWR-URD, что подтверждается выполнением ВАБ.

1.6. Российские проекты ВВЭР XXI века

За более чем тридцатипятилетний срок существования в мире энергетических реакторов ВВЭР построено 58 энергоблоков мощностью от 70 до 1000 МВт (эл.) брутто, из которых 49 эксплуатируется в настоящее время (по 13 – в России и на Украине, по 6 – в Болгарии и Словакии, по 4 – в Венгрии и Чехии, 2 – в Финляндии и 1 – в Армении). Старейший из действующих реакторов ВВЭР – третий энергоблок Нововоронежской АЭС в России – подключен к сети в 1971 году, последний – «Моховце-2» в Словакии вошел в строй в 1999 году. География распространения реакторов ВВЭР развивается весьма динамично. Впервые реакторы этого типа сооружаются в крупнейших государствах Азии: Китае, Индии и Иране, а также на Кубе (см. табл.). Заключено межправительственное соглашение о сооружении двух блоков с ВВЭР-1000 в Индии.

Таблица 1.4

Строящиеся ядерные энергоблоки ВВЭР в мире

Страна	АЭС	Тип реакторной установки	Мощность (брутто), МВт	Год начала строительства	Год ожидаемого ввода в эксплуатацию
Россия	Ростовская-1	V-320	1000	1981	2000
	Ростовская-2	V-320	1000	1982	*
	Калининская-3	V-320	1000	1985	2004
	Нововоронежская-6	V-392	1000	1999	*
	Кольская-5	V-407	640	1997	*
	Сосновоборская	V-407	640	1997	*
Индия	«Кудамкулам-1»	V-412	1000	*[2]	
	«Кудамкулам-2»	V-412	1000	*[2]	
Иран	«Бушер-1»	V-446	1000	1975	2002
Китай	«Ляньюнган-1»	V-428	1000	1999	2005
	«Ляньюнган-2»	V-428	1000	1999	2006
Куба	«Хурагуа-1»	V-318	440	1982	*
	«Хурагуа-2»	V-318	440	1982	*
Чехия	«Темелин-1»	V-320	1000	1982	2001
	«Темелин-1»	V-320	1000	1985	*
Украина	Хмельницкая-2	V-320	1000	1985	*
	Хмельницкая-3	V-320	1000	1986	*
	Ровенская-4	V-320	1000	1986	*

* Официально не определен.

*[2] Заключено межправительственное соглашение. Строительство не начато.

Перспективы реакторов ВВЭР

Достигнутый уровень освоения ядерной энергетической технологии, базирующейся на реакторах типа ВВЭР, позволяет рассмотреть их как неотъемлемую составляющую ядерной энергетики будущего с учетом их возможностей в решении прогнозируемых задач:

- первоочередной рост доли ядерной энергии в производстве электричества в базовом и маневренном режимах;
- расширение сферы использования ядерной энергии: когенерация тепла и электричества, источники бытового и промышленного тепла, опреснение воды и др.;
- расширение числа стран и регионов-пользователей и создание гибкого мощностного ряда ядерных энергетических установок для использования их в крупных и малых энергосистемах и для децентрализованного энергоснабжения;
- потребление избыточного плутония, минимизирующее его количество в системе ядерной энергетики, энергетическое использование оружейных ядерных материалов;

- вовлечение тория в ядерный топливный цикл;
- развитие ядерных энергетических установок на морском транспорте, в том числе для перевозки органического топлива.

Объективно начавшийся процесс расширения сферы использования ядерной энергии (когенерация тепла и электричества, источники бытового тепла, промышленное теплоснабжение) позволяет прогнозировать развитие этого процесса в новом веке. В этой связи можно ожидать, что удастся довести до реализации и освоить новое ответвление семейства ВВЭР – станции теплоснабжения высокой безопасности (АСТ) как альтернативу в оптимальном решении задачи обеспечения теплом крупных регионов.

Крупномасштабная ядерная энергетика не может быть реализована на использовании только урана-235. Подпитка делящейся компонентной из естественного урана, постоянно вовлекаемого в топливный цикл, будет не достаточна для функционирования всей совокупности разнообразных реакторов ядерной энергетики.

Воспроизводство делящихся материалов является одним из основных признаков ядерной энергетики будущего. Эта функция будет реализовываться реакторами-размножителями. Основной функцией таких реакторов является расширенное воспроизводство топлива, необходимого для обеспечения им всей структуры ядерной энергетики.

Таким образом, в будущей энергетике должны эксплуатироваться реакторы-размножители ядерного топлива и реакторы, потребляющие топливо. Их количественное соотношение в крупномасштабной ядерной энергетике мира будет определяться нейтронным балансом всей структуры ядерной энергетики и уровнем воспроизводства топлива в реакторах.

Следует особо отметить, что начальный период XXI века, наряду с традиционными операциями в топливном цикле, будет характеризоваться решением задачи использования в реакторах высвобождающихся излишков ядерных оружейных материалов – высокообогащенного урана и плутония. Использование энергетического потенциала оружейного плутония расширяет топливную базу ядерной энергетики.

При использовании оружейного плутония будет освоена технология смешанного уран-плутониевого топлива (МОХ-топлива), а также накоплен необходимый для будущей ядерной энергетики опыт решения экологических проблем и процедур контроля, учета и защиты. Энергетическое сжигание высвобождаемого оружейного

плутония может быть осуществлено в виде смешанного уран-плутониевого оксидного топлива в действующих и строящихся российских реакторах, в том числе ВВЭР. Выбор конкретных решений будет определяться экономическими условиями реализации программы с учетом стратегии развития ядерной энергетики.

Природные ресурсы тория, превышающие ресурсы урана, и его невысокая стоимость создают дополнительные возможности неограниченного по ресурсным соображениям развития ядерной энергетики. Вовлечение тория в топливный цикл не только расширит топливную базу, но и облегчит решение проблемы захоронения радиоактивных отходов. В последнее время, наряду с указанными преимуществами тория, изучается возможность его использования в действующих или разрабатываемых реакторах типа ВВЭР с целью обеспечения решения проблемы нераспространения.

Следовательно, наиболее целесообразным представляется путь эволюционного совершенствования зарекомендовавших себя реализованных проектов ядерного комплекса и создания ядерных технологий нового поколения, базирующихся на опыте предыдущих этапов, в частности создания и развития концепции ВВЭР.

1.6.1. Проект ВПБЭР-600

Основные проектные решения

Развитие концепции реакторов с интегральной компоновкой оборудования продиктовано созданием энергетического водо-водяного реактора принципиально более высокого уровня безопасности по сравнению с имеющимися петлевыми типа PWR. Решение этой задачи началось с создания реакторной установки для атомных станций теплоснабжения, которые могли бы размещаться в непосредственной близости от крупных городов. Принципиальной особенностью интегральной компоновки является размещение основного оборудования первого контура в одном корпусе. К достоинствам такого реактора относятся следующие характеристики:

- локализация первого контура, а следовательно, и радиоактивных продуктов в одном корпусе;
- максимально возможное упрощение тракта гидравлической циркуляции первого контура, что способствует развитию естественной циркуляции и ее использованию при аварийных и рабочих режимах;

- исключение трубопроводов первого контура большого диаметра, размещение вспомогательных труб только в верхней части корпуса реактора и как следствие исключение классов аварий больших и средних течей;
- сохранение активной зоны под уровнем воды при любой разгерметизации за счет соответствующего выбора объема страховочного корпуса;
- снижение флюенса нейтронов до уровня, при котором снимается вопрос о радиационном охрупчивании материала корпуса за время эксплуатации (при этом отпадает необходимость использования образцов-свидетелей);
- исключение попадания холодного теплоносителя на корпус реактора в связи с отсутствием мощных систем САОЗ, характерных для PWR;
- аварийное расхолаживание реактора более простыми средствами, эффективное использование парогенератора (теплообменника);
- возможность реализации теплоотводного принципа защиты первого контура от недопустимого в соответствии с нормативными требованиями роста давления;
- большая тепловая инерционность, обусловленная значительным запасом воды над активной зоной, по сравнению с традиционными реакторами;
- высокий уровень заводской готовности реакторной установки при поставке на строительную площадку;
- значительное снижение объема наиболее ответственных монтажных работ на строительной площадке;
- возможность существенного сокращения сроков строительства АС;
- упрощение технологии снятия с эксплуатации АС с сохранением возможности повторного использования реакторного здания;
- наличие условий для экономии финансовых средств при сооружении АС и снятии с эксплуатации.

ВПБЭР-600 может вырабатывать и подавать потребителям при работе с конденсационной турбиной 640 МВТ электроэнергии, 250 Гкал/ч тепловой энергии, при работе с теплофикационной турбиной до 638 МВТ и до 1030 Гкал/ч, соответственно.

Конструкция реактора. ВПБЭР-600 представляет собой водо-водяной интегральный реактор, заключенный в страховочный корпус для локализации аварий, связанных с разгерметизацией трубопроводов вспомогательных систем первого контура или корпуса. Интегральное исполнение характеризуется размещением в одном корпусе активной зоны с рабочими органами СУЗ, теплообменной поверхности парогенератора, парогазового компенсатора давления, функцию которого выполняет верхний объем корпуса реактора над уровнем теплоносителя (рис. 1.6). Теплосъем с активной зоны осуществляется принудительной циркуляцией теплоносителя с помощью главных циркуляционных насосов первого контура, встроенных в днище корпуса реактора. Электронасос – центробежный вертикальный с герметичным электродвигателем.

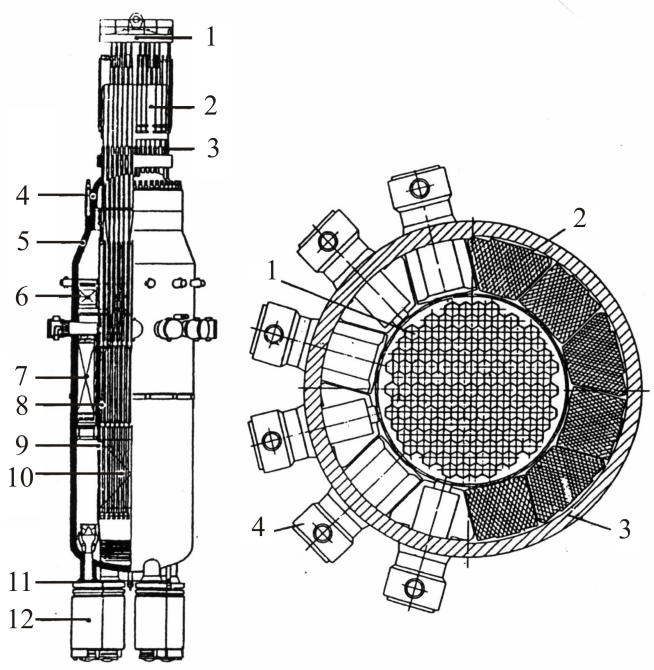


Рис. 1.6. Общий вид ВПБЭР-600:
1 – верхний блок; 2 – привод СУЗ; 3 – уровнемер; 4, 5 – крышка и корпус реактора, соответственно; 6 – теплообменник-конденсатор; 7 – парогенератор; 8 – блок, уплотняющий головки ТВС; 9 – внутрикорпусная шахта; 10 – активная зона; 11 – ионизационная камера; 12 – циркуляционные насосы первого контура. Поперечный разрез ВПБЭР-600:
1 – ТВС; 2 – секция парогенератора; 3 – корпус реактора; 4 – патрубок секции парогенератора

Над активной зоной размешается блок труб и устройств, уплотняющий головки ТВС, в котором размещены направляющие рабочих органов СУЗ. Через отверстия во внутрикорпусной шахте теплоноситель равномерно подается к трубным системам парогенератора. В кольцевом зазоре между корпусом реактора и внутрикорпусной шахтой на уровне выше активной зоны расположена теплообменная поверхность прямоточного парогенератора, состоящего из независимых секций. На входе в активную зону размещена напорная камера, обеспечивающая равномерную раздачу расхода теплоносителя по ТВС. Благодаря простоте контура, создается высокий уровень естественной циркуляции, достаточный для надежного охлаждения активной зоны во всех аварийных ситуациях, включая пароконденсатный режим при разрыве циркуляции по воде.

Особенностью интегральной компоновки является наличие большого водяного зазора между активной зоной и корпусом реактора, выполняющего роль радиационной защиты. В результате флюенс нейтронов снижен настолько (до $5–10^{16}$ $см^2$), что снимается вопрос об изменении свойств металла корпуса реактора под действием облучения. Над парогенератором, под уровнем теплоносителя размещены теплообменники-конденсаторы для аварийного отвода тепла от реактора, работающие как конденсаторы при разгерметизации первого контура. На крышке реактора размещены индивидуальные электромеханические приводы СУЗ, с помощью которых перемещаются их рабочие органы в режиме регулирования и сбрасываются в активную зону в режиме аварийной защиты. В пространстве между внутрикорпусной шахтой и корпусом реактора на уровне активной зоны расположены ионизационные камеры.

Активная зона ВПБЭР-600 состоит из 151 ТВС с твэлами, аналогичными применяемым в ВВЭР-1000. Каждая ТВС содержит поглощающие элементы-стержни с карбидом бора, которые объединяются в кластер и образуют рабочий орган СУЗ. В активной зоне ВПБЭР-600 параметры топливной решетки сохранены такими же, как в ВВЭР-1000. Содержание борной кислоты в теплоносителе снижено по сравнению с ВВЭР для обеспечения при принятых параметрах топливной решетки отрицательных значений парового коэффициента реактивности и коэффициента реактивности по температуре теплоносителя во всем интервале рабочей температуры. Отрицательная обратная связь по температуре теплоносителя обеспечивает самоограничение мощности в аварийных режимах с повышением мощности и температуры в активной зоне, отрицательный

паровой коэффициент реактивности – самоостановку реактора при разгерметизации первого контура. В активной зоне используется высокоэффективная механическая система компенсации реактивности. Рабочие органы СУЗ имеются в большинстве ТВС активной зоны. С помощью механической системы достигается подкритичность реактора в холодном разотравленном состоянии при отсутствии борной кислоты в замедлителе с учетом зависания наиболее эффективного рабочего органа в крайнем верхнем положении.

Запас реактивности на выгорание топлива компенсируется совместно механическими рабочими органами СУЗ, борной кислотой в теплоносителе и самоэкранированным выгорающим поглотителем. В качестве последнего рассматривается применение гадолиния в смеси с топливом.

Средняя энергонапряженность активной зоны 69,4 кВт/л, средняя линейная мощность твэлов 114 Вт/см. Умеренной энергонапряженностью достигаются высокие теплотехнические запасы при нормальной эксплуатации и проектных авариях, а также безопасность установки в запроектных авариях. Для повышения выгорания топлива рассматриваются схемы перестановок ТВС с размещением наиболее выгоревшего топлива в основном на периферии зоны, что снижает утечку нейтронов.

Активная зона позволяет реализовать различные топливные циклы, отличающиеся кратностью перегрузок и интервалом работы между перегрузками. Основные характеристики для одного из режимов перегрузок активной зоны следующие:

Активная зона:

эквивалентный диаметр, см.....305
высота, см.....353
число ТВС 151
среднее обогащение топлива подпитки, % 4,15
число перегрузок за кампанию.....4
интервал между перегрузками, год.....1,5
средняя глубина выгорания выгружаемого урана, МВт-сут/кг 50

Реактор и все системы, находящиеся во время работы под давлением первого контура, размещены в страховочном корпусе. Расположение реактора во втором прочном конусе, рассчитанном на давление, которое возникает при разгерметизации первого контура, обеспечивает сохранение активной зоны под уровнем воды, исключает плавление топлива, служит дополнительным пассивным барье-

ром локализации радиоактивных продуктов. Реактор размещен под прочноплотной бетонной защитной оболочкой.

Технические решения по оборудованию такому, как герметичные главные циркуляционные электронасосы, прямоточный парогенератор, страховочный корпус, пассивные самосрабатывающие устройства, надежно освоены и отработаны. Герметичные главные циркуляционные насосы, нагруженность узлов которых не меньше, чем насосов ВПБЭР-600, прошли всестороннюю отработку, испытания и в условиях атомных ледоколов эксплуатировались более 20 лет при наработке более 100 тыс. часов с сохранением работоспособности. Технология изготовления насосов отработана, освоено крупносерийное производство. Конструкция прямоточных парогенераторов экспериментально проверена, они прошли всесторонние испытания и работают с обеспечением требуемых характеристик в составе атомных установок. Технология изготовления парогенераторов с большим числом парогенерирующих элементов освоена и организовано крупносерийное производство таких элементов.

Страховочный корпус аналогичной конструкции использован в АСТ-500 и прошел всестороннюю проверку при обосновании проекта и сдаточных испытаниях. Отсеки транспортных атомных установок, по размерам и материалам соответствующие страховочному корпусу ВПБЭР-600, серийно изготавливаются. Пассивные самосрабатывающие устройства такие, как размыкатели электропитания по давлению, гидроуправляемые пневмораспределители, мембранные предохранительные устройства широко применяются в АСТ-500, установках атомных ледоколов, прошли проверку и приняты к производству. Решены основные технологические вопросы, связанные с изготовлением корпуса реактора. Конструкция оборудования ВПБЭР-600 позволяет проводить всестороннюю экспериментальную отработку отдельных элементов, секций, узлов и т. п. в условиях стендов с подтверждением всех спецификационных характеристик до ввода в эксплуатацию атомной станции.

Принципиальная схема реактора. ВПБЭР-600 представляет собой двухконтурную установку с водо-водяным корпусным реактором интегрального типа (рис. 1.7).

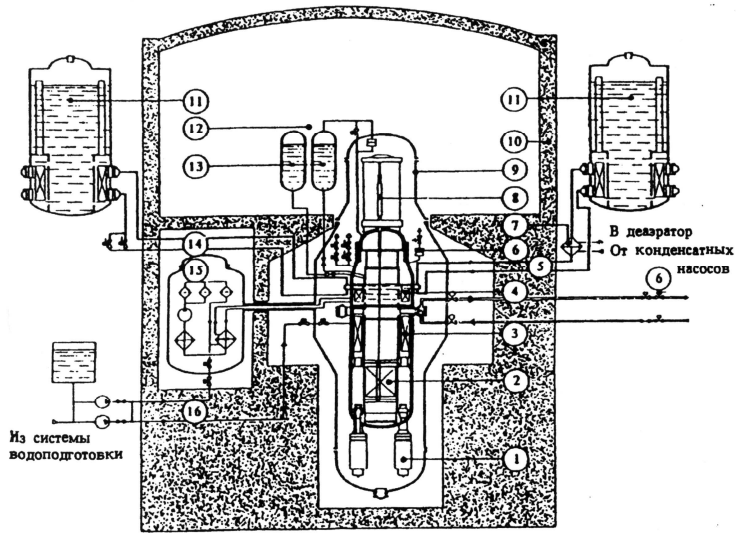


Рис. 1.7. Реакторная установка ВПБЭР-600:
1 – главный циркуляционный насос; 2 – реактор; 3 – парогенератор;
4 – теплообменник-конденсатор; 5 – система непрерывного отвода тепла;
6 – самосрабатывающие устройства прямого действия; 7 – промежуточный теплообменник;
8 – привод СУЗ; 9 – страховочный корпус; 10 – защитная оболочка; 11 – блок теплообменников;
12 – система аварийного ввода бора; 13 – емкость с раствором бора; 14 – система пассивного отвода тепла; 15 – система очистки и борной компенсации реактивности;
16 – система подпитки

Первый контур включает в себя основной контур циркуляции, размещенный внутри корпуса реактора, а также системы компенсации давления, очистки теплоносителя и выведения жидкого поглотителя. Этот контур обслуживается системами водоподготовки, заполнения и подпитки, отбора проб, воздухоудаления и дренажа. Второй контур состоит из 12 независимых секций парогенератора с индивидуальным подводом питательной воды и выводом пара за пределы страховочного корпуса. Далее секции парогенератора объединяются в четыре петли, по которым пар подается в паротурбинную установку, откуда возвращается питательная вода. Теплотехнические параметры поддерживаются с помощью расхода питательной воды через парогенератор и регулирования температуры первого контура.

Принятые статистические параметры установки близки к естественной характеристике, отвечающей саморегулированию, и обеспечивают незначительное изменение давления в реакторе при ком-

бинациях нагрузки. Нормальное расхолаживание осуществляется при циркуляции питательной воды через парогенератор со сбросом пара в специальный технологический конденсатор.

Безопасность реактора

Защитные системы безопасности. Система аварийной защиты реактора предназначена для прекращения, замедления или ограничения цепной реакции при возникновении аварийной ситуации или отклонении от условий нормальной эксплуатации. Это достигается подачей соответствующих команд в систему управления приводами СУЗ и последующим введением в активную зону или запретом на извлечение рабочих органов. Наивысший уровень защиты предусматривает введение с максимальной скоростью всех рабочих органов СУЗ (сброс при обесточивании двигателей приводов). Защита срабатывает при достижении аварийных уставок по мощности реактора или времени ее удвоения, переопрессовке или разгерметизации первого контура, землетрясении или обесточивании станции, прекращении подачи питательной воды, нажатии кнопок АЗ на блочном или резервном щитах управления.

Важной особенностью ВПБЭР-600 является использование самосрабатывающих устройств, с помощью которых обесточивается часть приводов СУЗ, достаточная для выполнения функции аварийной защиты, минуя цепи автоматики по прямому действию давления в реакторе или страховочном корпусе. Система аварийного ввода бора переводит и поддерживает активную зону в подкритическом состоянии при холодном и разотравленном состоянии реактора в случае несрабатывания приводов СУЗ и состоит из двух емкостей с борным раствором. Ввод одной из емкостей в действие осуществляется открытием пневмоприводной арматуры на трубопроводах, соединяющих емкость с борным раствором и реактор, либо вскрытием мембраны по прямому действию давления в реакторе. Борный раствор самотеком подается в активную зону после выравнивания давления в реакторе и емкости за счет размещения последней над реактором. Вторая емкость, предназначенная для остановки реактора при авариях, связанных с разгерметизацией первого контура, пассивно вводится в действие по принципу гидроаккумулятора.

Пассивные системы аварийного отвода тепла включают в себя два блока теплообменников, образующих системы непрерывного и пассивного отвода тепла, каждый из которых отводит тепло в баки запаса воды. Системы непрерывного и пассивного отвода тепла ра-

ботают при естественной циркуляции теплоносителя (рис. 1.8). Тепло отводится через промежуточный контур при давлении более высоком, чем в реакторе. Система непрерывного отвода тепла функционирует постоянно. Тепло, отводимое системой от реактора при нормальной работе, идет на подогрев питательной воды парогенераторов в промежуточных теплообменниках. Система пассивного отвода тепла включается при возникновении аварии путем открытия клапанов на трубопроводах слива воды из водяных теплообменников как по сигналам от системы автоматического управления, так и непосредственно от воздействия давления или уровня воды в реакторе.

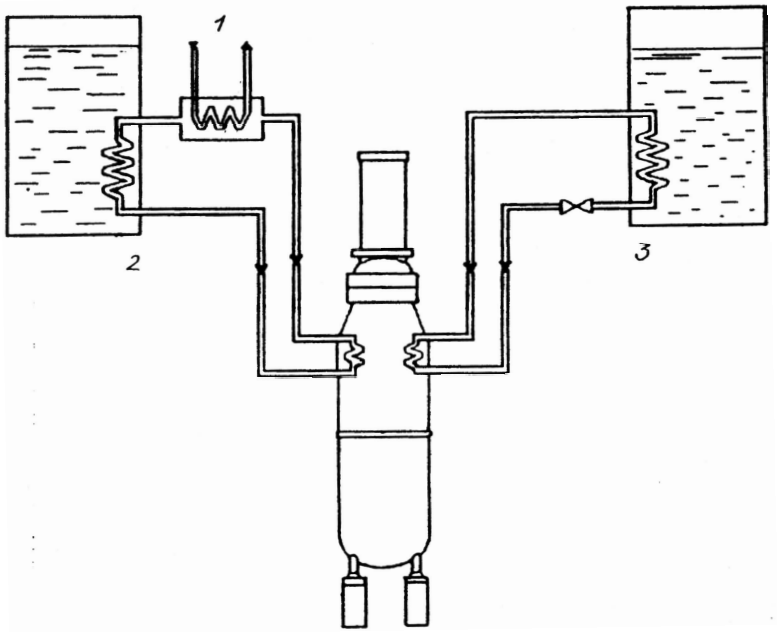


Рис. 1.8. Система аварийного отвода тепла:
1 – охлаждающая вода; 2, 3 – система непрерывного и пассивного отвода тепла соответственно

При расхолаживании тепло, отводимое от реактора теплообменниками-конденсаторами систем пассивного и непрерывного отвода, передается в баки запаса воды, через которые циркулирует техническая вода. В случае прекращения циркуляции технической воды тепло отводится за счет выпаривания воды из баков. Запаса

воды в одном баке достаточно для расхолаживания реактора в течение трех суток, в двух баках – семи суток. Возможно применение воздушных теплообменников, что позволит неограниченное время отводить тепло от реактора после выпаривания воды из баков.

Первый контур от переопрессовки защищается без выброса радиоактивного теплоносителя путем надежного отвода тепла от активной зоны системами непрерывного и пассивного отвода тепла. Однако, учитывая быструю динамику, характерную для установок с принудительной циркуляцией теплоносителя, в целях ограничения выбега по давлению предусмотрены предохранительные клапаны, сбрасывающие парогазовую смесь из компенсатора давления реактора в борную емкость или страховочный корпус без выхода радиоактивного теплоносителя за пределы реактора.

Система декомпрессии реактора предназначена на случай запроектной аварии с разгерметизацией в его нижней части. При повышении давления в страховочном корпусе и значительном снижении уровня теплоносителя в реакторе по прямому действию этих параметров вскрываются клапаны декомпрессии на компенсаторе давления, что приводит к выравниванию давления в реакторе и страховочном корпусе и прекращению истечения.

Локализующие системы безопасности. Страховочный корпус является пассивным защитным и локализующим устройством, обеспечивающим безопасность при разрыве трубопроводов и разгерметизации корпуса реактора в пределах технически возможной величины. Он рассчитан на давление, возникающее при разгерметизации первого контура, и служит средством удержания активной зоны под уровнем воды, расхолаживания реактора и локализации радиоактивных продуктов.

Система локализующей арматуры отключает парогенератор в случае нарушения герметичности его теплообменной поверхности или трубопроводов. На каждой секции парогенератора установлена локализующая электроприводная арматура, приваренная к страховочному корпусу. На каждой петле установлена двойная локализующая пневмоприводная арматура, одна из которых срабатывает по сигналам от систем автоматического управления, вторая – от систем автоматического управления и по прямому сигналу снижения уровня в реакторе, на трубопроводах питательной воды смонтированы обратный клапан и локализующая пневмоприводная арматура.

Безопасность. Концепция безопасности ВПБЭР-600 – сочетание внутренне присущей самозащищениости и пассивных систем безопасности. Физические свойства активной зоны и характеристи-

ки компенсатора давления позволяют остановить или ограничить мощность без использования аварийной защиты благодаря сильной отрицательной связи мощность-кипение. Система непрерывного отвода тепла постоянно находится в работе и поэтому не требуется срабатывания каких-либо устройств при необходимости аварийного расхолаживания реактора, выполненная аналогичным образом пассивная система отвода тепла с самовключением гарантирует высокую надежность аварийного теплоотвода. Теплоноситель первого контура ВПБЭР-600 существенно увеличивает суммарную теплоемкость системы, способной аккумулировать остаточное энерговыделение активной зоны, что предопределяет большие резервы времени для реализации мер по управлению аварией. Интегральная компоновка принципиально исключает классы аварий больших и средних течений при разрыве трубопроводов первого контура.

Размещение реактора в прочном страховочном корпусе обеспечивает сохранение активной зоны под водой при любом разрыве первого контура, что исключает плавление топлива. Страховочный корпус служит дополнительным пассивным барьером локализации радиоактивных продуктов.

Привлекательное свойство ВПБЭР-600 – самообеспечение безопасного состояния. Инерционность реактора, большое располагаемое время в случае тяжелых аварий позволяют не сомневаться в возможностях персонала по управлению авариями и служат гарантией безопасности. Вероятность реализации аварий с тяжелыми повреждениями активной зоны ВПБЭР-600 составляет менее 10^{-8} на 1/реакторо-год.

Принятые проектные решения, качественно новый уровень безопасности снимают вопрос о расстоянии при размещении АЭС с ВПБЭР-600, исключают необходимость эвакуации населения, позволяют размещать АЭС в непосредственной близости от городов и других крупных энергопотребителей, использовать реакторную установку для комбинированной выработки электроэнергии и тепла. Технические решения и концепция безопасности ВПБЭР-600 характеризует его как установку повышенной безопасности нового поколения. Особенности интегрального реактора, исключающие классы аварий крупных и средних течей, применение пассивных как по функционированию, так и включению систем аварийного расхолаживания определяют более высокий уровень его безопасности по сравнению с зарубежными установками типа АР-600. Решены во-

просы, связанные с отработкой и созданием оборудования и реактора в целом.

Экология

Для всех реакторных установок повышенной безопасности обеспечивается хорошая уживаемость, добрососедство ядерных энергоисточников с окружающей средой. В основе такого добрососедства лежит, во-первых, отсутствие радиационного воздействия, во-вторых, отходы, которые обычно сопровождают эксплуатацию станции, компактны, имеют небольшой объем и преимущественно низкий уровень активности. Высокоактивные радионуклиды, образующиеся при эксплуатации станции, остаются в топливных сборках, локализованы в пределах герметичных оболочек твэлов и не превышают 0,1 % общего количества радиоактивных отходов. Обеспечена надежная изоляция образующихся отходов от биосферы. Исключение рассеивания отходов в окружающую среду – основной принцип ядерной энергетики. Такой принцип объективно невозможно реализовать при сжигании органического топлива.

Среди технических решений, обеспечивающих высокие экологические характеристики установок повышенной безопасности, необходимо выделить основные:

- жесткие ограничения по допустимому уровню активности воды первого контура, который обеспечивается благодаря герметичности твэлов, сохраняемой в течение длительного срока службы, и надежно контролируется; выполняются нормативные требования по герметичности твэлов в 10 раз более жесткие, чем установленные для ВВЭР;
- высокая герметичность первого контура;
- отсутствие технологических сбросов и протечек среды из реактора при его работе на мощности (исключение сдувки, дренирования);
- использование средств контроля, не требующих отбора проб из первого контура со сбросом среды;
- низкий уровень коррозионной активации и отложений благодаря применению в первом контуре нержавеющих конструкционных материалов;
- низкая активация оборудования, бетона и воздуха помещений благодаря ослаблению излучения за счет конструкционных решений и радиационной защиты;
- эффективная газоочистка вентиляционного воздуха;

- относительно небольшой объем и низкая активность вод дезактивации оборудования благодаря чистоте его поверхности;
- большой период непрерывной работы между плановыми остановками и связанными с ними работами, включая дезактивацию, ремонт и др.;
- большой срок службы оборудования, оснастки, а также высокотемпературных сорбентов в системах очистки.

Благодаря таким решениям системы спецводоочистки работают с небольшим объемом отходов среднего и низкого уровня активности, а количество и суммарная активность твердых отходов резко сокращена, выход короткоживущих аэрозолей в атмосферу, ослабленный системами газоочистки, возможен не чаще одного раза в 2 года при перегрузке реактора и не превышает 350 Ки.

Отсутствуют долгоживущие радионуклиды аэрозолей, способных накапливаться в организме. Годовой выход цезия и йода настолько мал, что его невозможно даже измерить ($\sim 2{,}5 \cdot 10^{-5}$ Ки). Выход стронция еще меньше. Сбережение кислорода особенно ценно в высоких широтах, где снижено его естественное содержание в атмосфере и затруднено биологическое восполнение ввиду сурового климата и скудной растительности. Тепловые сбросы в реки и водоемы и водопотребление из них отсутствуют из-за использования оборотных замкнутых систем охлаждения и «сухих» градирен (воздухоохлаждаемых радиаторов). Тепловые потери в атмосферу резко ограничены благодаря экономичным схемам использования вырабатываемого тепла с высоким КПД. Водопотребление собственных нужд станции может обеспечиваться на базе местных сильно минерализованных вод, благодаря применению опреснительных установок, использующих вырабатываемое АС тепло.

Разработчик реакторных установок повышенной безопасности имеет положительный опыт анализа и обоснования экологической безопасности головных атомных станций теплоснабжения. Такой анализ выполнялся в рамках технического проекта АС в соответствии с требованиями нормативных документов. При этом рассматриваются условия нормальной эксплуатации, нарушения и аварии, снятие с эксплуатации, влияние ошибок персонала. АСТ обоснована как наиболее экологически чистый энергоисточник по сравнению с альтернативными источниками на органическом топливе даже с учетом наиболее эффективных очистных сооружений на них. В силу общности технических решений по энергоблокам повышенной безопасности близки и их экологические показатели с неоспоримым

преимуществом перед энергоисточниками на органическом топливе. Так, ежегодно ВПБЭР-600 экономит 3 млн т усл. топл., сохраняет 3 млрд $м^3$ кислорода воздуха, не выбрасывает в атмосферу (т): твердые частицы (пыль, золу) 4400, сернистый ангидрид 74600, оксиды азота 20500, пятиоксида ванадия 22, как ТЭС на угле, 780, 50400, 13100, 330 соответственно, как ТЭС на мазуте, 14200 т оксидов азота, как ТЭС на газе. Имеется в виду тепловая станция электрической мощностью 600 МВт с содержанием серы в угле и мазуте 2 %, эффективностью улавливания твердых частиц 99 %.

1.6.2. Проект ВВЭР-640 (В–407)

В настоящее время федеральными и местными органами власти приняты решения о строительстве на территории России 8 энергоблоков АЭС с ВВЭР-640 (1 энергоблок – в составе НПЦ АЭ в г. Сосновый Бор, 3 энергоблока – на Кольской АЭС-2 и 4 энергоблока на Дальневосточной АЭС), причем работы подготовительного периода на Кольской АЭС-2 и в Сосновом Бору уже начаты.

Основными отличиями представляемой АЭС от существующих проектов АЭС с реакторами ВВЭР, позволяющими обеспечить указанные выше задачи, являются:

- обеспечение останова, расхолаживания реактора и длительного отвода остаточного тепла как при плотном контуре, так и при разгерметизации его набором пассивных систем, не требующих для работы вмешательства оператора и подачи энергии извне;
- возможность компенсации запаса реактивности во всех состояниях (в том числе при разотравленнии и без борной кислоты в теплоносителе) до температуры 100 °С;
- использование двойной защитной оболочки – внутренней металлической с организованным теплоотводом с ее поверхности и контролем плотности в процессе эксплуатации и внешней железобетонной оболочки, рассчитанной на широкий спектр внешних событий;
- построение, характеристики и резервирование энергоснабжения систем нормальной эксплуатации, важных для безопасности, позволяют смягчить протекание аварийных процессов и ослабить последствия тяжелых аварий;
- повышение коэффициента полезного действия (КПД) станции за счет увеличения номинального давления на выходе из парогенераторов до 7 МПа.

В представленном проекте применяются отработанные технологии, узлы и системы и максимально используется опыт проектирования, изготовления и эксплуатации предыдущих поколений АЭС с ВВЭР.

Безопасность АЭС обеспечивается при нормальной эксплуатации в течение всего проектного срока службы, принятого равным 50 лет, при возникновении заданного проектом количества аварийных ситуаций, а также при проектных и запроектных авариях.

Применение активных зон с пониженными удельными нагрузками позволяет улучшить топливоиспользование и повысить безопасность АЭС, обеспечивая пассивными системами отвод остаточного тепловыделения от активной зоны и отработанного топлива при аварийных ситуациях в различных режимах эксплуатации, включая перегрузку топлива и ремонтные работы, в принципе без ограничения времени.

При нормальной эксплуатации и аварийных ситуациях не должен быть превышен эксплуатационный предел повреждения твэлов, принятый равным 0,1 % твэлов с дефектами типа газовой неплотности и 0,01 % – с прямым контактом топлива с теплоносителем. При проектных авариях не допускается повреждения твэлов, приводящего к значительному выходу радиоактивных продуктов из оболочек твэлов, развития пароциркониевой реакции и выхода топлива за пределы твэлов, препятствующего послеаварийному охлаждению и разборке активной зоны (проектные пределы повреждения топлива).

Вероятность значительного повреждения топлива – плавления не превышает 10^{-7} 1/реакторо-год, а вероятность превышения предельного аварийного выброса, приводящего к необходимости эвакуации населения за пределы расстояний, устанавливаемых нормативными требованиями к размещению АЭС, не превышает 10^{-7} 1/реакторо-год.

Для районов с ограниченными водными ресурсами рассмотрен вариант использования сухих градирен отечественной разработки для охлаждения конденсаторов турбин.

Проект предполагает расположение АЭС в различных климатических районах с учетом возможных воздействий природных явлений и внешних воздействий, связанных с деятельностью человека. В частности, рассматривается возможность размещения АЭС в районах с высоким уровнем сейсмичности – уровень МРЗ при использовании традиционных методов строительства принят равным 8 баллам по шкале MSK-64. При размещении платформы реактор-

ного отделения на пневмокордных сейсмоизоляторах, имеющих более чем 20-летний опыт эксплуатации в военной технике, допускается уровень сейсмичности площадки более 8 баллов.

Конструктивные особенности

Представлены:

- принципиальная схема основных систем энергоблока;
- данные по основному оборудованию (реакторная и турбинная установки, защитная оболочка);
- компоновка энергоблока;
- основные виды по реакторному отделению (план и разрез).

Отсутствуют долгоживущие радионуклиды аэрозолей, способных накапливаться в организме. Годовой выход цезия и йода настолько мал, что его невозможно даже измерить ($\sim 2{,}5 \cdot 10^{-5}$ Ки). Выход стронция еще меньше. Сбережение кислорода особенно ценно в высоких широтах, где снижено его естественное содержание в атмосфере и затруднено биологическое восполнение ввиду сурового климата и скудной растительности. Тепловые сбросы в реки и водоемы и водопотребление из них отсутствуют, благодаря использованию оборотных замкнутых систем охлаждения и «сухих» градирен (воздухоохлаждаемых радиаторов). Тепловые потери в атмосферу резко ограничены благодаря экономичным схемам использования вырабатываемого тепла с высоким КПД. Водопотребление собственных нужд станции может обеспечиваться на базе местных сильно минерализованных вод, благодаря применению опреснительных установок, использующих вырабатываемое АС тепло.

Разработчик реакторных установок повышенной безопасности имеет положительный опыт анализа и обоснования экологической безопасности головных атомных станций теплоснабжения. Такой анализ выполнялся в рамках технического проекта АС в соответствии с требованиями нормативных документов. При этом рассматриваются условия нормальной эксплуатации, нарушения и аварии, снятие с эксплуатации, влияние ошибок персонала. АСТ обоснована как наиболее экологически чистый энергоисточник по сравнению с альтернативными источниками на органическом топливе даже с учетом наиболее эффективных очистных сооружений на них. В силу общности технических решений по энергоблокам повышенной безопасности близки и их экологические показатели с неоспоримым преимуществом перед энергоисточниками на органическом топливе. Так, ежегодно ВПБЭР-600 экономит 3 млн т усл. топл, сохраняет

3 млрд $м^3$ кислорода воздуха, не выбрасывает в атмосферу (т): твердые частицы (пыль, золу) 4400, сернистый ангидрид 74600, оксиды азота 20500, пятиоксида ванадия 22, как ТЭС на угле, 780, 50400, 13100, 330, соответственно, как ТЭС на мазуте, 14200 т оксидов азота, как ТЭС на газе. Имеется в виду тепловая станция электрической мощностью 600 МВт с содержанием серы в угле и мазуте 2 %, эффективностью улавливания твердых частиц 99 %.

Реакторная установка В-407

Мощность тепловая:

номинальная, МВт.....1800
электрическая.....630
количество петель 4

Параметры второго контура:

давление пара в парогенераторе, МПа 7,06
паропроизводительность, т/ч.....3350
температура перегретого пара, °С.....305
обогащение топлива подпитки, %.....3,6
средняя глубина выгорания; МВт·сут/кГ(и) 40,4
средняя удельная энергонапряженность зоны, кВт/л 65,4

Для сопоставления в реакторных установках:

ВВЭР-1000, кВт/л 109
ВВЭР-440, кВт/л 86,3

Теплоноситель первого контура:

давление, МПа 15,7
температура на входе, °С 294,5
температура на выходе, °С 325
срок службы, лет.....60
максимальное проектное землетресение по шкале MSK-64, балл....8

Турбоустановка К-600-6.9/3000 ЛМЗ

Турбоустановка разработки ЛМЗ поставляется в комплекте с турбогенератором разработки «Электросила».
Номинальная мощность турбины, МВт 640,0
Отпуск тепла, Гкал/ч 250,0
(модификация турбоустановки обеспечивает
отпуск тепла до 1000,0 Гкал/ч)

Частота вращения, об/мин 3000
Параметры свежего пара перед турбиной:
давление, кгс/см.....68,0
температура, °С 284,5
степень сухости 0,995
Давление в конденсаторе, кгс/см^2.....0,049
Удельный расход теплоты, ккал/кВт·ч.. 2389,5

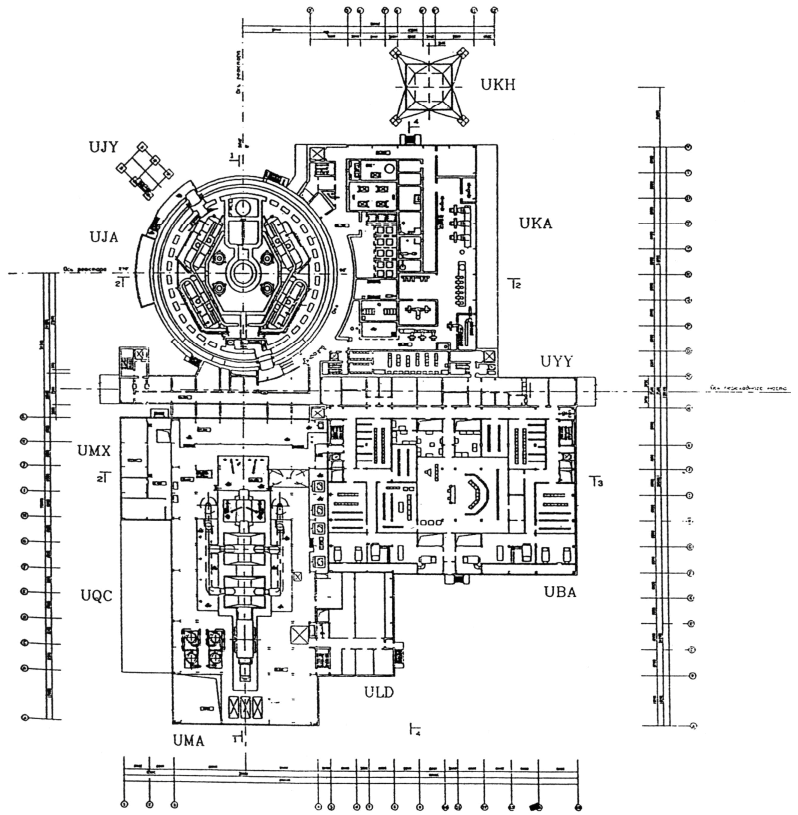


Рис. 1.9. Компоновка энергоблока В–407:
UJA – реакторное отделение; UMA – турбинное отделение; ULD – здание конденсатоочистки;
UKA – вспомогательное отделение; UBA – здание электроустройств и управления;
UYA – санитарно-бытовой корпус

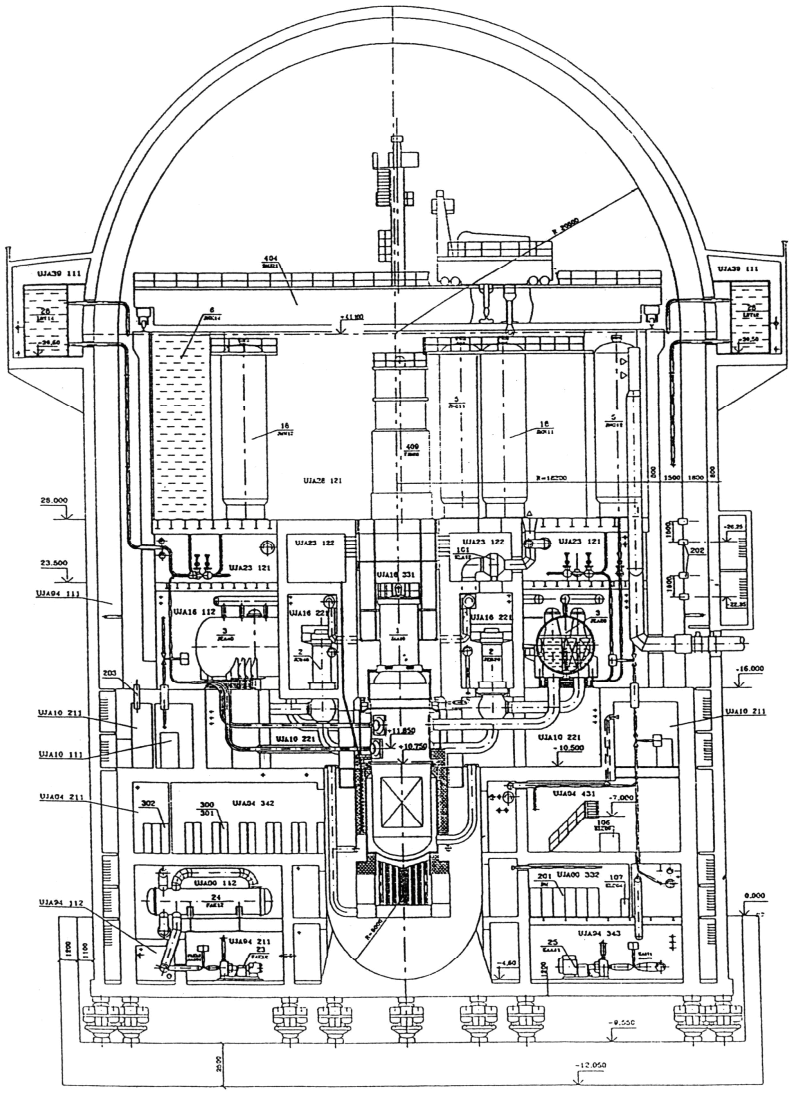


Рис. 1.10. Реакторное отделение (поперечный разрез)

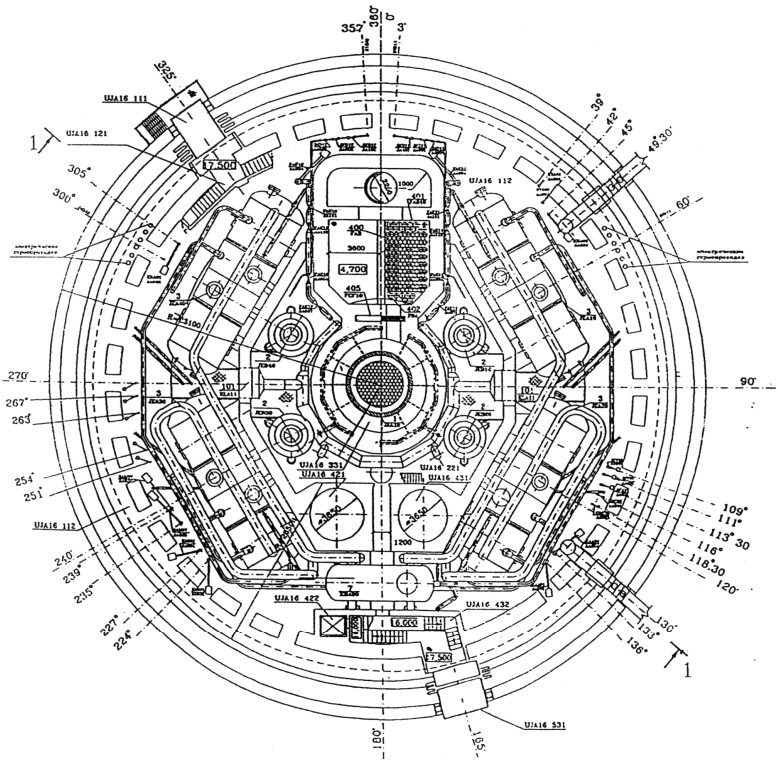


Рис. 1.11. Реакторное отделение (план на отметке обслуживания парогенераторов)

Защитная оболочка

Защитная оболочка представляет собой конструкцию из двух концентрически расположенных оболочек, одновременное повреждение которых практически исключается. Внутренняя оболочка предназначена для восприятия нагрузок, возникающих при авариях реакторной установки. Наружная оболочка предназначена для защиты внутренней оболочки от внешних воздействий. В зазоре между внутренней и наружной оболочкой поддерживается небольшое разряжение, и вытяжной воздух проходит через фильтры в венттрубу.

Внутренняя оболочка изготавливается из стали. По форме оболочка цилиндрическая с полусферическим куполом.

Внутренний диаметр, м.....41
Полный объем, м^3.....60 000

Проектное давление, МПа 0,5
Проектная температура, °С 150
Наружная оболочка – бетонная, рассчитана на внешние воздействия: падение самолета, взрывную волну, сейсмические воздействия.

Краткая радиационно-экологическая информация

Уровни радиационного воздействия на население при работе АЭС не превышают 0,1 % от фоновых значений, характерных для большинства регионов России, т. е. риск радиационного воздействия на население и окружающую среду находится на минимальном уровне.

В проекте предусмотрено проведение комплексного мониторинга окружающей природной среды в зоне АЭС, что позволяет обнаружить любые изменения состояния биосферы под влиянием АЭС и прогнозировать эти изменения.

Обеспечивается повторное использование очищенных хозбытовых и производственных сточных вод в технологическом цикле АЭС.

Жидкие радиоактивные среды проходят очистку и повторно используются в цикле работы станции.

Образующиеся после очистки жидкие радиоактивные отходы отверждаются на установке цементирования.

Обеспечивается очистка всех потоков вентилируемого воздуха и сдувок от радиоактивных продуктов.

Отработавшее топливо выдерживается под герметичной оболочкой в течение пяти лет.

Технико-экономические показатели и экономическая эффективность

Технико-экономические показатели
(в базисных ценах 1991 года применительно к региону Москвы)

	Наименование показателя	Показатели по проекту
1	Проектная установленная мощность, МВт	1280
2	Число часов использования установленной электрической мощности, ч	7000
3	Годовая выработка электроэнергии, млн кВт·ч	9030
4	Расход электроэнергии на собственные нужды, %	7,05
5	Годовой отпуск электроэнерии с шин электростанции, млн кВт·ч	8394
6	Тепловая мощность, Гкал/ч	500
7	Отпуск тепла внешним потребителям, тыс. Гкал/год	1610
8	КПД нетто, %	33,3
9	Капвложения в промстроительство, млн руб., в т. ч. строительно-монтажные работы, млн руб.	2592,92' 677,25*
10	Удельные капвложения в промстроительство, руб/кВт	2010

* данные уточняются с учетом привязки к местным конкретным условиям.

Показатели проекта по организации строительства
(в базисных ценах 1991 года применительно к региону Москвы)

Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели по проекту
Полная продолжительность строительства	мес	108
В том числе: подготовительный период – основной период – основной период до ввода первого энергоблока	мес	24 84 60
Шаг ввода 2 энергоблока	мес	24
Общие затраты труда	тыс. чел. дн	5 604
Удельные затраты труда	чел. дн/ кВт	4 340
Максимальное число работающих	чел.	4 240
Площадь стройбазы	га	50
Капитальные вложения	тыс. руб.	2 592 900
Объем СМР	тыс. руб.	677 125
в том числе: строительные работы тепломонтажные работы	 тыс. руб. тыс. руб.	 400 125 277 000
Наибольший годовой объем СМР	тыс. руб/год	101 685
Стоимость временных сооружений	тыс. руб.	39 051

Экономическая эффективность АЭС с ВВЭР-640

Анализ экономической эффективности энергоблока с РУ В-407 (ВВЭР-640) выполнен в трех вариантах.

Первый вариант выполнен исходя из расчета реального тарифа, существовавшего в 1991 году по отпуску электроэнергии и тепла.

Второй вариант выполнен, исходя из тарифов Ленэнерго на конец 1991 года – 6,06 коп/кВт·ч и 18 руб/Гкал, полученных обратным индексированием цен конца 1994 г.

Третий вариант рассчитан при существующих тарифах Ленэнерго на апрель 1995 года – на э/энергию 132 руб/кВт·ч и теплоэнергию 43000 руб/Гкал и сметной стоимости, пересчитанной по ценам 1995 года путем индексирования базисной стоимости строительства.

Анализ выполнен для оценки эффективности затрат на строительство энергоблока ВВЭР-640, что имеет большое значение для решения в перспективе вопроса о серийном строительстве АЭС с реакторами ВВЭР-640.

При действовавших в 1991 г. тарифах на электрическую и тепловую энергию рентабельность и срок окупаемости АЭС были выше нормативных.

Определяющим фактором в данном анализе является величина тарифа отпуска электроэнергии и тепла, при тарифе уровня 1995 года окупаемость энергоблока ВВЭР-640 составляет примерно 10 лет.

При существующей тенденции опережающего роста тарифа на электро- и теплоэнергию по отношению к стоимости оборудования и строймонтажных работ, прогнозируемый срок окупаемости будет меньше 10 лет.

Таким образом, при сложившихся в настоящее время уровнях себестоимости производства электроэнергии и тепла, и тарифах на них АЭС такого типа являются рентабельными.

Таблица экономической эффективности блока АЭС с ВВЭР-640

№ п/п	Наименование показателя	Ед. изм.	Вариант I	Вариант II	Вариант III
1	Себестоимость единицы продукции:				
1.1	на производство электроэнергии, в т. ч. топливная составляющая	руб/кВт-ч руб/кВт-ч	0,0293 0,007	0,0293 0,007	68,69 14,2
1.2	на производство тепловой энергии	руб/Гкал	25,52	25,52	59 828
2	Годовой отпуск товарной продукции	млрд руб.	0,364	0,538	1177,0
3	Тариф расчетный и действующий с 15.03.95: • электроэнергия • теплоэнергия	 руб/кВт-ч руб/Гкал	 0,04 18,0	 0,0606 18,0	 132,0 43 000
4	Годовая прибыль от реализации продукции	млрд руб.	0,077	0,251	517,7
5	Уровень рентабельности	%	3,2	10,4	8,5
6	Сроки возмещения затрат на инвестиции	лет	31	9,6	11,8

1.6.3. Проект ВВЭР-1000 (В-392)

Проект В-392. В проекте В-392 (рис. 1.12) предусматривается 4-петлевая реакторная установка ВВЭР-1000 электрической мощностью 1000–1100 МВт с вертикальными парогенераторами.

Современная нормативно-техническая документация, разработанная Госатомнадзором России, и рекомендации МАГАТЭ предъявляют жесткие требования к обеспечению безопасности атомных станций.

Основной целью разработки АЭС нового поколения является создание унифицированного конкурентоспособного проекта АЭС, соответствующего международным требованиям безопасности, предъявляемым к АЭС III поколения.

Общие технические цели, которые поставили перед собой разработчики, отвечают следующим задачам:

- повышение уровня безопасности за счет максимального использования опыта создания и эксплуатации блоков с реакторами типа ВВЭР-440 и ВВЭР-1000;
- снижение чувствительности АЭС к ошибкам персонала;
- повышение безопасности АЭС путем использования пассивных и активных систем в различных аварийных ситуациях;
- улучшение технико-экономических показателей за счет оптимизации систем, оборудования и усовершенствования топливного цикла реактора.

Востребованность такого энергоблока определяется его высокими экономическими характеристиками, возможностью работать в различных энергосистемах с широким диапазоном мощностей.

Основными отличиями представляемого проекта от существующих проектов с реакторами ВВЭР, позволяющими обеспечить вышеуказанные задачи являются:

- обеспечение останова, расхолаживания и длительного отвода остаточного тепла за счет применения активных систем, а также не требующих вмешательства оператора и подачи энергии извне пассивных систем;
- возможность компенсации запаса реактивности органами СУЗ всех состояний (в том числе без борной кислоты в теплоносителе) при снижении температуры теплоносителя до 100 °С;
- использование двойной защитной оболочки: внутренней – герметичной, внешней рассчитанной на широкий спектр внешних воздействий;
- структура систем нормальной эксплуатации, позволяет управлять протеканием аварийных процессов и ослабить последствия тяжелых аварий;
- современная система автоматизированного управления с использованием программируемых технических средств.

В этом проекте применяются отработанные технологии, узлы, системы и опыт в проектировании, изготовлении и эксплуатации предыдущего поколения АЭС с реакторами ВВЭР. Вероятность тяжелого повреждения активной зоны не превышает 10^{-6} 1/реакторо-год.

Уровни радиационного воздействия на население не превышают 0,1 % от фоновых значений.

Жидкие радиоактивные среды проходят очистку и повторно используются в цикле работы станции. Оставшиеся после очистки жидкие радиоактивные отходы отверждаются на установках цементирования.

Обеспечивается очистка всех потоков вентилируемого воздуха и технологических газовых сред от радиоактивных газов и аэрозолей.

Отработанное топливо выдерживается в бассейне под герметичной оболочкой в течение пяти лет.

АЭС-92 может быть размещена в районах с высоким уровнем сейсмичности. Допускаемый уровень сейсмичности площадки 8 баллов по шкале MSK-64.

Реакторная установка энергоблока типового проекта оснащена серийным модернизированным ядерным реактором ВВЭР-1000, который является главной частью энергоблока АЭС: в нем происходит цепная реакция и вырабатывается энергия. Реактор корпусного типа, водо-водяной, гетерогенный, работающий на тепловых нейтронах с водяным теплоносителем и водяным замедлителем (вода под давлением).

Основные технические характеристики реактора ВВЭР-1000

Тепловая мощность номинальная, МВт	3000
Тепловая мощность, предельно допустимая (с учетом неточности измерения, пределов регулирования, уставок защиты и динамической погрешности), МВт	3210
Давление теплоносителя на выходе из реактора, кгс/см^2	160+3
Количество ТВС в активной зоне реактора, шт	163
из них с ПЭЛ (типовой проект/усовершенствованный зарубежный проект)	61/121
Расход теплоносителя через реактор при работе 4 ГЦН, м^3/ч	84 800
Скорость теплоносителя 1-го контура, м/с: между ТВЭЛ	5,6
в патрубках реактора	10
Среднее время прохождения теплоносителя через реактор при работе 4 ГЦН, с	4

Средний подогрев теплоносителя в реакторе при работе 4 ГЦН, °С	30
Температура теплоносителя на входе в реактор в любой из работающих петель, °С, не более	286+2
Тепловые потери от корпуса реактора и чехлов СУЗ в горячем состоянии, кВт	700
Максимальная разность температур в петле 1-го контура при работе 4 ГЦН, °С	30,5
Средняя объемная энергонапряженность активной зоны, кВт/л	115
Количество каналов измерения энерговыделения в активной зоне реактора, шт	64
Количество каналов измерения температуры в реакторе, шт	98
из них под крышкой реактора	4
Рабочая скорость перемещения регулирующих стержней (кластеров) в режиме регулирования, см/с	2
Наружный диаметр корпуса реактора, мм	4535
Высота реактора в сборе, мм	19 137
Объем 1 -го контура (без компенсатора давления), $м^3$	300
Объем активной зоны, м	29,2
Число часов использования установленной электрической мощности, ч	7000
Расход электрической энергии на собственные нужды, %	6,43
Годовой отпуск электрической энергии от энергоблока, млрд кВт·ч/год	6,99
КПД НЕТТО, %	33,3

Общий вид реактора в сборе изображен на рис. 1.12. Сверху реактор герметично закрыт крышкой с установленными на ней приводами механизмов и органов систем управления и защиты (СУЗ) реактора и патрубками для вывода кабелей датчиков внутри реакторного контроля. Крепление крышки к корпусу осуществляется шпильками.

Вода 1-го контура после передачи энергии в парогенераторах поступает в реактор через нижний ряд напорных патрубков. Сплошная кольцевая перегородка между рядами нижних и верхних патрубков, дистанционирующая корпус реактора и его шахту, фор-

мирует движение потока теплоносителя вниз. Вода проходит вниз по кольцевому зазору между корпусом и внутрикорпусной шахтой, затем через перфорированное эллиптическое днище и опорные трубы шахты входит в топливные тепловыделяющие сборки (ТВС), из которых через четыре верхних выходных патрубка корпуса выходит из реактора.

Тепловыделяющий элемент реактора ВВЭР-1000 представляет собой трубку, герметично уплотненную концевыми деталями с помощью сварки. Наружный диаметр трубки ТВЭЛ равен 9,1 мм, толщина 0,65 мм, внутренний диаметр 7,72 мм. В эту трубку помещены таблетки двуокисиурана. Таблетки имеют наружный диаметр 7,57 мм, высоту 20 мм, центральное отверстие диаметром 2,35 мм. В процессе работы топливо распухает поэтому делается зазор между оболочкой и таблеткой и отверстие в центре таблетки. Для ВВЕР-1000 стандартные обогащения топлива составляют 1,6; 2,0; 2,4; 3,0; 4,0; 4,4 %. Ведется также опытная эксплуатация урангадалиниевого топлива (5 % Gd_2O_3). Оболочка твэл изготовлена из сплава циркония с 1 % ниобия.

Основную часть тепловыделяющей сборки (ТВС) составляет пучок твэл, которые находятся на расстоянии 3,65 мм друг от друга (шаг размещения твэл – 12,75 мм). Минимально допустимый зазор для прохода воды не менее 0,8 мм. Пучок твэл содержит 312 твэл 18 трубчатых направляющих каналов (НК) для поглощающих стержней системы СУЗ 15 дистанционирующих решеток. Масса ТВС – 756 кг. Естественная радиоактивность свежей ТВС составляет 0,5 Ки, γ – излучение на поверхности около 20 мЗв/ч. Пучок ПС СУЗ для одной ТВС называют еще кластером. Кластер состоит из траверсы и 18 поглощающих элементов (ПЭЛ), закрепленных на траверсе на пружинных подвесках. ПЭЛ представляют собой трубки из нержавеющей стали диаметром 9,1 мм и длиной 3,5 м, заполненные карбидом бора B_4C.

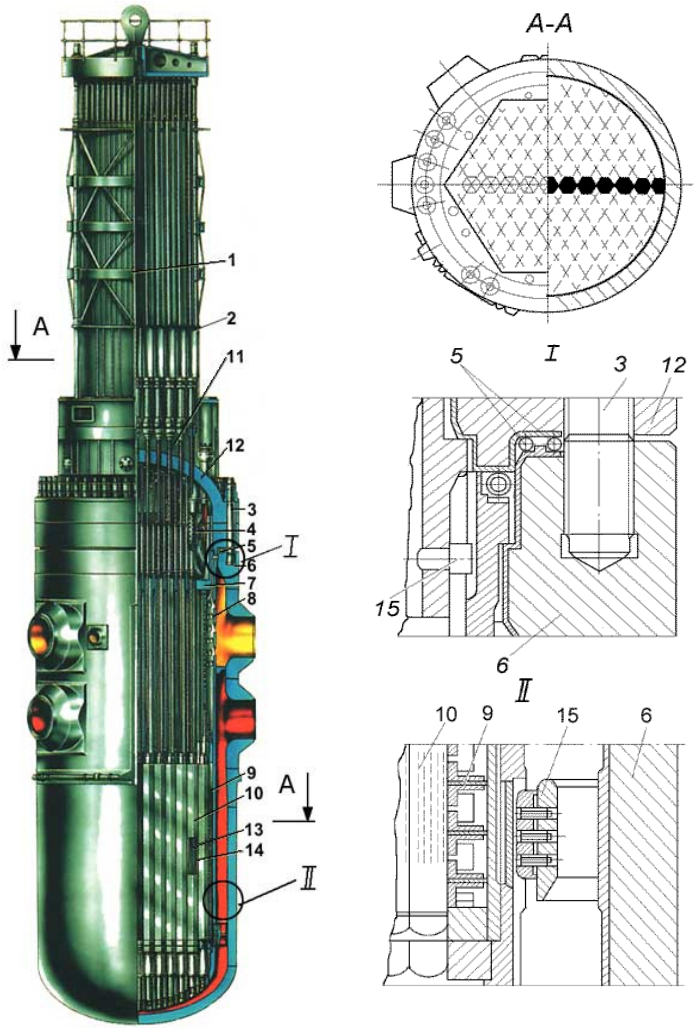


Рис. 1.12. Реактор ВВЭР-1000

1 – верхний блок; 2 – привод СУЗ (системы управления и защиты); 3 – шпилька; 4 – труба для загрузки образцов-свидетелей; 5 – уплотнение; 6 – корпус реактора; 7 – блок защитных труб; 8 – шахта; 9 – выгородка активной зоны; 10 – топливные сборки; 11 – теплоизоляция реактора; 12 – крышка реактора; 13 – регулирующие стержни; 14 – топливные стержни; 15 – фиксирующие шпонки

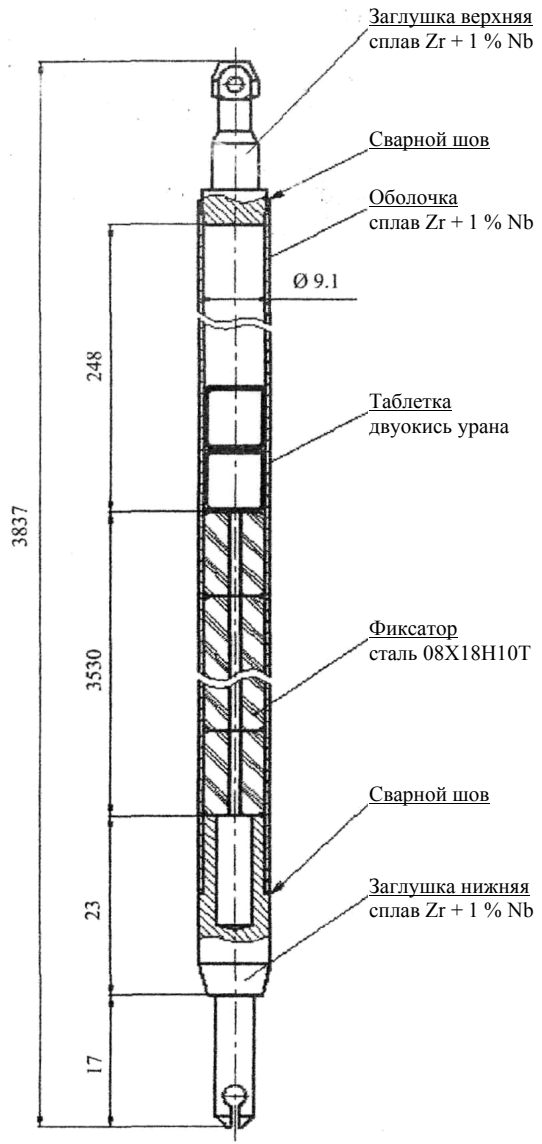


Рис. 1.13. Твэл реактора ВВЭР-1000

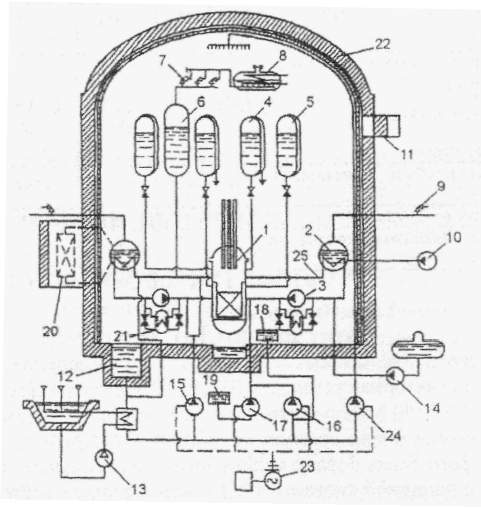
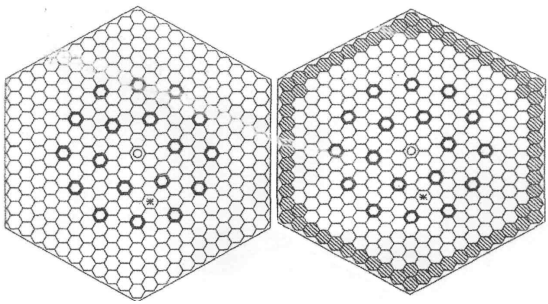


Рис. 1.14. Принципиальная схема реактора ВВЭР-1000 (В-392) повышенной безопасности:
1 – реактор; 2 – парогенератор; 5 – гидроемкости САОР на давление соответственно 6 и 1, 2 Мпа;
6 – компенсатор объема; 7 – предохранительный клапан КО; 8 – барботер; 9 – предохранительный клапан ПГ; 10 – насос аварийной подпитки парогенератора; 11 – фильтр газоочистки;
12 – бак-приямок с запасом борного раствора; 13 – насос технической воды; 14 – насос системы подпитки первого контура; 15 – насос САОР; 16, 17 – насосы аварийного впрыскивания 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



а *б*

Рис. 1.15. Схема резмещения ТВЭЛ и ТВС без профилирования обогащения топлива (а) и с профилированием по обогащению топлива (б)

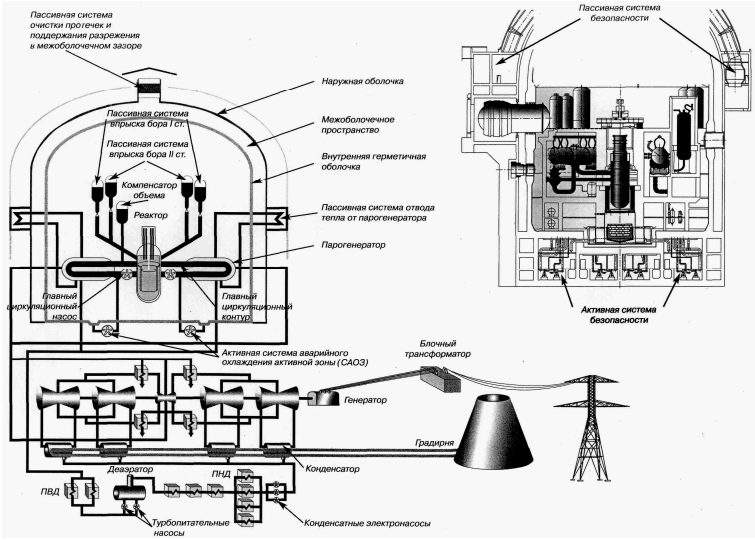


Рис. 1.16

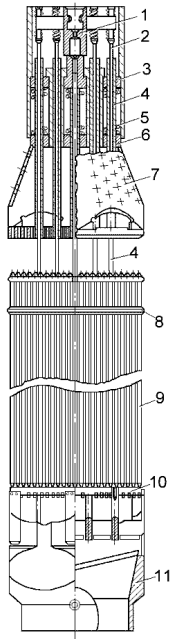


Рис. 1.17. Безчехловая ТВС ВВЭР:
1 – траверса регулирующих стержней; 2 – пэл;
3 – подвижная часть головки; 4 – направляющая
труба пэлов; 5 – пружина; 6 – неподвижная часть
головки; 7 – отверстия для прохода теплоносителя;
8 – дистанционирующая решетка; 9 – твэл;
10 – опорная нижняя решетка; 11 – хвостовик

Системы безопасности реакторного отделения

Основной задачей обеспечения безопасности атомной станции является защита персонала, населения и окружающей среды от неприемлемого уровня радиационного воздействия, которая решается как техническими средствами, так и организационными мерами. Для этого используются системы безопасности АЭС, назначением которых является предотвращение серьезных аварий и ограничение масштаба их последствий, если они все же произойдут.

Системы безопасности во время аварии обеспечивают поддержание и контроль основных критических функций безопасности на АЭС. В рамках международного подхода к безопасности эти функции расположены в строго приоритетном порядке:

- контроль цепной реакции (или критичности реактора), т. е. останов реактора и контроль его подкритичности после останова;
- отвод остаточных энерговыделений реактора (или теплоотвод от реактора);
- ограничение распространения радиоактивных продуктов. Таким образом, набор систем безопасности будет определяться по необходимости выполнения всех этих функций.

В типовом проекте ВВЭР-1000 защитная система выполнена из трех каналов (3·100), каждый из которых может выполнять функции всей системы, следовательно, степень резервирования равна двум. Такая степень резервирования системы достаточна для выполнения функции системы при сочетаниях повреждений, определенных в положениях по безопасности, поэтому отказ в одном канале не приводит к потере функциональных свойств системы.

Особенностью систем безопасности является полная готовность во время нормальной эксплуатации АЭС к выполнению функций в случае возникновения аварии.

При нормальной работе блока АЭС на мощности тепловая энергия, вырабатываемая в реакторе, передается во 2-й контур, где на турбогенераторе превращается в электрическую. В случае возникновения серьезных нарушений в работе или аварийной ситуации самой приоритетной задачей является останов реактора и удержание его в подкритическом состоянии (т. е. обеспечения самой приоритетной функции безопасности). Эту функцию осуществляет система аварийной защиты.

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

- *защитные* – служат для предотвращения или ограничения повреждения топливных матриц, оболочек ТВЭЛ и границ теплоносителя 1-го контура (т. е. корпуса реактора, трубопроводов и другого оборудования 1-го контура), защищают первые три физических барьера безопасности;
- *локализующие* – предназначены для предотвращения или ограничения распространения радиоактивных веществ при авариях на АЭС;
- *управляющие* – приводят в действие другие системы безопасности и обеспечивают контроль и управление ими в процессе выполнения заданных функций;
- *обеспечивающие* – предназначены для снабжения систем безопасности энергией и рабочей средой, создают необходимые условия для надежного функционирования систем безопасности.

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

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

Для определения и подтверждения высокой надежности систем безопасности при проектировании используются вероятностные методы анализа их надежности и данные из опыта эксплуатации аналогичных систем, а также результаты испытаний. Эксплуатации,

техническое обслуживание и ремонт систем безопасности производятся по специально разработанным инструкциям и регламентам.

Атомные станции должны быть безопасны не только при нормальных условиях эксплуатации, но и при возникновении аномальных явлений, которые могут быть вызваны как внешними, так и внутренними событиями. Поэтому при разработке современных проектов АЭС учитываются и внешние и внутренние события. В качестве внешних событий рассматриваются такие: землетрясения; ветровые нагрузки (в том числе от ураганов и смерчей); наводнения, падения самолетов; взрывы промышленных объектов, расположенных вблизи площадок АЭС. В качестве внутренних событий рассматриваются затопление помещений: разрывы трубопроводов и сосудов высокого давления; резкие перепады давления и летящие предметы внутреннего происхождения; пожары.

В соответствии с требованиями нормативной документации предусмотрены по меньшей мере две системы остановки реактора, каждая из которых способна независимо одна от другой обеспечивать перевод активной зоны реактора в подкритическое состояние и поддержание ее в этом состоянии с учетом принципа единичного отказа или ошибки персонала. Эти системы проектируются с соблюдением принципов разнообразия, независимости и резервирования. По крайней мере одна из предусмотренных систем остановки реактора должна выполнять функцию *аварийной защиты*. Эта система обладает очень высоким быстродействием – около 3–4 с, чтобы перевести реактор в подкритическое состояние без нарушения пределов безопасной эксплуатации, и достаточно эффективна, чтобы остановить цепную реакцию и гарантировать невозможность ее возобновления, а также чтобы при срабатывании компенсировать положительные величины как оперативного запаса реактивности, так и эффектов реактивности при расхолаживании установки.

Система аварийной защиты относится к системам безопасности, поэтому предусматривается соответствующее резервирование. Она не должна участвовать в оперативном управлении реактором. Эффективность аварийной защиты должна быть очень высока, зависит от характеристик топливной загрузки (обогащение топлива) и глубины выгорания, изменяясь в ходе кампании. В реакторе типового проекта с 61 кластером ОР СУЗ она изменяется в диапазоне $(-8...-10)\beta_{эфф}$ (составляет не менее 6,8 % $\delta k_{эфф}/k$), в реакторах со 121 кластером ОР СУЗ – $(12{,}0...-16{,}0)\beta_{эфф}$.

Для оперативного регулирования мощностью и реактивностью необходима специальная подсистема с невысокой эффективностью 0,7–1,0 $\beta_{эфф}$ и скоростью введения положительной реактивности не выше 0,07 $\beta_{эфф}$/с. Эта подсистема, называемая *ручным регулятором* (РР), при работе в автоматическом режиме выполняет функции автоматического регулятора (АР).

Стержни СУЗ – это органы воздействия на реактивность с весьма высоким быстродействием, причем за годы работы различных ядерных реакторов наработан большой опыт их создания и эксплуатации. Поэтому стержни применяют как для аварийной защиты, так и в качестве АР/РР. Использование стержней СУЗ в ВВЭР-1000 имеет свою специфику – стержни применяются не в виде единичных поглощающих стержней (ПС) или элементов (ПЭЛ) с индивидуальным приводом, а в виде кластеров ПС СУЗ.

Перемещаются ПЭЛ в направляющих каналах (НК СУЗ) размером 12,6 × 0,85 мм, радиальный кольцевой зазор между ПЭЛ и внутренней поверхностью НК 0,9 мм. Направляющие каналы для ПС СУЗ снизу закрыты заглушками, а на их боковой поверхности два отверстия для входа охлаждающей воды.

Первое время НК СУЗ изготавливались из нержавеющей стали, но сейчас в ТВС устанавливают НК СУЗ из циркониевого сплава, что позволяет уменьшить непроизводительное поглощение нейтронов и продлить кампанию топлива.

В типовом проекте на реакторе ВВЭР-1000 установлен 61 кластер ОР СУЗ, в зарубежных проектах их 121. Каждый кластер имеет шаговый электромеханизм привода стержней СУЗ, закрытый герметичным защитным чехлом, находящимся на верхнем блоке реактора. Однако управление органами регулирования ведется не каждым кластером индивидуально, поскольку это слишком сложно. В реальности кластеры объединены в «группы» органов, число которых во всех проектах равно 10, и управление кластерами ведется с помощью системы группового и индивидуального управления (СГИУ). Группы могут содержать различное число кластеров – от 3 до 12 и даже до 18, хотя в проекте обычно стремятся сделать эффективность большинства групп примерно равными. При этом важно, что группы №1–9 практически всегда выполняют функцию аварийной защиты, хотя некоторые группы из этого набора могут только как исключение использоваться также для решения специфических задач, например для реализации алгоритма подавления ксеноновых колебаний (обычно это группа № 5). А вот группа № 10, за редкими

исключениями, используется для оперативного регулирования в качестве РР/АР.

В корпусных реакторах, к которым относится и реактор ВВЭР, на протяжении кампании очень большой (на начало кампании порядка 30–40$\beta_{эфф}$) запас реактивности топлива на выгорание медленно изменяется. Существует также и ряд других медленно изменяющихся эффектов. Для компенсации больших запасов медленно меняющейся реактивности в таких реакторах необходимо иметь специальную инерционную систему, которую обычно называют компенсирующей. Она должна не допускать быстрых изменений реактивности при любых режимах. Для корпусных реакторов в качестве компенсирующей системы наибольшее распространение получила система регулирования реактивности с помощью поглощающей жидкости. В реакторе ВВЭР в качестве жидкостной системы регулирования используется система регулирования с помощью борной кислоты.

Система борного регулирования выполняет оперативные функции и поэтому относится к системам нормальной эксплуатации, но поскольку от них зависит безопасность реактора и их отказ может послужить исходным событием для аварии, то их относят к системам нормальной эксплуатации, важным для безопасности. Борное регулирование реактора, т. е. изменение концентрации борной кислоты, осуществляется с помощью системы продувки-подпитки теплоносителя. Невысокий расход через эту систему и использование в ней низкотемпературных ионообменных фильтров позволяют обеспечить очень малые скорости изменения концентрации борной кислоты, что полностью соответствует требованиям правил ядерной безопасности. Поэтому в условиях работы на постоянной мощности борное регулирование не представляет трудностей, хотя и имеет некую специфику – интенсивность водообмена.

После останова реактора нейтронная мощность быстро снижается до долей процента, но остаточное тепловыделение в топливе продолжается уже за счет радиоактивного распада продуктов деления. Надо отметить, что в первый момент после останова реактора эта мощность составляет примерно 7 % мощности перед остановом, т. е. примерно 210 МВт, что соответствует мощности достаточно большого блока на органическом топливе. Однако даже после достаточно длительной выдержки (месяцы) ядерное топливо продолжает выделять остаточное тепло.

В условиях нормальной эксплуатации на полной мощности и нормального теплосъема температура оболочек ТВЭЛ 340 °С, при этом в центре топливного сердечника температура достигает 1600 °С. При внезапном снижении интенсивности теплосъема или его прекращении (из-за снижения расхода или даже потери теплоносителя в реакторе) в оболочках ТВЭЛ сначала могут появиться дефекты-микротрещины, а затем, при дальнейшем разогреве, произойдет повреждение оболочек и плавление топлива. Последствием такой разгерметизации ТВЭЛ является, как правило, выход радиоактивности за защитные барьеры с превышением норм радиационного воздействия на персонал, население и окружающую среду.

Все вышесказанное обуславливает необходимость в реакторной установке специальной системы (вернее, группы систем) для аварийного расхолаживания активной зоны, способной обеспечить аварийное расхолаживание реактора при нарушении циркуляции теплоносителя в контуре охлаждения. Основными критериями успешного аварийного расхолаживания являются:

- исключение плавления оболочек ТВЭЛ при разрывах трубопроводов 1-го контура, включая мгновенный поперечный разрыв главного циркуляционного трубопровода;
- обеспечение послеаварийного расхолаживания реактора.

Эти критерии и функции аварийного расхолаживания обеспечиваются работой системы аварийного охлаждения зоны (САОЗ) для двух разных ситуаций:

1) в случае значительной течи давление в контуре быстро снижается, и охлаждение зоны будет производиться сначала борированной водой, автоматически подаваемой из пассивного узла гидроемкостей, а затем, после снижения давления, от активной системы аварийно-планового расхолаживания на основе насосов;

2) в случае же малой или средней течи для восполнения потери теплоносителя применяются насосы высокого давления, обеспечивающие невысокие расходы и использующие раствор борной кислоты высокой концентрации для предотвращения повышения реактивности реактора при возможном захолаживании 1-го контура со стороны 2-го.

Следует отметить, что при любом сценарии аварийной ситуации охлаждение реактора ведется не чистой водой, а только раствором борной кислоты, хотя в емкостях разных систем ее концентрация может варьироваться от 16 до 40 г/кг.

Система аварийного охлаждения зоны обеспечивает отвод тепла от активной зоны в аварийных режимах. САОЗ типового проекта ВВЭР-1000 состоит из двух частей: пассивной и активной.

Пассивная часть (гидроемкости САОЗ) предназначена для первоначального быстрого залива активной зоны раствором борной кислоты при разрыве трубопровода 1-го контура, который приводит к быстрому снижению давления и обезвоживанию активной зоны. В него входят гидроемкости САОЗ, соединенные трубопроводами с корпусом реактора. Одна половина из них сообщается с выходом активной зоны, другая – с входом в активную зону. На каждом трубопроводе от емкости к реактору устанавливаются две нормально открытые быстрозапорные задвижки, исключающие попадание азота из емкости в реактор при срабатывании системы, и два обратных клапана, отсекающих емкости САОЗ от реактора в процессе нормальной эксплуатации.

Активная часть САОЗ состоит из двух независимых групп: аварийно-планового расхолаживания и аварийного ввода (впрыска) бора. Контур аварийно-планового расхолаживания реактора предназначен для расхолаживания реактора после отработки пассивного узла САОЗ. Кроме того, этот контур используется для планового расхолаживания реактора.

Система аварийно-планового расхолаживания низкого давления предназначена для выполнения следующих задач:

1) аварийного расхолаживания активной зоны и последующего отвода остаточных тепловыделений при авариях, связанных с разуплотнением 1-го контура;

2) планового расхолаживания реакторной установки во время останова и отвода остаточных тепловыделений активной зоны при проведении перегрузки.

Основное назначение группы аварийного впрыска бора – это подача раствора борной кислоты в 1-й контур при авариях, связанных с выделением положительной реактивности в активной зоне реактора с сохранением высокого давления в 1-м контуре.

Система аварийного ввода бора, являющаяся защитной системой безопасности и относящаяся к категории 1 сейсмостойкости, рассчитана на максимальное расчетное землетрясение. Пространственное разделение каналов стенами и перекрытиями огнестойкостью не менее 1,5 ч и наличие автоматической установки пожаротушения (АУПТ) кабельных помещений позволяют сохранять работоспособность системы при пожаре в одном из каналов.

Состав и описание группы. Группа аварийного ввода бора состоит из трех независимых каналов, каждый из которых включает следующее технологическое оборудование:

- бак аварийного запаса раствора борной кислоты;
- насосный агрегат аварийного ввода бора;
- трубопроводы, арматуру, дроссельные шайбы и КИП.



Принципы глубоко эшелонированной защиты

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

Для компенсации потенциальных ошибок человека или механических отказов реализуется глубоко эшелонированная защита, опирающаяся на уровни защиты и включающая последовательность барьеров на пути выхода радиоактивных веществ в окружающую среду. Эта концепция включает защиту барьеров для предотвращения повреждения станции и самих барьеров, а также дальнейшую

защиту населения и окружающей среды от ущерба, если барьеры окажутся не вполне эффективными. Вся деятельность по безопасности осуществляется на основе многократно перекрывающихся мер, чтобы в случае отказа можно было принять компенсирующие или корректирующие меры и предотвратить ущерб для отдельных лиц или населения. Главной особенностью принципа глубоко эшелонированной защиты является идея многочисленных уровней защиты, включая:

- установление последовательных физических барьеров на пути распространения радиоактивных продуктов в окружающую среду;
- заблаговременное определение технических и административных мероприятий по сохранению целостности и эффективности этих барьеров;
- заблаговременное определение мероприятий по защите персонала, населения и окружающей среды в случае разрушения барьеров.

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

В основе данного принципа лежит установление последовательных физических барьеров, обеспечивающих надежное удержание радиоактивных веществ в заданных объемах или границах сооружений АЭС. При описании систем многократно упоминались барьеры безопасности, поэтому здесь целесообразно рассмотреть эти понятия более последовательно. Система барьеров на пути распространения радиоактивности в окружающую среду включает:

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

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

Использование глубоко эшелонированной защиты направлено на ограничение аварий и ослабление их последствий. Способы зашиты населения и окружающей среды от возможности и последствий аварий на АЭС зависят от возмущений, которые возникают при различных аномальных событиях. Классы событий начинаются с состояний нормальной эксплуатации (при которой не возникает никаких опасностей для станции). Более тяжелые возмущения могут быть связаны с третьей категорией сложных событий – проектными авариями. Для таких событий могут потребоваться инженерно-технические системы безопасности. Самыми серьезными на этой шкале являются запроектные аварии, для них требуются меры по управлению авариями, которые могут ослабить их последствия. Стратегия действий, инструкции и руководства для персонала и целостность барьеров могут зависеть от класса событий и их тяжести.

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

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

вень зашиты физических барьеров обеспечивается поддержанием рабочих параметров АЭС в заданных проектных пределах, при которых барьеры не подвергаются угрозе повреждения. На эффективность первого уровня защиты существенное влияние оказывают свойства внутренней самозащищенности реакторной установки – свойства, определяющие устойчивость к опасным отклонениям параметров технологического процесса и способность к восстановлению параметров в пределах допустимых значений.

Вторым уровнем защиты является обеспечение готовности оборудования и систем, важных для безопасности станции, путем выявления и устранения отказов. Важное значение на данном уровне защиты имеет правильное управление АЭС при возникновении отклонений от режимов нормальной эксплуатации и принятие персоналом своевременных мер по их устранению. Технически второй уровень обеспечивается надежным резервированием оборудования и систем для контроля состояния элементов и оборудования.

Третий уровень защиты направлен на предотвращение перерастания отклонений от режимов нормальной работы в проектные аварии, а проектных аварий – в тяжелые запроектные аварии, обеспечивается инженерными системами безопасности, предусматриваемыми в проекте станции. Основными задачами на этом уровне защиты являются: аварийный останов реактора, обеспечение отвода тепла от активной зоны реактора с помощью специальных систем, а также локализация радиоактивных веществ в заданных проектом границах помещений или сооружений АЭС.

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

Последним, *пятым уровнем защиты* являются противоаварийные меры вне площадок АЭС. Основная задача этого уровня – ос-

лабление последствий аварий, т. е. уменьшение радиологического воздействия на население и окружающую среду. Это уровень защиты обеспечивается противоаварийными действиями на площадке АЭС и реализацией планов противоаварийнък мероприятий на местности вокруг АЭС.

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

Анализ причин крупных аварий показал, что их протекание и их последствия находились в прямой зависимости от правильности применения мероприятий, предусмотренных принципом глубоко эшелонированной защиты. Для того чтобы этот принцип был реализован и действовал в полной мере, необходимо обеспечить эффективность всех пяти уровней защиты в глубину.

Характеристики радиационной безопасности для АЭС с ВВЭР-1000

Нормальная эксплуатация

Годовой предел индивидуальной эффективной дозы:	
• население	1 мЗв
• персонал	20 мЗв
Целевой годовой предел индивидуальной эффективной дозы на население	< 0,01 мЗв
Целевой годовой предел коллективной эффективной дозы на персонал	< 5 чел. Зв/Гвт(э)
Целевой годовой предел коллективной эффективной дозы на персонал при планово-перегрузочных работах	< 5 чел. Зв/Гвт(э)

Проектные аварии на энергоблоке

Предел индивидуальной дозы облучения населения за первый год после аварии на границе санитарно-защитной зоны	
• щитовидная железа ребенка	< 50 мЗв
• все тело	< 5 мЗв
Проектная расчетная доза облучения населения за первый год после аварии на границе санитарно-гигиенической зоны радиусом 600 и за ее пределами	
• щитовидная железа ребенка	< 5 мЗВ
• все тело	< 0,5 мЗв

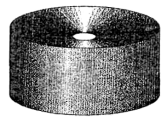
Базовый проект АЭС-2006 разрабатывается как самостоятельный, завершенный продукт в виде унифицированного (типового) комплекта проектно-сметной документации и обосновывающих материалов, достаточных для получения сертификата (одобрения), дающего право его многократного применения при создании серии аналогичных проектов строительства атомных станций как в России, так и за рубежом.

АЭС-2006 станет основой разработки проектов строительства конкретных атомных станций на площадках с широким диапазоном природно-климатических условий, с учетом всего спектра внутренних экстремальных и внешних техногенных воздействий, характерных для всех потенциальных площадок строительства. При этом важнейшим требованием к АЭС-2006 является возможность его применения в индивидуальных проектах различных АЭС без изменений основных концептуальных, конструктивных и компоновочных решений, а также без дополнительных анализов безопасности и других обосновывающих документов, представляемых в государственные надзорные органы для получения лицензий на строительство.

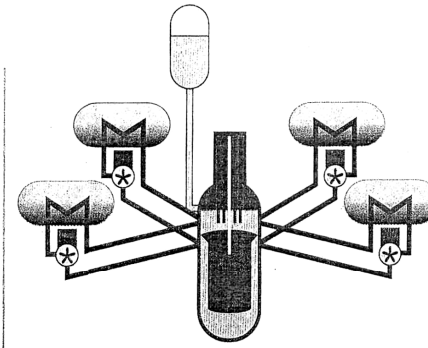
ЭШЕЛОНИРОВАНИЕ ЗАЩИТЫ В ГЛУБИНУ

Основные различия между проектом реакторного энергоблока «АЭС-2006» и действующими реакторами ВВЭР-1000 отражены в таблице.

Принципиальная схема энергоблока включает в себя реакторную установку с комплексом систем нормальной эксплуатации и систем безопасности, а также одну турбоустановку с вспомогательными системами турбинного отделения. Каждый из двух энергоблоков АЭС имеет собственные вспомогательные системы, включая системы спецводоочистки и переработки отходов. Общеблочные системы предусматриваются только для выполнения вспомогательных функций, прямо не связанных с технологическими процессами выработки электроэнергии и обеспечением безопасности.



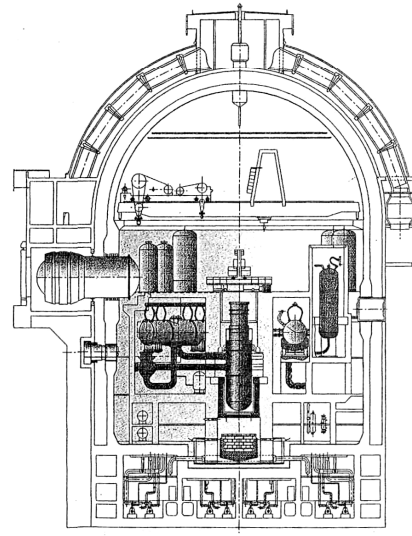
Топливная матрица
Предотвращение выхода продуктов деления под оболочку тепловыделяющего элемента



Первичный циркуляционный контур
Предотвращение выхода продуктов деления под защитную герметическую оболочку



Оболочка тепловыделяющего элемента
Предотвращение выхода продуктов деления в теплоноситель первичного контура циркуляции



Система защитных герметичных ограждений
Предотвращение выхода продуктов деления в окружающую среду

Рис. 1.18. Барьеры, предотвращающие выход продуктов деления в окружающую среду

Различия между проектом реакторного энергоблока АЭС-2006 и действующими реакторами ВВЭР-1000

Характеристика	АЭС с ВВЭР-1000	АЭС-2006	Изменение, %
Мощность электрическая, МВт	1000	1150	+ 15,0
Годовая выработка, млрд кВт·ч	7,5	9,5	+20,0
Проектный срок службы, лет	30	50	+67,0
Удельная материалоемкость, отн. ед.	1,00	0,85	–15,0
Удельные капиталовложения, отн. ед.	1,00	0,80	–20,00
Объем ОЯТ (в форме ТВС), т/млрд кВт·ч	5,5	3,5	–35,0

Реакторная установка включает в себя реактор и четыре циркуляционных петли, в состав каждой из которых входят циркуляционные трубопроводы, главные циркуляционные насосы и горизонтальные парогенераторы. Номинальное давление теплоносителя первого контура на выходе из активной зоны 16,2 МПа, температура горячего теплоносителя (на выходе из реактора) – 329,7 ºС, давление острого пара 7,0 МПа.

Турбоустановка оснащается пятью питательными насосами; генератор – с полностью водяным охлаждением.

Компоновка моноблока, содержащая в себе здание реактора с двойной оболочкой, машинный зал, здания систем безопасности и вспомогательных систем обеспечивают минимальную протяженность коммуникаций и высокую надежность нормальной эксплуатации, а также функций безопасности.

В проекте реализована четырехканальная схема систем безопасности. Данная структура, построенная на активных элементах, обеспечивает преодоление любых проектных аварий, и приведение реакторной установки к безопасному состоянию с учетом зависимого отказа канала и независимого отказа любого активного элемента или ошибки оператора в другом канале. При этом один канал безопасности всегда может быть выведен в ремонт на длительный срок.

АЭС ВВЭР-1000 с реакторными установками типа В-392:

- отвечают всем современным требованиям по безопасности;
- учтены все недостатки предшествующих блоков, отмеченные экспертами МАГАТЭ;
- активные каналы систем безопасности имеют четырехканальную структуру;
- широкое использование пассивных средств защиты, основанных на естественных физических процессах;

- как активные, так и пассивные каналы независимо друг от друга способны выполнить функции безопасности во всех проектных аварийных режимах;
- более чем на три порядка повышена надежность систем безопасности с одновременным сокращением количества используемого оборудования;
- эффективность управления запроектными авариями за счет применения пассивных систем, являющихся универсальными средствами защиты, не зависящими или слабо зависящими от протекающих на АЭС процессов. Изменение технологических параметров побудителем их действия.

В настоящее время определены основные характеристики энергоблока с реакторной установкой ВВЭР-1500. При этом разработчиками проведены сравнительные оценки характеристик ВВЭР-1000 и ВВЭР-1500. За основу разработки реакторной установки ВВЭР-1500 взяты результаты разработки проектов реакторной установки ВВЭР-1000. Разработчики получили также подтверждение о возможности изготовления корпуса нового реактора на существующем технологическом оборудовании ОАО «Ижорские заводы». При разработке проекта учитывалась имеющаяся нормативная база для обеспечения безопасности. Это требования отечественных норм и правил, а также рекомендации МАГАТЭ.

Энергоблок ВВЭР-1500 будет отличаться от ВВЭР-1000 прежде всего тем, что увеличены срок службы его оборудования, единичная мощность реакторной установки, повышена эффективность использования топлива, а также уменьшена численность оперативного персонала, необходимого для обслуживания энергоблока.

Электрическая мощность энергоблока с реакторной установки ВВЭР-1500 составляет 1500 МВт, а энергоблока с реакторной установки ВВЭР-1000 – 1068 МВт, КИУМ нового энергоблока достигает 90 %, тогда как для ВВЭР-1000 он равен 80 %. Численность оперативного персонала (без ремонтников) для обслуживания энергоблока ВВЭР-1500 составит 150 человек, тогда как на энергоблоке ВВЭР-1000 занято 200 человек. Тепловая мощность реакторной установки ВВЭР-1500 равна 4250 МВт, а масса корпуса реактора достигает 430 т.

Основными техническими решениями по реакторной установке ВВЭР-1500 являются увеличение размера корпуса реактора, снижение энергонапряженности активной зоны по сравнению с ВВЭР-1000, увеличение высоты обогреваемой части активной зоны. В новой ус-

тановке парогенератор горизонтального типа ПГВ-1500М. Пассивные системы безопасности рассчитаны на работу в течение 24 часов, предусмотрены также технические средства для управления тяжелыми авариями, назначенный срок службы основного оборудования составляет 50 лет, а корпуса реактора – 60 лет.

Конструкция ПГВ-1500 позволяет обеспечить повышение надежности работы трубчатки за счет улучшения естественной циркуляции, а также повышение эффективности отмывки и шламоудаления из межтрубного пространства и с нижней образующей корпуса. Одновременно обеспечено удобство контроля и осмотра трубчатки и ВКУ со стороны второго контура, повышены достоверность и удобство контроля металла трубчатки автоматизированными средствами за счет увеличения радиуса гиба.

Характеристиками главного циркуляционного насосного агрегата являются следующие показатели: подача воды – 27100 $м^3$/час, напор – 0,8 Мпа, потребляемая мощность на номинальных параметрах – 7400 кВт, потребляемая мощность на «холодной» воде – 11000 кВт, частота вращения – 1500 оборотов в минуту.

В настоящее время уже подготовлен принципиальный график разработки и внедрения проекта реакторной установки ВВЭР-1500. К 2003 г. должна быть завершена работа над проектом, к 2005 г. проект должен получить лицензию Госатомнадзора России. В 2011–2012 гг. планируется завершить строительство и ввести в эксплуатацию первую АЭС с реакторной установкой ВВЭР-1500.

1.6.4. Экономика атомных электростанций с реакторами типа ВВЭР. Основные технико-экономические показатели АЭС с действующими реакторами нового поколения типа

Согласно Указанию Департамента проектирования, инвестиций и строительства от 18.03.98 г. № 26-2/83 определены основные характеристики с реакторами типа ВВЭР для условий центрального района Европейской части Российской Федерации.

1. Состав рассматриваемых АЭС

АЭС с РУ ВВЭР-1000 по проекту АЭС-91

Основные характеристики двухблочной АЭС с ВВЭР-1000 представлены по проекту АЭС-91, намеченному к поставке в Китай (подписан генеральный контракт). Экономические показатели приведены к первому району, что касается технических показателей, то

они приведены из приложений к генеральному контракту, то есть при технических решениях, заложенных в китайский проект, например: электрическая мощность на клеммах генератора, использование питательных электронасосов, прямоточная система технического водоснабжения и т. д.

АЭС с РУ ВВЭР-1000 по проекту АЭС-92

Основные характеристики двухблочной АЭС с РУ В-392 приняты по утвержденному ТЭО Нововоронежской АЭС-2 с уточнениями в соответствии с документом «Предварительный отчет по обоснованию безопасности Нововоронежской АЭС-2» (М:АЭП, 1996 г.) и по проектно-сметной документации, разработанной институтом «Атомэнергопроект» на стадии «проект на строительство».

В сфере организации производства предполагается, что на двухблочной АЭС с РУ В-392 осуществлен переход к прогрессивной безцеховой структуре, что примерно вдвое снижает удельную численность промышленно-производственного персонала.

АЭС с РУ ВВЭР-640

Основные характеристики одноблочной АЭС с блоком типа ВВЭР-640 по техническим и экономическим характеристикам соответствует головному энергоблоку в Сосновом Бору.

Основные характеристики трехблочной АЭС с блоками типа ВВЭР-640 по техническим характеристикам соответствует Кольской АЭС-2, по экономическим оценкам ее показатели приведены к первому району, чтобы можно было сравнить ее экономические показатели с другими АЭС.

2. Основные условия проведения расчетов

Расчеты выполнены в базовых ценах 1991 г., тариф принят равным 4,5 коп/кВт·ч.

АЭС предполагается к работе в базовом режиме с числом часов использования установленной мощности не менее 7000.

Показатели тепловой экономичности (КПД) блоков рассчитаны, исходя из среднегодовой электрической загрузки одного блока, отпуск теплоты условно не показан.

Расход электроэнергии на собственные нужды определен из расчета среднегодовой загрузки блока.

Финансирование проектов АЭС осуществляется исходя из 40 % собственных средств (бюджетное финансирование) и 605 заемных средств, в том числе из них принимается доля иностранного кредита в размере, соответствующего потребности финансов на приобретение средств СКУ под 8 % годовых. Остальные средства долгосрочного кредита обеспечивают российские банки под 10 % годовых, краткосрочные кредиты на приобретение оборотных средств и обслуживание долгосрочных кредитов под 12 % годовых. Расчеты выполняются в постоянных ценах при условии инфляции доллара США 2 %.

Сохраняется действующий на настоящий момент весь спектр налогов, включая отчисления во внебюджетные фонды (см. Методические рекомендации, утвержденные Решетниковым Е.А.), учитывается влияние НДС на затраты на СМР (20 %).

Для блоков ВВЭР-1000 топливная составляющая себестоимости электроэнергии принимается равной 0,455 коп/кВт·ч, обращение с ОРТ и РАО – 0,105 коп/кВт-ч.

Материалы и услуги в ежегодных отчислениях 2,1 % при четырехгодичном периоде между капитальными ремонтами.

Средний размер заработной платы 500 руб на человека при безцеховой структуре организации труда на АЭС.

Прочие расходы – 24 %, ЧДД рассчитывается при ставках дисконта 0 %, 5 %, и 10 % с целью определения срока окупаемости. Указывается срок окупаемости при различных ставках дисконта.

Основные показатели и характеристики АЭС показаны в таблице.

Краткий анализ результатов расчетов

Анализ данных таблицы показывает эволюцию реакторов типа ВВЭР, выраженную в увеличении безопасности и надежности рабо-

ты энергоблоков, срока их службы при снижении себестоимости производства электроэнергии.

Таблица сравнения экономических показателей АЭС России и США

Показатели	США	США	США	Россия	Россия
AVR-600	Существующие блоки	Одноблочная АЭС с реактором AVR-600	Двухблочная АЭС с реактором AVR-600	Трехблочная АЭС, блоки ВВЭР-640	Одноблочная АЭС, блок ВВЭР-640
Удельное капвложение, долл/кВт	2330	1700	1525	1116	1230
Удельная себестоимость					
Капитальная составляющая, цент/кВт·ч/проценты	3,9/66,1	2,8/63,6	2,6/65,0	1,84/57,0	2,27/61,5
Топливная составляющая цент/кВт·ч/проценты	0,6/10,2	0,5/11,4	0,5/12,5	0,72/22,3	0,72/19,5
Расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание цент/кВт·ч/проценты	1,3/22,0	1,0/22,7	0,8/20,0	0,47/14,6	0,49/13,3
Снятие с эксплуатации цент/кВт·ч/проценты	0,1/1,7	0,1/2,2	0,1/2,5	0,06/1,8	0,07/1,9
Прочие бюджетные затраты цент/кВт·ч/проценты	–	–	–	0,14/4,3	0,14/3,8
ВСЕГО: цент/кВт·ч/проценты	5,9/100	4,0/100	4,0/100	3,23/100	3,69/100

Следует отметить наибольшую готовность к изготовлению и поставке энергоблоков АЭС с реакторами В-320 и В-391. Для проекта В-392 необходима разработка модифицированной турбины с удлиненной лопаткой. По АЭС с реакторами ВВЭР-640 выполнен и лицензирован проект, рабочая документация находится в стадии разработки. Проект АЭС с реакторами ВВЭР-440 устарел и часть оборудования в России не изготавливается.

Принятые при расчетах граничные условия и исходные данные по реализации проектов АЭС показывают необходимость проведения

многовариантных расчетов с целью определения приемлемых пропорций использования заемных средств, диапазонов изменения тарифов и других показателей, обеспечивающих коммерческую эффективность проектов АЭС при различных значениях дисконта.

Сравнительная таблица основных характеристик АЭС

Параметр	ВВЭР-440 (Сирия)	АЭС-91 (Китай)	АЭС-91 (Китай)	ВВЭР-640	ВВЭР-640	ВВЭР-640	ВВЭР-640
	двух-блоч. АЭС	двух-блоч. АЭС	двух-блоч. АЭС	одно-блоч. АЭС	одно-блоч. АЭС	трех-блоч. АЭС	трех-блоч. АЭС
Технические характеристики							
Тепловая мощность реактора, МВт	1375	3000	3000	1800	1800	5400	5400
Электрическая мощность при 100 %: брутто, МВт	420	2120	2120	645	645	1935	1935
Электрическая мощность при 100 %: нетто, МВт		1990	1990	599,5	599,5	1802	1802
Число ниток петель с ГЦН/число ниток петель с ПГ в первом контуре	6/6	4/4	4/4	4/4	4/4	4/4	4/4
Давление в реакторе, МПа	12,26	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7
Температура теплоносителя на входе в реактор, ºС	267	291,0	291,0	293,9	293,9	293,9	293,9
Температура теплоносителя на выходе из реактора, ºС	295	321,0	321,0	323,3	323,3	323,3	323,3
Давление в ПГ, МПа	4,61	6,27	6,27	7,06	7,06	7,06	7,06
Среднее линейное энерговыделение, кВт/см	125	166	166	106	106	106	106
Максимальное линейное энерговыделение, кВт/см		448	448	270	270	270	270
Среднее объемное энерговыделение, кВт/л				64,5	64,5	64,5	64,5
Наружный диаметр корпуса реактора, мм	4270	4670	4670	4535	4535	4535	4535
Число приводов ПС СУЗ	37	79–121	79–121	121	121	121	121
Среднее обогащение топлива подпитки, %	2,4; 3,6	3,9	3,9	3,45	3,45	3,45	3,45
Средняя глубина выгорания топлива, МВт·сут/кгU	28,6	43,0	43,0	40,4	40,4	40,4	40,4

Параметр	ВВЭР-440 (Сирия)	АЭС-91 (Китай)	АЭС-91 (Китай)	ВВЭР-640	ВВЭР-640	ВВЭР-640	ВВЭР-640
	двух-блоч. АЭС	двух-блоч. АЭС	двух-блоч. АЭС	одно-блоч. АЭС	одно-блоч. АЭС	трех-блоч. АЭС	трех-блоч. АЭС
Экономические показатели							
Срок службы энергоблока, лет	30	40	40	50	50	50	50
Число часов использования установленной мощности, ч/год	7000	7000	7000	7000	7000	7000	7000
Годовая выработка электроэнергии АЭС, млн кВт·ч	6160	14840	14840	4515	4515	13545	13545
Расход электроэнергии на собственные нужды АЭС, % от выработки	8,92	6,12	6,12	7,05	7,05	6,38	6,38
Годовой отпуск электроэнергии со станции, млн кВт·ч	5610,5	13932	13932	4196	4196	12681	12681
Годовой отпуск тепла с коллекторов АЭС, тыс. Гкал	–	–	–	805	805	900	900
Удельный расход природного U в открытом цикле при отвале 0,2 %, г/МВт·ч(э)							
Коэффициент полезного действия: брутто, %	32,44	35,3	35,3	35,8	35,8	35,8	35,8
Коэффициент полезного действия: нетто, %	29,2	31,91	31,91	33,5	33,5	33,5	33,5
Капиталовложения в промстроительство АЭС, долл.	2040,0	2526,5	2526,5	1050,7	1050,7	2573,53	2573,53
Удельные капиталовложения в промстроительство АЭС, долл/кВт	2318	1229,1	1229,1	1629	1629	1330	1330
Численность ППП, чел. (включ. ВОХР)	1220	799	799	626	626	960	960
Штатный коэффициент, чел/МВт	1,386	0,38	0,38	0,97	0,97	0,5	0,5
Средняя зароботная плата одного работника в год, долл/чел.	2580	6500	6500	6500	6500	6500	6500
Коэффициент использования установленной мощности, %	80	80	80	80	80	80	80
Себестоимость отпускаемой электро-	6,35	1,949	3,807/ 1,249	2,09	4,14/ 1,58	1,67	3,33/ 1,26

Параметр	ВВЭР-440 (Сирия) двух-блоч. АЭС	АЭС-91 (Китай) двух-блоч. АЭС	АЭС-91 (Китай) двух-блоч. АЭС	ВВЭР-640 одно-блоч. АЭС	ВВЭР-640 одно-блоч. АЭС	ВВЭР-640 трех-блоч. АЭС	ВВЭР-640 трех-блоч. АЭС
энергии, цент/кВт·ч							
Удельная площадь промплощадки в ограде, $м^2$/МВт		0,38	0,38	0,4	0,4	0,4	0,4
Удельный расход железобетона**, $м^3$/МВт		92,6	92,6	174,8	174,8	174,8	174,8
Удельный расход металлоконструкций, арматура и прокат**, т/МВт		11,1	11,1	11,0	11,0	11,0	11,0
Удельная потребность в технологическом оборудовании, т/МВт				30	30	30	30
Удельная потребность в электротехническом оборудовании, т/Вт			6,76	6,76	6,76	6,76	6,76
ЧДД при нормах дисконтирования, млн руб. – 5 %	–	2257,2	1995	704	696,4	2947,0	2928,7
ЧДД при нормах дисконтирования, млн руб. –10 %	–	5,6	–99	8.8 %	8,7 %	223	209

Примечания: * основных зданий блока: реакторное отд. + турбинное отд. + вспомогательное отд. + ЭТУ;

** показатели по АЭС-91 даны из условия отсутствия особых внешних воздействий.

2. КАНАЛЬНЫЕ РЕАКТОРЫ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

2.1. Реактор МКЭР

После чернобыльской аварии 1986 г. негативное отношение общественности к атомной энергетике коснулось всех водографитовых канальных реакторов типа РБМК, прежде всего, из-за положительного эффекта реактивности и отсутствия защитной оболочки. Однако канальное направление объективно обладает рядом преимуществ по сравнению с корпусными реакторами с точки зрения безопасности (пониженное давление теплоносителя, меньший запас реактивности и накопление продуктов деления, наличие аккумулятора тепла в активной зоне, отсутствие корпуса, парогенераторов и проблем, связанных с ними, высокий уровень естественной циркуляции теплоносителя и т. д.), а также с точки зрения экономики (одноконтурная схема, перегрузка на мощности, высокий коэффициент использования мощности, низкий расход природного урана, низкое его обогащение и т. д.). Все перечисленные преимущества полностью реализованы в проекте канального реактора нового поколения МКЭР-800 (рис. 2.1).

Международное жюри в мае 1992 г. рассмотрело представленные на конкурс 16 проектов и технических предложений от различных фирм России, Германии, Канады, Украины, Финляндии, Франции, Швеции, в том числе 13 по атомным и три по тепловым электростанциям.

Целью конкурса был выбор предложений для последующего принятия компетентными органами решения о строительстве наиболее безопасных источников электроэнергии при реализации долгосрочной региональной энергетической программы г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области с учетом ожидаемого вывода из эксплуатации блоков Ленинградской АЭС. По МКЭР-800 жюри приняло следующее решение: «...представляется необходимым демонстрация его преимуществ путем строительства и эксплуатации блока с таким реактором».

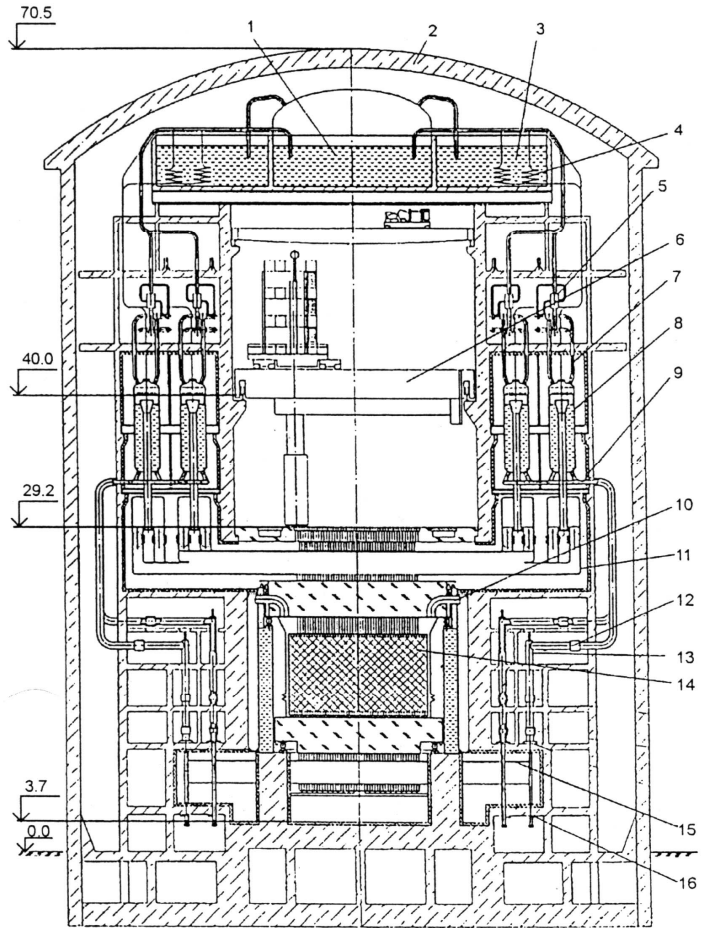


Рис. 2.1. Поперечный разрез реакторной установки МКЭР – 800:
1 – бассейн-барботер; 2 – контейнмент; 3 – бассейн-охладитель; 4– система пассивного расхолаживания; 5 – главный предохранительный клапан; 6 – РЗМ; 7 – трубопровод пара; 8 – сепаратор пара; 9 – трубопровод опускной; 10 – паросброс аварийный; 11 – коммуникация пароводяная; 12 – клапан обратный; 13 – инжектор; 14 – реактор; 15 – коммуникация водяная; 16 – трубопровод продувки

Атомная станция удовлетворяет требованиям по обеспечению безопасности, если ее радиационное воздействие на персонал, население и окружающую среду при нормальной эксплуатации и проектных авариях не приводит к превышению установленных доз об-

лучения персонала и населения и нормативов по выбросам и содержанию радиоактивных веществ в окружающей среде, а также ограничивает это воздействие при запроектных авариях.

Для удовлетворения этим требованиям в проекте РУ МКЭР техническими средствами обеспечиваются вероятность аварии с повреждением топлива сверхмаксимального проектного предела не более 10^{-5} на реактор в год и вероятность выхода радиоактивности за пределы последнего защитного барьера (и вследствие этого облучение персонала, населения и загрязнения окружающей среды выше допустимого уровня) 10^{-7} на реактор в год.

Таким образом, МКЭР удовлетворяет основным критериям, характерным для реакторов повышенной безопасности.

Повышенная безопасность МКЭР достигается использованием:

- внутренне присущих конструкции свойств самозащищенности, которые «принуждают» установку оставаться в безопасном состоянии или достигать такого в соответствии с естественным состоянием или с естественными законами;
- пассивных систем безопасности, вступающих в действие при авариях и не требующих операций включения и подвода дополнительной энергии;
- активных систем безопасности, которые в отличие от пассивных требуют подключения дополнительной энергии для работы, число которых по отношению к пассивным сведено к минимуму;
- средств локализации аварий, включая защитную оболочку, внутри которой размещается все оборудование РУ.

Для получения характеристик, присущих реактору повышенной безопасности, в проекте РУ МКЭР реализуются следующие принципиальные решения:

1. Предусмотрена глубоко эшелонированная защита, основанная на применении нескольких барьеров на пути распространения ионизирующих излучений и радиоактивных веществ в окружающую среду. Система барьеров включает топливную матрицу; оболочки твэлов, границу контура циркуляции, охлаждающего активную зону; герметичный кожух, ограничивающий реакторное пространство; герметичное ограждение локализующих систем безопасности.

2. Многопетлевая модульная конструкция РУ допускает без превышения максимального проектного предела повреждения твэлов любого конструктивного элемента циркуляционного контура, включая наиболее крупный сосуд этого контура – корпус сепарато-

ра пара. Данное свойство конструкции МКЭР выгодно отличает его от реакторов корпусного типа, поскольку авария с разрывом корпуса реактора либо не рассматривается, либо относится к разряду гипотетических.

3. Охлаждение активной зоны обусловлено естественной конвекцией теплоносителя, интенсифицируемой работой водоструйных насосов (инжекторов). В этом случае за счет внутренне присущего реактору с кипящим теплоносителем свойства – развитой естественной циркуляции – повышается безопасность РУ в нормальных и аварийных режимах, поскольку исключаются режимы, связанные с отказом ГЦН и обслуживающих их систем. Наряду с этим облегчается эксплуатация РУ, так как упрощаются оборудование, схемы и сокращается количество технологических систем.

4. Нейтронно-физические характеристики активной зоны во всем диапазоне режимов работы обеспечивают:

- отрицательные паровой и, тем более, мощностной коэффициенты реактивности гарантируют исключение самопроизвольного разгона реактора при увеличении мощности и при снижении расхода теплоносителя и полностью исключает аварию по типу аварии на Чернобыльской АЭС;
- отрицательный эффект обезвоживания активной зоны, который при потере теплоносителя (даже в случае блокировки аварийной защиты) на начальной стадии аварийного процесса обеспечивает снижение мощности реактора;
- такое значение отрицательного парового коэффициента реактивности, которое не приводит к превышению эксплуатационного предела повреждения твэлов при авариях, связанных с увеличением реактивности вследствие повышения давления в контуре или снижения температуры питательной воды.

5. Для обеспечения надежного охлаждения активной зоны при авариях с разрывом оборудования и при длительном полном обесточении реактор снабжен системой расхолаживания, основанной на пассивном принципе работы.

6. При разрывах циркуляционного контура охлаждения твэлов аварийной петли охлаждение осуществляется подачей питательной воды в контур петли. В случае потери питательной воды предусмотрена баллонная система пассивного расхолаживания, обратный клапан которой открывается при падении давления в напорном коллекторе питательной воды. Баллонная система пассивного расхолаживания подает воду только в контур петли, потерявшей герметичность.

7. В конструкции реактора реализовано внутреннее, присущее только канальным многопетлевым реакторам свойство – передача тепла от каналов, потерявших теплоноситель, к охлаждаемым каналам через графитовую кладку. Для этого разводка водяных и пароводяных коммуникаций выполнена так, что каналы одной циркуляционной петли в максимальной степени окружены каналами других петель.

8. В СКУЗ реактора предусмотрены две независимых системы аварийной защиты, каждая из которых переводит реактор из любого рабочего состояния в подкритическое. Одна из этих систем – стержневая, другая – жидкостная. По сигналу аварийной защиты стержни двигаются сверху вниз, а в каналы жидкостной системы снизу вверх подается поглощающий нейтроны концентрированный раствор соли гадолиния.

9. АСУ ТП энергоблока МКЭР обеспечивает контроль параметров, характеризующих работу блока в нормальных эксплуатационных и аварийных режимах, а также управление системами нормальной эксплуатации и системами безопасности. Многоканальность управляющих систем безопасности, входящих в состав АСУ ТП, и независимость их каналов обеспечивают работоспособность управляющей системы при любых единичных отказах в ней.

10. Система аварийного отвода пара из реакторного пространства обеспечивает целостность конструкции реактора при одновременном разрушении труб примерно 100 топливных каналов (всех ТК одной петли).

11. В РУ МКЭР отсутствует крупногабаритное оборудование и трубопроводы большого диаметра, что позволяет разместить все оборудование РУ в герметичном конфайнменте приемлемых габаритов, являющемся последним барьером, удерживающим радиоактивные вещества при крупных авариях и служащим также для защиты установки от таких внешних воздействий, как ударная волна, падение самолета и т. д.

Получено согласие от корпорации «Вестингауз» на совместную с НИКИЭТ разработку и изготовление в рамках совместного советско-американского предприятия АСУ ТП для АЭС с РУ МКЭР-800.

Расчетно-экспериментальное обоснование наиболее ответственных узлов и систем выполнялись на конкурсной основе, проводился сравнительный анализ результатов исследований и их сопоставление с данными зарубежных исследований.

3. ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ ЯДЕРНЫЕ РЕАКТОРЫ (13, 14, 15, 22, 23, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32)

3.1. Опыт разработки и эксплуатации высокотемпературных ядерных реакторов

Середина шестидесятых годов была ознаменована первыми успехами в деле создания высокотемпературных реакторов с гелиевым теплоносителем. Начиная с августа 1964 г., в течение двух лет, критические параметры последовательно были достигнуты на реакторах «Драгон», «Пич-Боттом» и AVR. Таким образом, примерно в одно и то же время в трех странах (Англии, США и Германии) стартовало новое направление в реакторостроении. Из его родоначальников до середины 80-х годов прошлого века действовал лишь реактор AVR, который имел рекордные параметры по выходной температуре гелиевого теплоносителя (950 °С). За 15 лет эксплуатации этого реактора средний коэффициент эксплуатационной готовности составил 67 % при максимальном значении 92 %. Специальные эксперименты, проведенные на реакторе AVR для анализа поведения в аварийных ситуациях (отсутствие циркуляции теплоносителя, выход из строя поглощающих стержней), доказали его высокую надежность с точки зрения ядерной безопасности. Выход продуктов деления в гелиевый теплоноситель реактора AVR по тритию составляет $3 \cdot 10^{-9}$ Ки/см^3, а по газообразным продуктам – $1{,}7 \cdot 10^{-8}$ Ки/см^3, что меньше, чем в любом другом реакторе.

Прошло еще десятилетие, прежде чем можно было говорить о новом успехе, когда в 1976 г. достиг критичности, а в начале октября 1981 г. впервые был выведен на полную мощность высокотемпературный реактор опытно-промышленной АЭС «Форт-Сент-Врейн» (США) электрической мощностью 342 МВт, использующий призматические топливные сборки. До октября 1981 г. АЭС «Форт-Сент-Врейн» работала на пониженной мощности (до 70 % номинальной) в основном из-за колебаний температуры и вибраций в активной зоне. Семнадцать лет разделяют во времени физические пуски реакторов AVR и THTR-300, которые являются представителями национальной линии развития, зародившейся в Германии и основанной на концепции засыпной активной зоны с шаровыми тепловыделяющими элементами.

К началу 1986 года всего пять установок с высокотемпературными гелийохлаждаемыми реакторами было создано во всем мире

за столь длительный период их развития. О чем это свидетельствует? Отвечая на поставленный вопрос, следует особо выделить два момента. Во-первых, это значительные по своим масштабам проблемы создания высокотемпературных реакторов, а во-вторых, это очевидная жизнеспособность нового направления в реакторостроении. Для решения проблем создания высокотемпературных гелий-охлаждаемых реакторов необходимы большие затраты на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, а это по силам только крупным странам или межнациональным объединениям. О перспективности этого направления можно судить по широкому кругу исследований, проведенных в США, Германии, СССР, Японии и других странах [26, 27].

Можно выделить два направления, отличающиеся концепцией активной зоны. Конструкция активной зоны американских высокотемпературных реакторов основана на использовании гексагональных призматических графитовых блоков, содержащих микротвэлы из дикарбидов урана и тория с покрытием из пиролитического углерода и карбида кремния. В шестигранных призматических тепловыделяющих сборках реактора АЭС «Форт-Сент-Врейн» имеется 108 отверстий для теплоносителя и 210 отверстий для топлива. Отношение числа ядер углерода к ядрам тяжелых элементов N_C / $N_{ТЭ}$ = 225 в равновесном режиме выгорания. Обогащение урана в свежем топливе составляет 93 %. Начальная загрузка активной зоны состоит из 936 кг урана и 195 000 кг тория. Средняя глубина выгорания достигает 100 000 МВт·сут/т. При каждой перегрузке из активной зоны реактора «Форт-Сент-Врейн» извлекается 1/6 часть топливной загрузки. При этом графитовые блоки перегружаются из 37 ячеек периодичности, каждая из которых состоит из 7 топливных колонн. Продолжительность пребывания топлива в активной зоне зависит от коэффициента нагрузки. Если это значение составляет ~80 %, то в год осуществляется одна перегрузка реактора [28].

В соответствии с проектом активная зона американского высокотемпературного реактора электрической мощностью 1160 МВт состоит из 3 944 гексагональных призматических тепловыделяющих сборок. В каждой из 493 топливных колонн по высоте размещено 8 графитовых блоков. Размер «под ключ» тепловыделяющей сборки равен 360 мм, а ее высота составляет 794, 5 мм. Управление реактором осуществляется с помощью 73 пар поглощающих стержней. Активная зона имеет высоту 634 см и диаметр 847 см. Средняя энергонапряженность активной зоны равна 8,4 МВт/м. По проекту

реактор может работать с использованием двух различных типов топливных загрузок активной зоны. Первый тип соответствует низкообогащенному уран-плутониевому топливному циклу, а второй тип предполагает использование тория. Шестигранные графитовые блоки для урановой зоны отличаются от ториевых. В табл. 3.1 даны характеристики для двух типов топливных загрузок активной зоны этого реактора [28].

Таблица 3.1

Характеристики высокотемпературного реактора с призматическими твэлами мощностью 1160 МВт (эл.)

Параметр	Урановый цикл	Ториевый цикл
Число топливных стержней в блоке	66	132
Число отверстий для прохода теплоносителя (большое/малое)	132/0	66/6
Диаметр топливного отверстия, мм	15,85	15,85
Диаметр отверстия для теплоносителя (большой/малый), мм	15,85/–	21/18,3
$N_C / N_{TЭ}$ для свежих тепловыделяющих сборок	401	238
Среднее выгорание выгружаемого топлива, МВт·сут/т	118 000	98 000
Время пребывания топлива в реакторе, год	3	4

Второе направление развития высокотемпературных реакторов основано на концепции засыпной активной зоны, состоящей из сферических тепловыделяющих элементов. Микротвэлы в этих графитовых шарах либо образуют центральную сферу, либо в виде сферического слоя располагаются на определенном расстоянии от центра шара. Внешний диаметр графитовых шаров принят равным 6 см. В центральной части прессованных шаров реактора THTR-300 размещено около 33 тыс. микротвэлов с топливом $(U, Th)O_2$. Общее количество микротвэлов в топливной загрузке реактора THTR-300 составляет $\sim 2{,}22 \cdot 10^{10}$ шт. Топливная матрица в шаровом тепловыделяющем элементе этого реактора имеет диаметр 5 см. Микротвэлы состоят из кернов диаметром 300–400 мкм с покрытием из пироуглерода. Микротвэлы высокотемпературных реакторов могут иметь два типа покрытий: BISO и TRISO. Первый тип покрытий характеризуется тем, что вокруг керна микротвэла для удержания продуктов деления создается эффективный барьер из нескольких слоев пиролитического углерода разной плотности, а для второго типа характерно добавление еще слоя из карбида кремния (SiC).

Концепция засыпной активной зоны высокотемпературных реакторов с шаровыми тепловыделяющими элементами зародилась и

получила развитие в Германии. Кроме Германии, проекты высокотемпературных реакторов с шаровыми тепловыделяющими элементами разрабатывались в СССР [27]. Представителями концепции засыпной активной зоны, охлаждаемой гелиевым теплоносителем, являются спроектированные в СССР высокотемпературные реакторы ВГР-50 и ВГ-400. Опытно-промышленная энергохимическая установка на базе реактора ВГР-50 предназначена для использования γ-излучения (мощностью до 300 кВт) и производства электроэнергии (до 50 МВт) [29]. Предусмотрена возможность двух режимов эксплуатации установки: энергетический и энергохимический. Последний осуществляется посредством циркуляции шаровых тепловыделяющих элементов между реактором и радиационно-химической установкой.

Опытно-промышленная энерготехнологическая установка с реактором ВГ-400 предназначена для комплексного производства высокопотенциального тепла (~950 °С) и электроэнергии, что открывает возможные пути ее применения в различных энергоемких отраслях промышленности [30].

Развитие нового высокотемпературного направления в реакторостроении требует проведения широкого круга исследований нейтронно-физических характеристик, а также топливных циклов этих реакторов. Изучение физики высокотемпературных реакторов с шаровыми твэлами имеет особое значение в силу гибкости, которая имеет место в отношении топливных циклов. В книгах В.А. Карпова и Л. Массимо рассмотрены наиболее важные аспекты расчетно-теоретических исследований по физике высокотемпературных реакторов [31, 32]. В них изложены практически все традиционные вопросы теории реакторов, даны сведения о методах и вычислительных программах с анализом их точности, а также в качестве примеров приведены результаты проектных исследований.

3.2. Физико-технические особенности высокотемпературных ядерных реакторов

Традиционные конструкционные решения. Для высокотемпературных реакторов уровень выходных температур теплоносителя в пределах 750–950 °С обусловливает использование графита в качестве конструкционного материала активной зоны и инертного теплоносителя. Графит и гелий являются единственно возможными замедлителями и теплоносителями, в полной мере отвечающими требованиям создания высокотемпературных реакторов. К основным

достоинствам гелиевого теплоносителя относятся фазовая стабильность, химическая инертность, хорошие теплофизические свойства, неактивируемость нейтронами, отсутствие вклада в баланс нейтронов, т. е. охлаждающий гелий не влияет на пространственно-энергетическое распределение нейтронов и соответственно на реактивность. Содержание поглощающего нейтроны изотопа ^{3}He в гелии, поступающем в высокотемпературный реактор, составляет $\sim 1 \cdot 10^{-5}$ %, что соответствует изотопному составу гелия из природного газа и на порядок меньше, чем содержание ^{3}He в атмосферном гелии. Применение графита в качестве замедлителя и конструкционного материала обусловливает большую теплоемкость активной зоны и ее практическую нерасплавляемость (температура сублимации графита ~3700 °C).

На сегодняшний день развиты две концепции ВТГР со свободной засыпкой шаровых твэлов. Одной из отличительных особенностей традиционных конструкций является использование исполнительных органов систем компенсации реактивности, вводимых непосредственно в шаровую засыпку твэлов. Для управления реактором AVR по внутренней поверхности графитового отражателя сделаны четыре выступа (пилона), расположенные через 90°, внутри которых передвигаются поглощающие стержни. Таким образом, в реакторе AVR нет стержней, вводимых в шаровую засыпку твэлов. Отказ разработчиков модульной концепции высокотемпературных реакторов, являющейся альтернативой традиционной моноблочной концепции, от использования погружных поглощающих стержней выдвигается в качестве одной из основополагающих предпосылок многолетнего успешного опыта эксплуатации реактора AVR.

В табл. 3.2 даны характеристики высокотемпературных реакторов, которые по использованным конструктивным решениям относятся к традиционной моноблочной концепции. Типичным представителем моноблочной концепции является реактор THTR-300. В равновесном режиме выгорания (PPB) топливная загрузка этого реактора состоит примерно из 674 000 шаров [32]. При шестикратной циркуляции топливо в реакторе THTR-300 выгорает до 11 % fima. Для выравнивания радиального энергораспределения используется двухзонное профилирование. Подача шаров в активную зону реактора в процессе его эксплуатации осуществляется через 15 загрузочных каналов. Три из них расположены в центре реактора, а через 12 каналов шаровые твэлы поступают во внешнюю область активной зоны. Диаметр активной зоны равен 560 см, а высота ее цилин-

дрической части составляет 500 см. В табл. 3.2 указано значение полной высоты шаровой засыпки. Выгрузка шаров осуществляется через один центральный канал в днище реактора. Отношение диаметра выгрузного канала к диаметру твэла составляет ~15. В реакторе THTR-300 используются погружные поглощающие стержни активной зоны и стержни, вводимые в каналы бокового отражателя. Исполнительные органы системы компенсации реактивности разбиты на группы по шесть стержней в каждой. В активной зоне имеется семь, в а боковом отражателе – шесть групп стержней. Четыре группы стержней бокового отражателя предназначены для быстрого останова реактора, а две группы стержней выполняют задачи регулирования при работе реактора на мощности. Стержни активной зоны обладают эффективностью, достаточной для поддержания реактора в холодном разотравленном состоянии. Их делят на короткоходовые и длинноходовые.

Свежие шаровые твэлы реактора THTR-300 содержат ^{232}Th, ^{235}U и ^{238}U. Торий служит для наработки делящегося изотопа ^{233}U. Уровень выгорания топлива в выгруженных твэлах определяется с помощью измерений на критической сборке. Сортировка твэлов по размножающим свойствам осуществляется с целью определения места последующей загрузки их в реактор: при большом выгорании твэлы загружаются в центр, а менее выгоревшее топливо поступает во внешнюю зону. Следует отметить, что во внешней зоне реактора THTR-300 шаровые твэлы движутся с меньшей скоростью, чем в центре.

Таблица 3.2

Характеристики ВТГР моноблочной конструкции

Параметр	Тип реактора			
	THTR-300	PNP-500	HTR-900	ВГ-400
Тепловая мощность, МВт	750	500	2250	1060
Высота активной зоны, см	506(660)	507,5	550	480
Радиус активной зоны, см	280	280	490	320
Отношение H/D	0,903	0,906	0,561	0,75
Средняя энергонапряженность активной зоны, МВт/м^3	5,07	4,0	5,42	6,83
Температура гелия, °С				
на входе	250	303	285	350
на выходе	750	990	700	950
Давление гелия, МПа	3,92	3,92	–	4,9
Число шаровых твэлов	~675 000	~675 000	–	820 000

Параметр	Тип реактора			
	THTR-300	PNP-500	HTR-900	ВГ-400
Топливный цикл	Высокообогащенный	U–Pu	U–Pu	U–Pu
Загрузка «тяжелых металлов» в шаровой твэл, г	11,23	8,0	10,0	6,15
Обогащение свежего топлива, %	93,0	6,8		
^{235}U		12,6	–	6,5
Загрузка урана-235 в твэл, г	0,96		–	0,402
Принцип работы	Многократная циркуляция	ОПАЗ	ОПАЗ	ОПАЗ
Выгорание топлива, МВт·сут/т	–	100 000	71 000	70 000
Диаметр твэла, см	6,0	6,0	6,0	6,0
Время пребывания твэлов в реакторе, сут	1084 за 6 циклов	–	–	365
Число погружных поглощающих стержней	42	54	150	55
Число стержней в боковом отражателе	36	36	48	22
Система аварийного останова	KLAK	KLAK	KLAK	–
Количество выгрузных каналов в днище реактора	1	1	6	3

Проект реактора типа ВГ-400 по своим конструктивным решениям заметно отличается от проекта реактора THTR-300. Ядерная энерготехнологическая установка с реактором ВГ-400 разрабатывалась на более высокий уровень выходной температуры гелиевого теплоносителя [30]. В реакторе типа ВГ-400 было предусмотрено использование принципа однократного прохождения активной зоны (ОПАЗ) шаровыми твэлами. Средняя энергонапряженность активной зоны реактора ВГ-400 выше, чем у реактора THTR-300. Стержни активной зоны, погружаемые в засыпку шаровых твэлов, в реакторе ВГ-400 размещены по треугольной сетке с шагом 75 см. Общее их число 55. Кроме того, имеются 22 стержня бокового отражателя. Плотность размещения стержней активной зоны, определяемая в виде отношения площади активной зоны к полному числу погружных стержней, для реактора ВГ-400 примерно такая же, как и в реакторе THTR-300. Однако в реакторе ВГ-400 гораздо больше расстояние между стержнями бокового отражателя.

В днище реактора ВГ-400 имеется система из трех выгрузных каналов [30], с помощью которой формируется равномерный про-

филь скоростей движения засыпки шаровых твэлов. Шародинамика реактора ВГ-400 существенно отличается от шародинамики реактора THTR-300. Указанное различие вытекает из физических предпосылок, связанных с реализацией решений задачи выравнивания радиального энергораспределения в реакторах с шаровыми твэлами. К конструкции реактора ВГ-400 предъявляется требование, чтобы при работе по принципу ОПАЗ топливо в периферийной части по радиусу активной зоны выгорало меньше, чем в центре. Такой способ выравнивания радиального энергораспределения несколько снижает экономические показатели, но зато устраняет ряд недостатков, присущих способу физического профилирования, основанного на загрузке во внутреннюю и внешнюю зоны шаровых твэлов с разными размножающими свойствами.

В активную зону реактора ВГ-400 загружаются свежие шаровые твэлы, содержащие около 0,4 г ^{235}U и 5,75 г ^{238}U. При указанных весовых загрузках изотопов урана не достигается минимум стоимости уран-плутониевого топливного цикла. Однако они позволяют значительно снизить аварийные эффекты реактивности, связанные с попаданием в активную зону пароводяной смеси. Используемая в реакторе ВГ-400 загрузка одинаковых свежих твэлов исключает глобальные перекосы энергораспределения, вызванные некоаксиальностью и нецилиндричностью зон физического профилирования и свойственные двухзонной загрузке. Результаты проведенных исследований свидетельствуют о большой гибкости физики активной зоны реактора типа ВГ-400, что позволяет в процессе эксплуатации без каких-либо принципиальных затруднений переходить с одного типа твэлов на другой.

Принцип ОПАЗ использован в проекте реактора PNP-500 [32]. Характерно, что диаметр активной зоны этого реактора совпадает с диаметром шаровой засыпки реактора THTR-300, а высота активной зоны реактора PNP-500 несколько меньше, чем в реакторе THTR-300. Выходная температура гелия в реакторе PNP-500 достигает уровня ~1000 °С. Сравнительный анализ конструктивных решений в реакторе THTR-300 и в проекте PNP-500 позволяет выделить те из них, которые обеспечивают возможность повышения выходной температуры теплоносителя на 240 °С. Это в первую очередь выравнивание радиального энергораспределения в активной зоне PNP-500 посредством использования твэлов с разным обогащением по делящемуся изотопу ^{235}U, аксиальное профилирование при использовании принципа ОПАЗ и снижение средней энергонапряженности активной зо-

ны. Для выгрузки шаровых твэлов из реактора PNP-500 предусмотрен один центральный выгрузной канал. Поскольку диаметры активных зон реакторов THTR-300 и PNP-500 совпадают, а геометрически они отличаются лишь высотой шаровой засыпки, то и профили скоростей движения твэлов в активных зонах должны быть близкими. Разница в шародинамике может быть обусловлена лишь различием в распределении температурных полей поверхностей шаровых твэлов.

Плотность размещения стержней в активной зоне реактора PNP-500 выше, чем в реакторе THTR-300. Количество стержней в боковом отражателе для обоих реакторов одинаковое. Однако имеет место существенная разница в температурных режимах работы поглощающих стержней активной зоны. К стержням реактора PNP-500 предъявляются более жесткие требования, чем к стержням реактора THTR-300. Из-за принципа ОПАЗ максимум нейтронного поля в реакторе PNP-500 смещен в верхнюю часть шаровой засыпки.

Приведенные в табл. 3.2 характеристики высокотемпературного реактора с шаровыми твэлами для разрабатывавшегося проекта HTR-900 дают представление о технических решениях, которые были заложены в установку большой единичной мощности [32]. Однако в соответствии с новой линией развития HTR место указанного проекта занял проект двухцелевой установки HTR-500 с, реактором тепловой мощностью 1264 МВт. Электрическая мощность установки HTR-500 составляет 260 МВт, а 620 МВт тепловой мощности идет на производство пара. Энергонапряженность активной зоны HTR-500 равна 6,0 МВт/м^3, давление гелия – 4,9 МПа. Температура гелия на выходе в реактор – 260 °С, а выходная температура газа – 700 °С. В реакторе предусмотрено использование принципа ОПАЗ. Выгрузка шаровых твэлов осуществляется через три канала в днище реактора.

В СССР разработана опытно-промышленная энергохимическая установка с высокотемпературным газоохлаждаемым реактором ВГР-50, позволяющая не только вырабатывать электроэнергию, но и использовать ядерный реактор в качестве источника излучения для радиационно-химических процессов. Активная зона реактора ВГР-50 образована свободной засыпкой твэлов и поглощающих шаров и ограничена внутренними поверхностями бокового и нижнего отражателей, сложенных из блоков реакторного графита. На внутренней поверхности бокового отражателя сформированы выступы (пилоны). Из 24 стержней бокового отражателя 12 регуляторов размещены в каналах пилонов, выступающих в шаровую засыпку. Четыре

поглощающих стержня за счет осевого усилия погружаются непосредственно в шаровую засыпку активной зоны. Тепловая мощность реактора ВГР-50 составляет 136 МВт. Расход гелиевого теплоносителя через реактор под давлением 3,92 МПа равен 51 кг/с. Температура газа на входе в реактор – 296 °С, а на выходе из реактора – 810 °С. Средняя энергонапряженность активной зоны, имеющей высоту и диаметр соответственно 450 см и 280 см, составляет 6 МВт/м^3. Реактор ВГР-50 является установкой с непрерывным движением топлива в активной зоне. Средняя продолжительность пребывания шаровых твэлов и поглощающих шаров в активной зоне за цикл около 3 ч. При кампании одной топливной загрузки реактора ВГР-50 длительностью 450 суток достигается средняя глубина выгорания топлива ~100 000 МВт-сут/т. В нижнем торцевом отражателе расположен центральный канал для выгрузки твэлов и поглощающих шаров из активной зоны. Внутренняя поверхность нижнего торцевого отражателя выполнена в форме конической поверхности с углами 45 и 60 [29].

Альтернативные конструкционные решения. В противовес концепции моноблочных высокотемпературных реакторов большой единичной мощности западногерманским концерном «Крафтверк унион» и рядом других фирм разработана модульная концепция высокотемпературных реакторов с шаровыми твэлами. Основной смысл этих разработок заключается в создании модульного высокотемпературного реактора относительно небольшой тепловой мощности (≤ 200 МВт). Объединение модулей в группы позволяет набирать необходимую суммарную мощность ядерных энергетических установок [32].

На рис. 3.1 изображена конструкция модульного высокотемпературного реактора HTR–Modul, разработанного «Крафтверк унион». Ниже представлены его основные характеристики.

Тепловая мощность, МВт 200
Диаметр активной зоны, см 300
Высота активной зоны, см 960
Размеры металлического корпуса реактора, м
диаметр 5,8
высота 23,8
Средняя энергонапряженность, МВт/м^3 2,95
Температура гелия в активной зоне, °С:
на входе 250
на выходе 750
Рабочее давление, МПа 5
Число поглощающих стержней в боковом отражателе 6

Эффективность этих стержней, % ΔK 2,0
Число устройств KLAK-системы 18
Эффективность KLAK-системы, % ΔK 9,7
Оперативный запас реактивности, % ΔK 1,0
Число шаровых твэлов в активной зоне 366 000
Топливный цикл ..... U–Pu
Принцип перегрузки твэлов .. .. Многократная циркуляция
Загрузка тяжелых элементов, г/твэл 7,0
Обогащение свежего топлива, % ^{235}U 78
Средняя мощность твэла, кВт 0,55
Содержание делящегося материала в активной зоне, кг 94
Среднее выгорание, МВт-сут/т 80 000
Время пребывания твэлов в активной зоне, сут 1020
Коэффициент конверсии 0,47
Поток нейтронов ($E \geq 0{,}1$ МэВ):
в топливе при выгрузке. 10^{21} см$^{-2}$. 2,2
в боковом отражателе, 10^{21} см$^{-2}$ в год. 0,6

По сравнению с реакторами большой мощности при проектировании модульного HTR были учтены следующие три дополнительных требования:

- останов реактора только при помощи поглощающих стержней в отражателе;
- отвод остаточного тепловыделения только естественной конвекцией и тепловым излучением через боковой отражатель к холодильникам, расположенным вне металлического корпуса реактора, при одновременном ограничении максимальной температуры топлива уровнем 1600 °C как при гипотетических, так и при комбинациях аварий;
- осуществление пассивных мер, которые ограничивали бы аварии, связанные с изменением реактивности при попадании в активную зону замедляющей среды.

Требование останова реактора только при помощи поглощающих стержней, расположенных в боковом отражателе, выполняется, если диаметр активной зоны не превышает 3 м. Реализация второго требования при выходной температуре гелия 750 °C зависит от средней энергонапряженности и аксиального распределения энерговыделения. По возможности следует выровнять энергораспределение по высоте активной зоны, что достигается при многократной циркуляции шаровых твэлов (примерно 15 циклов прохождения). При этом средняя энергонапряженность не должна превышать 3,0 МВт/м^3. Третье требо-

вание продиктовало необходимость снижения загрузки тяжелых элементов в шаровой твэл от 10 г до 7 г урана, из-за чего значительно снижается величина эффектов реактивности при аварийном попадании пароводяной смеси в активную зону модульного реактора.

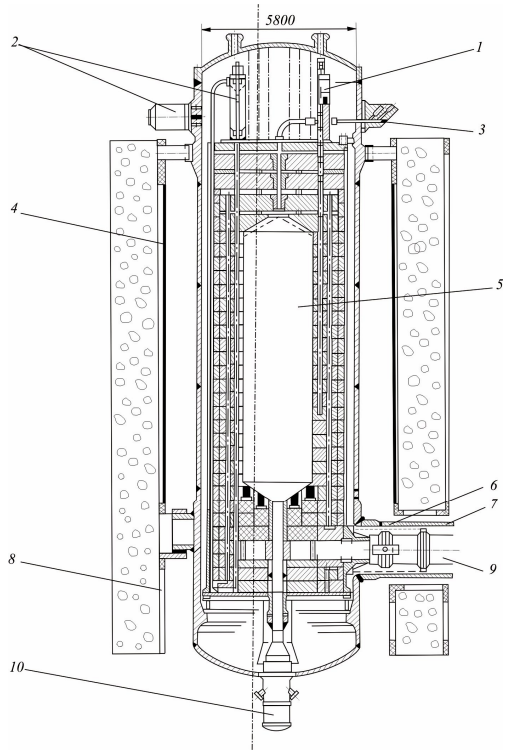


Рис. 3.1. Конструкция модульного высокотемпературного реактора с шаровыми твэлами [7]:
1 – поглощающий стержень бокового отражателя; 2 – устройство для подачи мелких поглощающих шариков KLAK-системы; 3 – шаропровод для твэлов; 4 – поверхностный холодильник; 5 – засыпка шаровых твэлов активной зоны; 6 –металлический корпус; 7 – место соединения двойного трубопровода; 8 – теплоизоляция; 9 – газопровод нагретого гелия; 10 – устройство для выгрузки шаровых твэлов

Для горячего останова модульного реактора, а также для осуществления операций перехода с одного уровня мощности на другой в интервале от 100 до 50 % номинальной мощности предусмотрены шесть укороченных стержней, вводимых в боковом отражателе до половины высоты активной зоны. Для холодного останова

предусмотрено 18 устройств KLAK-системы, использующей мелкие поглощающие шарики, которые засыпаются в каналы бокового отражателя. Таким образом, управление модульным реактором осуществляется посредством органов регулирования, которые расположены за пределами активной зоны.

Проект модульного высокотемпературного реактора HTR-Modul предусматривает возможность эксплуатации установки с выходной температурой гелия ~950 °С. Переход на более высокую выходную температуру газа обусловливает необходимость снижения общей тепловой мощности реактора с уровня 200 МВт до 170 МВт. Средняя энергонапряженность активной зоны уменьшается до 2,5 МВт/м^3. Давление гелия в реакторе сохраняется, но меняются температурные параметры теплоносителя, т. е. температура газа на входе 300 °С и на выходе 950 °С. Расход гелия при мощности 200 МВт составляет 76,8 кг/с, а при 170 МВт – 50,3 кг/с. Перепад давления газа на шаровой засыпке активной зоны при выходной температуре 950 °С равен 0,04 МПа, а при 750 °С – соответственно 0,075 МПа. Выгорание топлива одинаково для этих двух режимов работы реактора. Однако время пребывания шаровых твэлов в активной зоне при работе модульного реактора на мощности 170 МВт увеличивается до 1200 сут. Переход на другой уровень выходной температуры газа не требует внесения изменений в СУЗ реактора. Ниже представлены характеристики систем горячего и холодного останова модульного высокотемпературного реактора HTR-Modul.

Стержни бокового отражателя
(регулирование, горячий останов)

Длина поглотителя, см 480
Диаметр поглотителя, см 10
Поглотитель .....Кольца из B_4C
Высота перемещения, см 480
Скорость перемещения при останове, м/с..... 0,5
Диапазон изменения скорости регулирования, м/с 0–7

KLAK-система (холодный останов реактора)

Диаметр мелких поглощающих шариков, мм 8–10
Материал шариков ..... B_4C в графитовой матрице
Объемная доля B_4C в шарике ..... 5 %
Объем каналов KLAK-системы в боковом отражателе, м^3 0,09
Время общего падения мелких поглощающих шариков, с 60

Скорость заполнения всех каналов KLAK-системы
при поступлении сигнала, см/с 2
Время полного заполнения мелкими поглощающими
шариками каналов в боковом отражателе, с ..... ~480

Таким образом, влияние на размножающие свойства реактора осуществляется посредством поглотителей нейтронов, размещенных вне активной зоны. Такой подход к управлению реактором возможен при условии большой утечки нейтронов из активной зоны и наличии эффективного отражателя.

Для выравнивания радиального энергораспределения в модульном высокотемпературном реакторе используется физическое профилирование. С этой целью во внутреннюю часть активной зоны загружаются шаровые твэлы, для которых коэффициент размножения нейтронов (K_∞) меньше, чем для твэлов во внешней периферийной области. Поскольку свежие штатные шаровые твэлы модульного реактора имеют одинаковые значения весовой загрузки урана и обогащения по делящемуся изотопу, то реализация физического профилирования основана на чередовании прохождения твэлами внешней и внутренней зон при пятнадцатикратной циркуляции. В табл. 3.3 представлены последовательность загрузки шаровых твэлов во внешнюю и внутреннюю зоны и достигаемая глубина выгорания топлива при каждом цикле прохождения ими реактора [32].

Таблица 3.3

Реализация двухзонного профилирования в модульном реакторе HTR

Цикл прохождения твэлами активной зоны	Место загрузки твэлов в реактор		Выгорание, МВт·сут/т
	Внутренняя зона	Внешняя зона	
1		+	7 000
2		+	13 700
3		+	20 100
4		+	26 200
5	+		32 600
6	+		38 700
7	+		44 500
8	+		50 000
9		+	54 700
10		+	59 100
11		+	63 300
12	+		67 700
13	+		71 900
14	+		76 000
15	+		80 000

Первые четыре цикла шаровые твэлы загружаются во внешнюю область активной зоны. После достижения глубины выгорания топлива 26200 МВт·сут/т эти шаровые твэлы 4 раза проходят через внутреннюю область реактора. После восьмого цикла прохождения активной зоны шаровые твэлы с выгоранием 50000 МВт·сут/т 3 раза подряд загружаются во внешнюю область реактора. Завершающие четыре циркуляции через реактор осуществляются во внутренней области активной зоны.. При последней, пятнадцатой циркуляции через реактор топливо достигает глубины выгорания 80000 МВт·сут/т. Для сортировки шаровых твэлов, выгруженных из модульного реактора, с целью определения глубины выгорания топлива и назначения места поступления в активную зону при очередном цикле предполагается использование измерительного метода, основанного на активности изотопа ^{132}J. Активность этого изотопа спадает по мере увеличения количества циклов прохождения твэлов через активную зону, причем максимум для γ-линий изотопа ^{132}J соответствует энергии ~668 кэВ.

Конструктивное исполнение высокотемпературного реактора MS-350 позволяет рассматривать этот проект как альтернативный вариант моноблочной концепции реакторов с шаровыми твэлами. Тепловая мощность этого реактора составляет 350 МВт. В реакторе MS-350 кольцеобразная активная зона сформирована из засыпки шаровых твэлов в пространстве, образованном нижним торцевым, боковым и центральным отражателями. Так же как и для модульного реактора, характерной чертой этого проекта является уменьшение радиальных размеров шаровой засыпки с целью решения задачи управления реактором без погружных поглощающих стержней. Высота активной зоны реактора MS-350 равна 850 см. При внешнем диаметре активной зоны 400 см диаметр центрального отражателя составляет 160 см, т. е. ширина шаровой засыпки в кольцеобразном пространстве между центральным и боковым отражателями равна 120 см. Средняя энергонапряженность активной зоны реактора MS-350 выбрана равной 4 МВт/м^3. Одним из преимуществ кольцеобразной активной зоны является выравнивание радиального энергораспределения за счет утечки нейтронов в центр реактора.

3.3. ВТГР с шаровыми и призматическими твэлами в сравнении

Развитее двух направлений в создании высокотемпературных реакторов, отличающихся концепцией активной зоны, вызывает естественный вопрос, какой реактор лучше? Задача о сравнении двух основных концепций, связанных с использованием либо призматических топливных сборок, либо шаровых твэлов, рассмотрена в ра-

боте [28] . Обе концепции характеризуются использованием графита в качестве замедлителя и гелиевого теплоносителя, т. е. для обеих конструкций присущ одинаковый материальный состав активной зоны. В условиях отсутствия заметных гетерогенных эффектов основные нейтронно-физические характеристики определяются отношением числа ядер углерода к числу ядер тяжелых элементов $N_C/N_{TЭ}$. В работе [28] дан анализ нейтронных балансов высокотемпературных реакторов тепловой мощностью 3000 МВт, из которого следует, что основные компоненты, а именно доля поглощения нейтронов в топливе, сырьевых изотопах и т. д., при одинаковых значениях $N_C / N_{TЭ}$ и обогащения свежего топлива для обоих типов установок не имеют особых различий. Например, относительные доли поглощения нейтронов делящимися изотопами в реакторах с шаровыми и призматическими твэлами соответственно составляют 52,3 % и 51,9 % в случае низкообогащенного уран-плутониевого топливного цикла [28]. Поглощение в продуктах деления соответственно равно 8,3 % и 9,1 %, графитом поглощается 1,4 % нейтронов в реакторе с шаровыми твэлами и 1,9 % – в реакторе с призматическими топливными сборками.

Реализация непрерывной подпитки свежим топливом и выгрузки выгоревших твэлов в реакторах с шаровой засыпкой обеспечивает поддержание критичности активной зоны. Это позволяет снизить потери нейтронов, связанные с запасом реактивности на выгорание, который в реакторе с призматическими топливными сборками необходимо компенсировать либо введением выгорающего поглотителя, либо системой поглощающих стержней. Однако при использовании в ВТГР с шаровыми твэлами принципа ОПАЗ (однократное прохождение активной зоны) смещение максимума нейтронного поля на периферию реактора определяет увеличение непроизводительных потерь нейтронов за счет их утечки из активной зоны. В целом при заданных выходных параметрах ВТГР с шаровыми и призматическими твэлами основные физические характеристики этих двух типов реакторов оказываются очень близкими.

Сравнительный анализ теплофизических аспектов проблемы выбора типа твэлов ВТГР свидетельствует, что при одинаковых энергораспределениях в активных зонах имеются возможности обеспечения допустимых рабочих температур топлива и потерь давления теплоносителя. Более высокие коэффициенты теплоотдачи в шаровой засыпке (при одинаковых потерях давления) по сравнению с призматическими топливными сборками компенсируются повышенным термическим сопротивлением самого шарового твэла, а в

целом коэффициенты теплопередачи от микротоплива к газу для обоих типов твэлов ВТГР оказываются примерно одинаковыми. Вообще, исходя из теплофизических аспектов, нельзя сделать определяющих выводов в пользу шаровой или призматической концепции активной зоны ВТГР.

Очевидно, что в условиях примерной равнозначности физических и теплогидравлических характеристик ВТГР с шаровыми и призматическими твэлами во внимание принимаются другие соображения, влияющие на выбор концепции активной зоны. К ним относятся вопросы проектирования, технологичности, режима работы реактора, стоимости изготовления и др.

Реактор с призматическими топливными сборками должен быть оснащен перегрузочной машиной, которая предназначена для замены выгоревших топливных сборок и отслуживших свой ресурс графитовых блоков отражателей. Работоспособность конструкционного графита отражателей не является столь серьезным ограничением, как в реакторах с шаровыми твэлами. За последнее десятилетие в Германии существенно изменился подход к выбору характеристик высокотемпературного реактора с шаровыми твэлами большой единичной мощности. В первую очередь это нашло отражение в постоянном снижении уровня средней энергонапряженности при заданной общей тепловой мощности ~3000 МВт. В публикациях 70-х годов приводились значения средней энергонапряженности ~–9 МВт/м^3, спустя несколько лет уже указывались цифры ~6,5–6,0 МВт/м^3, а в последних публикациях появились значения ~4,5 МВт/м^3. Очевидно, что если по мере продвижения работ в области создания высокотемпературных реакторов с шаровыми твэлами происходит снижение проектных характеристик по средней энергонапряженности, то это можно рассматривать уже как вынужденную меру. Имея в виду указанную тенденцию и значение средней энергонапряженности для модульного варианта HTR, можно предположить, что столь высокие значения (~9 МВт/м^3) были приняты в надежде на создание более работоспособного графита, чем в реакторе AVR. При средней энергонапряженности 9 МВт/м^3 в реакторе большой единичной мощности, работающем по принципу ОПАЗ, доза радиационного облучения быстрыми нейтронами для бокового отражателя составляет $3{,}41\cdot10^{21}$ нейтр/(см^2·год) в случае низкообогащенного уран-плутониевого цикла [28]. Для модульного реактора с шаровыми твэлами эта величина равна $0{,}6\cdot10^{21}$. Оценивая данную ситуацию, можно сделать вывод, что за прошедший столь длительный период времени после создания реактора AVR не было

достигнуто заметных успехов в деле разработки новых марок реакторного графита, обладающего лучшими служебными характеристиками, чем графит реактора AVR. Таким образом, при заданном сроке службы блоков отражателя, зависящем от характеристик графита, в реакторе с шаровыми твэлами имеется ограничение на среднюю энергонапряженность активной зоны, поэтому использование существующих марок графита приводит к тому, что реакторы с шаровыми твэлами имеют меньшую энергонапряженность, чем реакторы с призматическими топливными сборками. Однако нельзя связывать уменьшение средней энергонапряженности только с одними отрицательными последствиями. При увеличении объема активной зоны сокращаются потери нейтронов за счет утечки, возрастает время пребывания шаровых твэлов в реакторе, а более низкий уровень нейтронных потоков, например, уменьшает вредные потери нейтронов в ^{233}Pa.

Проблемами создания высокотемпературных реакторов с призматическими топливными сборками являются трудности реализации перегрузки выгоревшего топлива, связанные с остановкой реактора, сбросом давления, расхолаживанием реактора и т. д. Процесс перегрузки требует создания специальной системы управления перегрузочной машиной с помощью ЭВМ, а также решения ряда сложных процедурных вопросов. С высоким уровнем температур связаны очень строгие требования по допускам на изготовление во избежание контактов и слипания твэлов, обеспечения стабильности формы, соосности отверстий для прохода теплоносителя и т. д. Кроме того, в реакторе с призматическими сборками необходимы специальные дополнительные меры по снижению неравномерности энергораспределения при осуществлении перегрузок при переходе к равновесному режиму выгорания.

3.4. Инженерные проблемы создания реакторов с шаровыми твэлами

Анализ технических решений, использованных в реакторах AVR и THTR-300, а также проектных разработок по другим высокотемпературным реакторам с шаровыми твэлами выявляет разнообразие конструкций для установок малой и большой мощности, а также для разных уровней выходных параметров теплоносителя. Такое положение, в частности, объясняется постоянным поиском подходов к решению проблем, обусловленных использованием кон-

цепции засыпной активной зоны. Имеющийся опыт проектирования позволяет выделить ряд основных проблем, связанных с конструированием активной зоны реакторов с шаровыми твэлами:

- разработка систем компенсации реактивности;
- обеспечение работоспособности графитовых блоков отражателей;
- формирование необходимого профиля скоростей и траекторий перемещения шаровых твэлов в активной зоне.

В настоящее время разрабатываются два способа погружения поглощающих стержней в шаровую засыпку твэлов. Один заключается в том, что в активную зону на требуемую глубину с большим осевым усилием вдавливается прямой гладкий стержень, другой характеризуется вращатетьно-поступателъным движением. При этом удается значительно уменьшить осевые нагрузки на стержень.

Значительное тепловыделение и существенное радиационное повреждение конструкционных материалов – дополнительные трудности помимо механических нагрузок, действующих на поглощающие стержни. В проекте реактора PNP тепловой мощностью 3000 МВт из-за температурных ограничений предусмотрено поэтапное погружение стержней в активную зону, при этом первый шаг погружения не должен превышать 40 см. После этого реактор расхолаживается примерно на 200 °С. Поглощающие стержни погружаются в шаровую засыпку на полную глубину их хода, по крайней мере, за три этапа перемещения по высоте реактора.

Существенное влияние на срок службы поглощающих стержней оказывает охрупчивание сталей при температурах от 500 до 600 °С в результате протекания (n, α)-реакций. Это так называемое гелиевое охрупчивание особенно заметно проявляется в наконечниках поглощающих стержней, подверженных наибольшему нейтронному потоку. В связи с этим важное значение приобретает продление ресурса работы дорогостоящих поглощающих стержней, так как частая их замена приводит к большим экономическим затратам. Один из возможных способов снижения дозы радиационного облучения заключается в том, что концевики погружных поглощающих стержней имеют разное положение по высоте относительно нижнего среза верхнего торцевого отражателя. По сравнению со случаем, когда концы всех поглощающих стержней в номинальном режиме работы находятся на уровне нижней границы верхнего отражателя, при указанном способе половина стержней придвигается к шаровой засыпке твэлов, а другая половина, наоборот, выводится в крайнее верх-

нее положение. Аксиальное энергораспределение по высоте реактора практически сохраняется, так как реактивность при разном положении стержней остается такой же, как и в случае одинакового положения всех регуляторов. При половинном введении поглощающих стержней максимальный тепловой поток в области технологической полосы и верхнего торцевого отражателя примерно на 10 % превышает значение для одинакового их положения. Максимальная доза радиационного облучения выведенных стержней составляет 50 %. Уменьшить поток тепловых нейтронов в верхнем отражателе удается изменением положения выведенных стержней, приближая их к нижней границе отражателя.

Замена графитовых блоков верхнего торцевого отражателя, отработавших свой ресурс по радиационному облучению, рассматривается в качестве одной из вынужденных мер, направленных на обеспечение предусмотренного срока службы всей конструкции активной зоны. Поскольку для работы манипулятора перегрузочной машины необходимо организовать свободные проходки, то это требует полного извлечения нескольких поглощающих стержней, начиная с бокового отражателя и кончая центром активной зоны. С помощью перегрузочной машины графитовые блоки отражателя заменяются порядно с периферии до оси реактора сначала с одной стороны активной зоны, а затем с противоположной. В связи с удалением из реактора части поглощающих стержней встает вопрос о необходимости отгрузки из активной зоны какой-то доли шаровых твэлов в целях обеспечения надежной подкритичности. Такая выгрузка топлива из реактора является нежелательной, так как она приводит к экономическим потерям. Поэтому необходимо стремиться решить эту задачу так, чтобы гарантировать достаточную подкритичность с помощью оставшихся поглощающих стержней. Существует возможность замены графитовых блоков верхнего отражателя в реакторе PNP-500 без удаления части шаровых твэлов. Представленные результаты расчетных исследований свидетельствуют, что реактор PNP-500 в холодном разотравленном состоянии остается подкритичным даже при полном извлечении ряда поглощающих стержней для обеспечения работы перегрузочной машины. Возможность замены графитовых блоков верхнего отражателя в реакторе PNP-500 без выгрузки топлива из активной зоны обеспечивается большим запасом в эффективности системы компенсации реактивности.

Конструкция засыпной активной зоны, особенно геометрическая конфигурация днища, и количество выгрузных каналов оказывают существенное влияние на физические характеристики реактора с шаровыми твэлами. Увеличение единичной мощности реактора приводит к увеличению количества выгрузных каналов и изменению формы днища активной зоны. В реакторе THTR-300 по оси активной зоны расположен один выгрузной канал. Угол наклона конического днища составляет 30°. Радиус скругленного перехода цилиндрической стенки бокового отражателя в коническое днище равен 0,8 м. В реакторе тепловой мощностью 3000 МВт для выгрузки шаровых твэлов предусматривается шесть каналов, расположенных ближе к боковому отражателю. Центральная часть днища выступает в шаровую засыпку. Сравнение конструктивных решений нижней части активной зоны THTR-300 и реактора большей единичной мощности указывает на принципиальную разницу их конструкций.

3.5. Ядерная безопасность высокотемпературных реакторов

Обеспечение ядерной безопасности в процессе проектирования высокотемпературных реакторов с шаровыми твэлами тесно связано с комплексным учетом в конструкции активной зоны различных факторов, оказывающих влияние на реактивность. Баланс реактивности, на основе которого выбирается эффективность системы управления, включает следующие эффекты: температурный, мощностой, стационарное отравление, оперативный запас реактивности и аварийные. К аварийным положительным эффектам реактивности высокотемпературных реакторов приводят попадание пароводяной смеси в активную зону, случайное извлечение поглощающих стержней, обрушение блоков верхнего торцевого отражателя. Непредусмотренная загрузка шаровых твэлов в активную зону сопровождается увеличением коэффициента размножения нейтронов. Возмущение реактивности может быть связано с изменением пористости и геометрии шаровой засыпки при землетрясении. Разгерметизация первого контура непосредственно не влияет на размножающие свойства активной зоны, однако изменение процесса теплосъема приводит к росту температуры топлива и соответствующему изменению коэффициента размножения нейтронов. Для обеспечения ядерной безопасности на стадии проектирования необходимо принимать меры для сведения к минимуму положительных эффектов реактивности, что особенно актуально в связи с трудностями использования для компенсации реактивности поглощающих стержней, погружаемых в засыпку шаровых твэлов.

Отличительной ядерно-физической особенностью высокотемпературных реакторов является то, что эффекты термализации нейтронов в них распространяются на более широкую область энергии по сравнению, например, с канальными водографитовыми реакторами. Гетерогенные эффекты в высокотемпературных реакторах влияют в основном на резонансное поглощение нейтронов и слабее проявляются для тепловых нейтронов. Большая глубина выгорания топлива высокотемпературных реакторов вызывает значительное поглощение нейтронов продуктами деления, Поэтому в аварийных ситуациях необходимо учитывать вероятность выхода продуктов деления из шаровых твэлов.

Наиболее существенное влияние на эффекты реактивности оказывают такие параметры топливных загрузок активной зоны высокотемпературных реакторов, как тип делящегося материала, отношение числа ядер замедлителя к ядрам тяжелых элементов, обогащение свежего топлива, определяющее глубину выгорания, а также геометрические размеры микротвэлов. Температурный коэффициент реактивности определяется изотопным составом, температурой, гетерогенными эффектами и утечкой нейтронов. Температурную зависимость иллюстрируют результаты расчетов по программам WIMS–D, MICROX и SURCU, представленные на рис. 3.2 для двух аксиальных зон высокотемпературного реактора, в котором используются топливо 4%-го обогащения по ^{235}U и керны микротвэлов диаметром 500 мкм. Первая зона соответствует свежему топливу, а 18-я – выгоревшему.

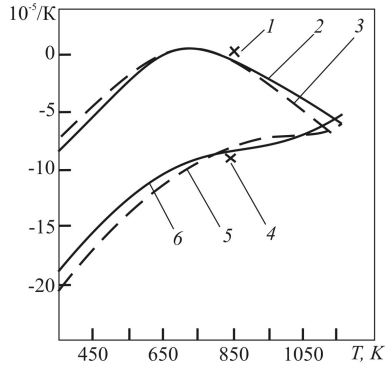


Рис. 3.2. Температурная зависимость коэффициентов реактивности для нижней (1–3) и верхней (4–6) аксиальных зон с учетом двойной гетерогенности: 1, 4 – SURCU; 2, 6 – WIMS-D; 3, 5 – MICROX

Ниже приведены составляющие температурного коэффициента реактивности для высокотемпературного реактора с ториевым циклом при 1100 К [31], 10^{-5} К:

^{232}Th……–1,6	^{235}U……..–1,3
^{233}U…….+0,3	^{237}Np……–0,3
^{234}U…….+0,3	^{239}Pu……+0,1
^{240}Pu……–0,1	^{149}Sm……+0,3
^{135}Xe……...+0,9	Другие…….+0,3
^{103}Rh……...–0,1	

Обычно на стадии проектирования реактора стремятся обеспечить отрицательный температурный коэффициент, что гарантирует стабильность и саморегулирование реактора. Однако при большом отрицательном значении этого коэффициента становится существенным влияние двух противоположных факторов. С одной стороны, повышение отрицательного температурного коэффициента реактивности способствует ядерной безопасности, так как при работе на номинальной мощности надежно демпфируются различные возмущения потока нейтронов. С другой стороны, требуется большая эффективность поглощающих стержней для поддержания холодного реактора в подкритическом состоянии. В связи с тем, что использование погружных поглощающих стержней для компенсации реактивности сложно, задача проектирования заключается в минимизации отрицательного температурного эффекта реактивности. Изменение параметров топливной загрузки при целенаправленном воздействии на температурный коэффициент реактивности обусловливает отклонение от оптимальных нейтронно-физических параметров, удовлетворяющих требованиям минимальной стоимости топливного цикла или минимального потребления природного урана. Изменить температурный коэффициент замедлителя можно за счет введения в состав топливной композиции реактора нуклидов с соответствующей энергетической зависимостью сечения поглощения тепловых нейтронов. Для компенсации положительного вклада низко расположенных резонансов деления можно использовать нуклиды, резонансы поглощения которых находятся в этом же энергетическом диапазоне. Однако такой способ нейтрализации оказывает отрицательное влияние на баланс нейтронов. Более эффективными

средствами формирования необходимого температурного коэффициента являются воздействие на спектр нейтронов посредством изменения N_C / $N_{TЭ}$ и влияние на эффект Доплера путем подбора загрузки в твэлы сырьевых нуклидов. На рис. 3.3 представлены температурные зависимости коэффициентов реактивности, рассчитанные для топливных загрузок активных зон с разными шаровыми твэлами: с ураном 20%-го обогащения и торием, а также при 4%-м обогащении по U^{235} для уранового цикла. В первом случае диаметры кернов микротоплива составляет 400, а во втором – 500 мкм. Диаметр шаровых твэлов одинаковый и равен 60 мм.

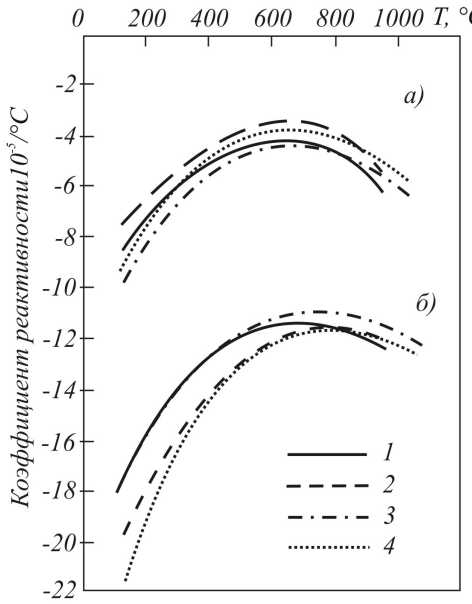


Рис. 3.3. Температурная зависимость коэффициентов реактивности для разных топливных циклов:
а – среднеобогащенный цикл с торием; б – низкообогащенный (4%-й уран-плутониевый цикл); 1 –MICROX, двойная гетерогенность; 2 – MICROX, гомогенный расчет; 3 –WIMS-D, двойная гетерогенность, 4 –WIMS-D , гомогенный расчет

Исследования по ядерной безопасности высокотемпературных реакторов включают задачи изучения особенностей протекания физических процессов во время проектных и гипотетических аварий.

Под проектной аварией понимаются такие повреждения и отказы, последствия которых превышают установленные масштабы. После возникновения проектной аварии дальнейшее развитие процессов происходит в соответствии с режимами функционирования установки, предусмотренными на стадии проектирования реактора. Гипотетической аварией считается маловероятная авария, в результате которой возможен выброс радиоактивных продуктов в окружающую среду выше установленных для аварийных условий пределов. Она возникает вследствие таких отказов, которые не соответствуют характеру и количеству отказов, учитываемых в проекте установки. Развитие гипотетической аварии определяется спонтанными отказами специальных систем и устройств, предусмотренных в проекте реакторной установки для подавляющего воздействия и ликвидации возможных последствий возникающей аварии. Таким образом, в случае проектных аварий срабатывают поглощающие стержни, а при гипотетической аварии возможен отказ системы компенсации реактивности.

В [32] представлены результаты расчетов по программе DINOTTO для высокотемпературного реактора с шаровыми твэлами тепловой мощностью 500 МВт и реактора PNP-3000. Для реактора PNP-3000 было изучено поведение активной зоны при следующих проектных авариях:

- скачкообразное повышение входной температуры гелия на 100 °С;
- выход из строя газодувок;
- падение давления до 1 атм.;
- самопроизвольный выброс регулирующего стержня;
- попадание воды.

Из результатов расчетов проектных аварий реактора PNP-3000 следует, что активная зона обладает такими ядерно-физическими и теплофизическими свойствами, которые демпфируют влияние негативных факторов в процессе развития аварийных ситуаций. Результаты исследований подтверждают, что в случае срабатывания системы останова ни одна из проектных аварий не приводит активную зону к угрожающему состоянию. Отмечается, что наряду с гашением цепной реакции деления необходимы дополнительные меры для предотвращения недопустимых временных градиентов выходных температур гелия. В качестве таких мер рассматривается изменение массового расхода теплоносителя.

3.6. Основные положения концептуального проекта ГТ-МГР

Одним из претендентов среди реакторов нового поколения, удовлетворяющих требованиям развивающейся широкомасштабной атомной энергетики, является модульный высокотемпературный гелиевый реактор с газовой турбиной (ГТ-МГР). Принципиальными особенностями ГТ-МГР являются:

- высокая эффективность производства электроэнергии (КПД около 50 %);
- возможность использования высокотемпературного тепла для технологических производств;
- повышенная безопасность, обусловленная самозащищенностью и невозможностью плавления активной зоны при тяжелых авариях;
- эффективное использование ядерного топлива и возможность реализации различных вариантов топливного цикла: уран, плутоний, торий;
- снижение теплового и радиационного воздействия на окружающую среду;
- прогнозируемая приемлемость экономических показателей в отношении стоимости электроэнергии по сравнению с альтернативными энергоисточниками.

Внедрение ГТ-МГР решает многие проблемы существующей атомной энергетики и повышает конкурентоспособность атомных станций.

Существенными достоинствами ГТ-МГР являются расширение применения ядерной энергетики в область промышленных высокотемпературных технологий и расширение круга стран-пользователей атомной энергетики.

Например, в России разработана экономически эффективная универсальная технология переработки угля методом гидрогенизации под высоким давлением водорода, позволяющая производить из бурых и низкосортных углей высококачественный бензин, дизельное и ракетное топливо, бензол. Реактор используется в составе комплекса для энергообеспечения и интенсификации процесса.

Этот проект объединяет модульный гелиевый высокотемпературный реактор с кольцевой активной зоной и газотурбинную систему замкнутого цикла для производства электроэнергии в первом контуре. Активная зона набирается из графитовых гексагональных призм, содержащих топливные стержни на основе топливных частиц с покрытиями. Реактор и газотурбинная система размещены в двух

стальных корпусах, соединенных горизонтальным корпусом. Газотурбинная система, включающая турбогенератор и теплообменники, интегрирована в едином корпусе. Проектные решения по реакторной установке ГТ-МГР, предложенные «Дженерал Атомикс», имеют принципиальные отличия по сравнению с реакторными установками ВГ-400 и ВГМ, ранее разработанными ОКБМ, а именно:

- замкнутый газотурбинный цикл для производства электроэнергии в первом контуре;
- топливо в виде цилиндрических твэлов, размещаемых в призматических графитовых блоках;
- кольцевая активная зона;
- высокая температура входа теплоносителя в активную зону.

Концепция установки ГТ-МГР базируется:

- на газоохлаждаемых реакторах с внутренней безопасностью;
- газовых турбинах большой мощности;
- электромагнитных подшипниках;
- компактных теплообменниках;
- современных технологиях заводов изготовителей.

Таблица 3.4

Установка имеет следующие характеристики

Тепловая мощность реактора	600 МВт
Давление теплоносителя	7,07 Мпа
Температура вход\выход активной зоны	490 °С\850 °С
Тип твэл	Циллиндрические стержни, размещаемые в призматических графитовых блоках
Конфигурация активной зоны	Кольцевая из призматических блоков
Количество петель	1 главная 1 вспомогательная
Тип компоновки	Блочная в двух корпусах из стали
Турбомашина	Одновальная, вертикальная
Тип генератора	Асинхронный
Тип рекуператора	Пластинчато-ребристый
Мощность установки (эл.)	286 МВт (эл.) нетто
КПД	47,6 % нетто

Несомненным достоинством конструкции является высокотемпературный реактор единичной мощностью 600 МВт, сохраняющий все характеристики безопасности модульных ВТГР (самоограничение мощности в аварийных ситуациях, саморасхолаживание, низкий выход активности).

Тепловая мощность реактора принята 600 МВт, что является предельной величиной для реактора данного типа при принятых размерах корпуса реактора.

Температура на выходе из активной зоны на уровне 850 °С уже освоена на ВТГР (АУК) и позволяет создать турбомашину без охлаждения лопаток первых ступеней и обеспечить высокий КПД.

Для преобразования тепловой энергии реактора в электрическую предполагается использовать вертикальную турбину, расположенную на одном валу с компрессором и генератором. Такое расположение турбокомпрессорной машины является наиболее оптимальным с точки зрения возможности ее ремонта и замены, а также конструкции главного здания РУ. Концепция турбины основывается на последних достижениях в области газовых турбин в США и России. В России созданы турбомашины для энергетических целей мощностью до 150 МВт с температурой газов более 1000 °С.

В качестве рекуператора используется компактный пластинчато-ребристый теплообменник. Такие теплообменники изготавливаются промышленностью России и США, но для работы при меньших перепадах давления.

В проекте принята компоновка блочного типа, что является наиболее оптимальным решением для такой установки, так как исключает наличие высокотемпературных трубопроводов под давлением и позволяет обеспечить защиту компонентов блока преобразования энергии от перегрева в аварийных ситуациях наиболее простым путем. При данной компоновке обеспечивается независимый доступ к реактору и блоку преобразования энергии, облегчен доступ к основному оборудованию при монтаже (демонтаже) и ремонте. Принципиальная схема предусматривает три канала отвода тепла от реактора (рис. 3.4):

1) главную петлю теплообмена, служащую для преобразования тепловой энергии в электрическую;

2) вспомогательную петлю теплообмена, служащую для отвода тепла от остановленного реактора и обеспечивающую расхолаживание установки до ремонтных температур за 24 часа;

3) систему охлаждения шахты реактора пассивного типа, являющуюся системой безопасности и служащую для ограничения температуры топлива и корпуса реактора при потере активного теплоотвода.

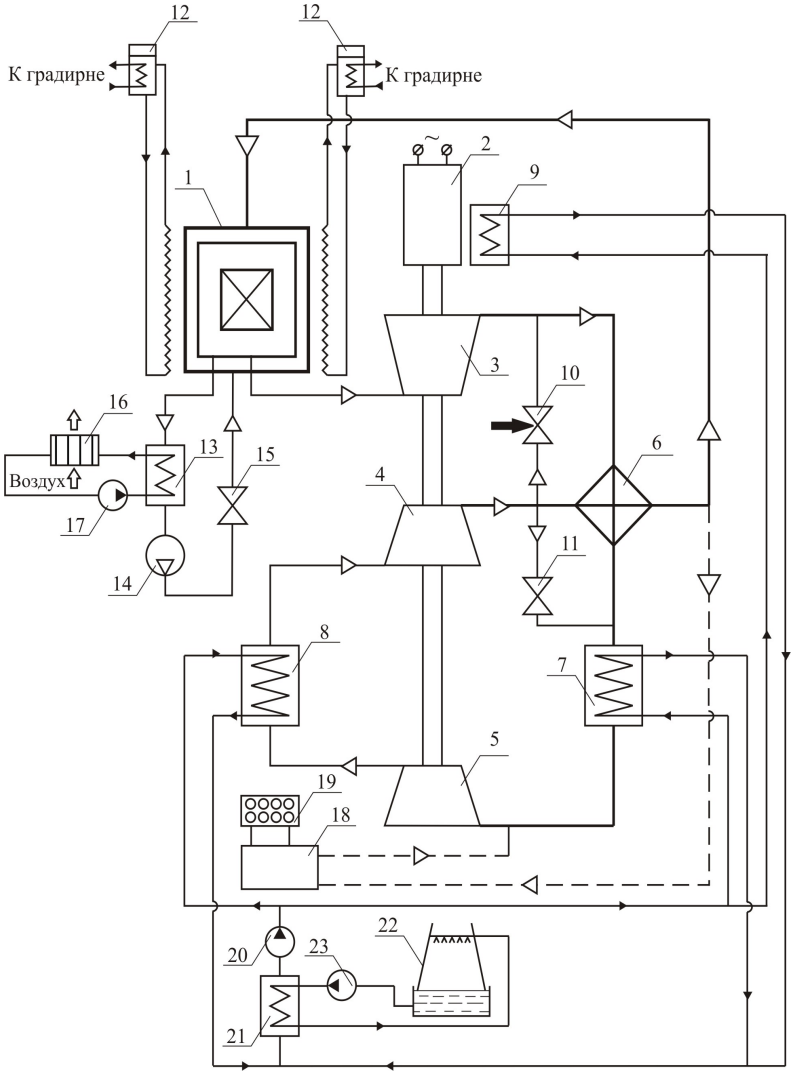


Рис. 3.4. Принципиальная схема РУ ГТ – МГР:
1 – реактор; 2 – генератор; 3 – турбина; 4,5 – компрессор; 6 – рекуператор;
7 – концевой холодильник; 8 – промежуточный холодильник; 9 – теплообменник генератора;
10 – регулирующий клапан; 11 – запорный клапан; 12 – система охлаждения полости;
13 – вспомогательный теплообменник; 14 – циркулятор; 15 – запорный клапан;
16 – воздушный теплообменник; 17, 20, 23 – насосы; 18 – система очистки гелия;
19 – хранилище гелия; 21 – теплообменник; 22 – градирня

Такая концепция принципиальной схемы является традиционной для реакторов данного типа.

Наличие только одной главной петли теплообмена делает установку более компактной, что существенно сокращает объем здания РУ, а следовательно его стоимость.

Вспомогательная петля обеспечивает быстрое расхолаживание и поддержание установки при низких температурах для перегрузки топлива или ремонтных работ (не позднее 24-х часов после останова).

Это увеличивает коэффициент использования мощности. При этом вспомогательная петля должна обеспечивать охлаждение активной зоны в процессе перегрузки при давлении, близком к атмосферному. Для этих целей может быть использована также главная петля, когда генератор вращает компрессор.

В качестве системы охлаждения шахты реактора используется система, основанная на естественной циркуляции воздуха, или водяная система охлаждения, которая может обеспечить более низкую температуру корпуса в нормальных и аварийных режимах. Поскольку данная система выполняет функции безопасности, основные принципы проектирования этой системы следующие:

1) система должна обеспечивать охлаждение реактора без использования внешних источников энергии, включая аккумуляторные батареи;

2) система не должна требовать для запуска в работу никаких управляющих воздействий;

3) система должна постоянно находиться в работе;

4) система должна состоять как минимум из двух независимых каналов равной эффективности;

Подобного рода системы разработаны для российского проекта ВГМ и проекта ФРГ НТК-Мос.

Система представляет собой охладитель, набранный из теплообменных труб, размещаемых на стенках шахты вокруг корпуса реактора. Внутри труб движется охлаждающая среда (воздух или вода за счет естественного напора).

Теплообменные трубы замыкаются на два теплообменника, имеющих запас воды (для варианта с водяным охлаждением).

Отвод тепла от воды, циркулирующей внутри труб поверхностного охладителя, осуществляется в теплообменнике к воде контура градирен или за счет выпаривания запаса воды в теплообменниках в атмосферу (при авариях).

Запас воды выбирается из расчета расхолаживания реактора в течение нескольких суток. В варианте с воздушным охлаждением нагретый воздух выбрасывается в атмосферу.

Охлаждение теплообменников в блоке преобразования энергии предполагается осуществлять водой промежуточного контура, от которого тепло отводится разомкнутым контуром через градирню. Регулирование мощности турбины осуществляется за счет клапана, обеспечивающего байпас части расхода компрессора, а также изменением массы гелия в I контуре.

3.7. Основные компоненты ГТ-МГР

Компоновка

Установка ГТ-МГР представляет собой конструкцию, включающую два блока (рис. 3.5 и 3.6):

- реактор с активной зоной в стальном корпусе, к которому снизу присоединена система отвода остаточного тепла;
- блок преобразования энергии в стальном корпусе, включающий турбину, компрессор низкого и высокого давления, рекуператор, предохладитель и промежуточный охладитель, генератор, регулирующий и защитный клапаны.

Два этих блока соединены горизонтальным корпусом, внутри которого имеется горячий газоход. Каждый блок размещается в отдельной бетонной шахте.

На наружной поверхности блоков имеются опорные конструкции, передающие нагрузки на стенки бетонной шахты. Опоры установлены ниже оси соединительного корпуса.

Реактор имеет доступ для монтажа через верхнюю крышку и днище. Блок преобразования энергии имеет доступ только сверху.

Наружная поверхность корпуса реактора не имеет тепловой изоляции и окружена системой теплоотвода. Корпус блока преобразования энергии имеет тепловую изоляцию с целью уменьшения потерь тепла. Блок преобразования энергии смещен вниз относительно реактора.

Предложенная компоновка имеет следующие особенности:

1) обеспечивается возможность монтажа и демонтажа таких компонентов как турбогенератор, рекуператор, газодувка и теплообменник системы отвода остаточного тепла;

2) смещение вниз блока преобразования энергии понижает положение центра масс и в совокупности с неподвижным закреплением реактора более благоприятно при сейсмических нагрузках, однако увеличивает общую высоту установки;

3) расположение системы отвода остаточного тепла и других холодильников снизу затрудняет их монтаж и демонтаж, однако ис-

ключает развитие естественной циркуляции по первому контуру и попадание воды в активную зону при авариях;

4) расположение блока преобразования энергии в отдельной бетонной шахте обеспечивает свободный доступ к турбине и генератору.

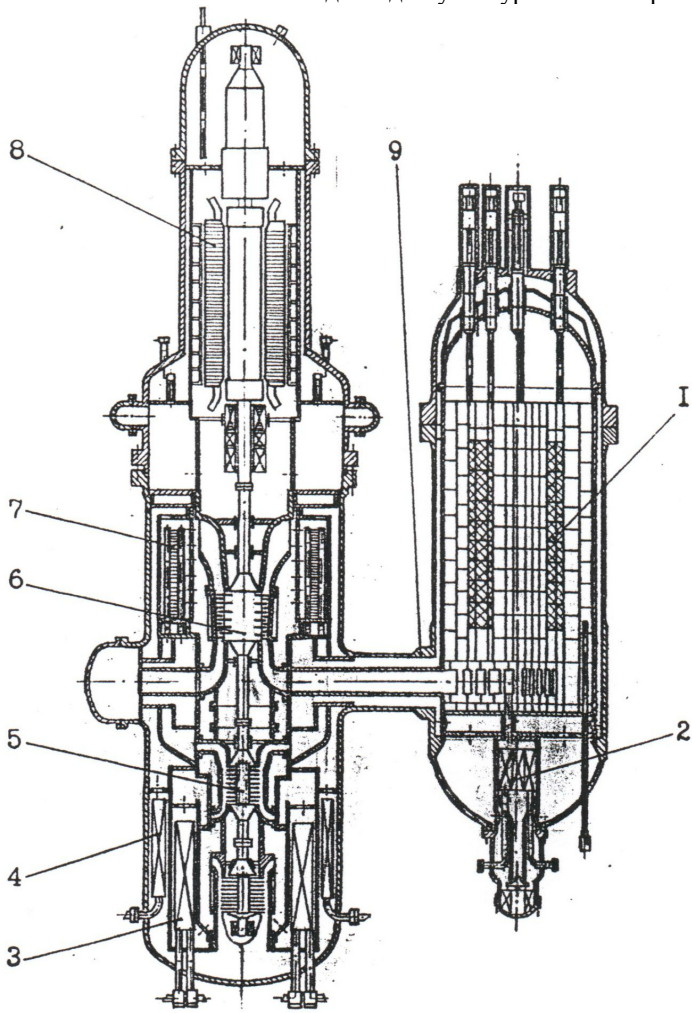


Рис. 3.5. Установка ГТ-МГР:
1 – активная зона; 2 – вспомогательная система охлаждения; 3 – промежуточный холодильник; 4 – предварительный холодильник; 5 – компрессор; 6 – турбина; 7 – рекуператор; 8 – генератор; 9 – блок корпус

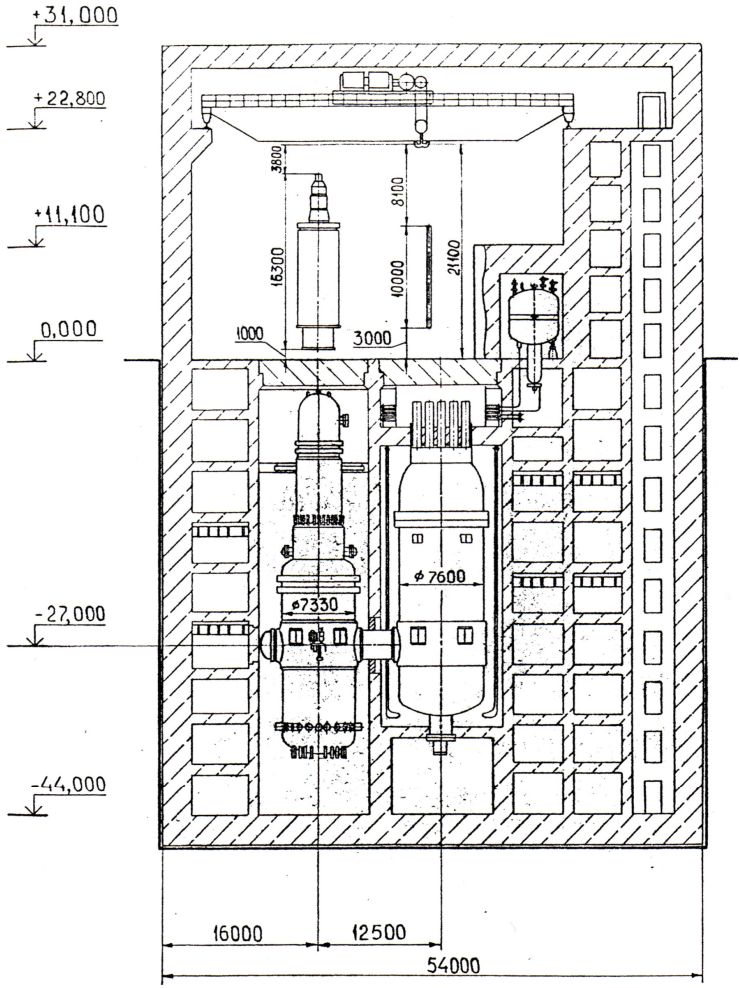


Рис. 3.6. Установка реакторная ГТ-МГР

Анализ параметров газотурбинного цикла

Высокая эффективность производства электроэнергии в ГТ-МГР (брутто 49,8 %) является основным его преимуществом по сравнению с другими типами АЭС и обычными ТЭЦ и определяет перспективность создания высокотемпературного реактора с газотурбинным циклом.

Достижение высокого коэффициента полезного действия газотурбинного цикла обеспечивается:

- высокими температурами гелия;
- высокими КПД турбины (0,92) и компрессоров (0,90);
- отсутствием или сведением к минимуму протечек гелия в блоке преобразования энергии.

Высокие коэффициенты полезного действия компрессоров и турбины определяются достигнутым уровнем технических и технологических решений, а также материалами, используемыми при изготовлении проточных частей.

Реальными показателями КПД, достигнутыми в настоящее время для энергетики, считаются в компрессорах от 0,85 до 0,9, в турбинах от 0,88 до 0,925.

При этом верхние показатели достигаются оптимальным сочетанием параметров, единичной мощности компрессоров и турбины и их габаритов.

Большое влияние на КПД цикла могут оказать возможные перетечки по гелиевому контуру циркуляции в уплотнениях. Эти перетечки уменьшают расход гелия через реактор и турбину.

Реактор

При проектировании ГТ-МГР за основу был принят реактор с кольцевой активной зоной, разработанный GENERAL ATOMIKS, тепловой мощностью 600 МВт. Реактор состоит из следующих частей:

- корпуса;
- активной зоны;
- внутрикорпусных графитовых и металлических конструкций (кладка, основание, обечайка, колпак).

Активная зона в поперечном сечении представляет собой кольцо шестигранной формы. Топливные блоки представляют собой шестигранную графитовую призму с топливосодержащими элементами, размещенными в отверстиях блока. В блоках выполнены также отверстия для загрузки выгорающего поглотителя и прохода гелия. Активная зона содержит 102 топливные колонны, состоящие по высоте из 10 блоков каждая. Блоки в колонне фиксируются с помощью штифтов.

Отражатель представляет собой конструкцию, набранную из графитовых блоков различной конфигурации. Он включает в себя верхний, нижний, боковой и центральные отражатели и нижнюю сборную камеру для выходящего из активной зоны гелия.

Отдельные блоки отражателя и активной зоны имеют проходки для стержней СУЗ и каналы для мелких поглощающих шариков.

Отражатель и активная зона установлены на основании, которое опирается на корпус реактора. Все внутренние конструкции реактора заключены в кожух.

Активная зона и внутрикорпусные конструкции размещаются в металлическом корпусе, состоящем из цилиндрической части, днища, и крышки. На крышке реактора размещаются приводы стержней СУЗ, а при проведении перегрузок перегрузочное оборудование. Через центральную проходку в днище корпуса устанавливается система отвода остаточного тепла.

Активная зона

Для установки ГТ-МГР принята концепция призматической активной зоны.

Преимуществом этой концепции по сравнению с цилиндрической активной зоной с шаровыми твелами является возможность размещения органов СУЗ непосредственно в активной зоне, что снимает ограничения по единичной тепловой мощности установки, повышая ее технико-экономические показатели.

Активная зона из призматических блоков обладает меньшим термическим сопротивлением по сравнению с активной зоной из шаровых твэлов, а наличие центральной графитовой вставки повышает аккумулирующую способность реактора и тем самым снижает скорость разогрева активной зоны при ухудшении теплоотвода. Одновременно кольцевая компоновка обеспечивает и лучшее радиальное выравнивание энергораспределения по активной зоне и, как следствие, меньшую удельную мощность энерговыделения и температуру топлива.

Преимуществом такой концепции является также и более свободная компоновка исполнительных механизмов СУЗ на верхней крышке реактора, а также возможность размещения органов компенсации реактивности в области максимальной плотности потока тепловых нейтронов в близлежащих к активной зоне блоках внутреннего и внешнего отражателей.

В качестве топлива в активной зоне используется обогащенный до 20 % по 17–235 диоксид урана или плутоний, размещаемых в графитовой матрице топливных стержней в виде отдельных микротвэлов с четырехслойным противоосколочным покрытием из P_yC и SiC.

Многочисленные экспериментальные исследования микротвэлов такого типа подтверждают их высокую стойкость в отношении удержания продуктов деления вплоть до температур 1600–1700 °С, что соответствует максимальному уровню температуры активной зоны в аварийных условиях.

Для аварийной остановки реактора и компенсации реактивности в процессе работы предусмотрены две независимые системы, работающие на различных принципах: стержневая и на основе мелких поглощающих шариков.

Обе системы останова обеспечивают перевод и длительное поддержание реактора в подкритическом состоянии в процессе его расхолаживания и разотравления с учетом принципа единичного отказа.

Стержневая система состоит из стержней поглотителей, перемещаемых в каналах активной зоны и бокового отражателя.

Вторая система останова включает в себя емкости с поглощающими шариками и каналы, размещаемые в топливных колоннах активной зоны.

Эффективность стержней поглотителей, размещаемых в боковом отражателе, достаточна для компенсации изменения реактивности в процессе расхолаживания и разотравления, а их месторасположение исключает нарушение работоспособности после их срабатывания в аварийных ситуациях при разогреве активной зоны в том числе при отказе всех активных систем отвода тепла.

Конструкция микротвэлов, имеющих следующие параметры (рис. 3.7):

- диаметр керна (UO_2) 0,05 см;
- диаметр микротвэла с покрытиями 0,106 см;
- плотность UO_2 10,5 г/см^3;
- толщина покрытий и плотности:
  - 1 слой- P_yC δ = 0,090 мм ρ = 1,1 г/см^3;
  - 2 слой- P_yC δ = 0,070 мм ρ = 1,8 г/см^3;
  - 3 слой- P_yC δ = 0,060 мм ρ = 3,2 г/см^3;
  - 4 слой- P_yC δ = 0,060 мм ρ = 1,8 г/см^3.

Проведенные расчетные исследования физических характеристик реактора ВГ-400 с призматическими ТВС и реактора ВГМ с шаровыми твэлами показали, что оптимальным соотношением ядер замедлителя к ядрам урана является $p_c/p_и = 600$. Оно дает возможность получить максимальную величину выгорания топлива (энерговыработку реактора), обеспечивает максимум эффективности ор-

ганов компенсации реактивности, расположенных в активной зоне, и позволяет снизить выбег положительной реактивности при аварии с попаданием влаги в активную зону. Вместе с тем, такие топливные загрузки при умеренном обогащении топлива (до 20 % по 11 235) обеспечивают значительную величину отрицательного температурного коэффициента реактивности (до $5 \cdot 10^{-5}$ 1/град) и его доплеровскую составляющую. Последнее обстоятельство особенно важно для саморегулирования реактора.

Загрузка топлива в активной зоне характеризуется следующими параметрами:

1) загрузка урана на топливный блок, содержащий 198 топливных элементов диаметром 1,26 см и высотой 79,2 см, составляет 4,25 кг;

2) в каждом топливном элементе содержится 35 300 микротвэлов, часть из них содержит обедненный диоксид урана. Соотношение топливных и воспроизводящих микрочастиц 2,5/1;

3) обогащение по U^{235} в топливных частицах составляет 19,9 %. Среднее в активной зоне обогащение 14 % по U^{235};

4) плотность графита матрицы элемента и топливного блока составляет 1,7 г/см.

Для выбора загрузки выгорающего поглотителя ($B_{ест}$) в количестве шести стержней, диаметром 1,27 см, расположенных в углах шестигранного топливного блока, принимались во внимание следующие обстоятельства:

1. Необходимость реализации минимального выбега положительной реактивности в процессе выгорания, что связанно с ограничением запаса реактивности, компенсируемого органами СУЗ;

2. Количество выгорающего поглотителя и его распределение должно обеспечить приемлемый профиль высотного энерговыделения в процессе кампании реактора, обеспечивая в то же время требуемую продолжительность времени работы реактора между перегрузками топлива. В результате проведенных расчетов была выбрана загрузка $B_{ест}$.

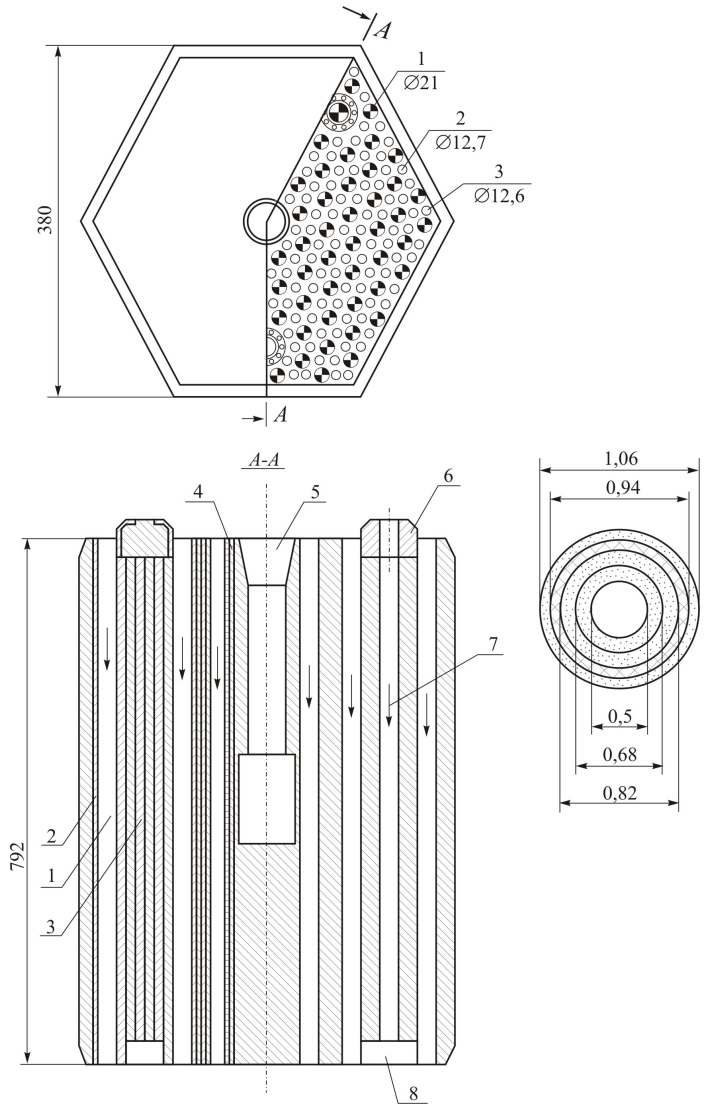


Рис. 3.7. Тепловыделяющая сборка реактора ГТ – МГР:
1 – канал для теплоносителя; 2 – канал для выгорающего поглотителя; 3 – топливный канал; 4 – канал для управляющего стержня; 5 – зажимный штифт; 6 – центрирующий штифт; 7 – поток He; 8 – центрирующее отверстие.
Микротопливо: 1 – топливо; 2 – слои пиролитического углерода; 3 – слои карбида кремния

Результаты предварительно проведенных расчетов показали, что оптимальной схемой перегрузок топливных блоков по высоте активной зоны является следующая схема:

1) на начальный этап работы половина из десяти размещаемых по высоте активной зоны топливных блоков с большей загрузкой выгорающего поглотителя ставятся в нижнюю ее часть; в верхнюю часть ставятся блоки с меньшим содержанием поглотителя.

Это обеспечивает в начальный период работы реактора аксиальное энергораспределение с максимумом в области входа теплоносителя и распределение плотности потока нейтронов с максимумом в области рабочего хода органов компенсации реактивности;

2) на период работы кампании реализуется максимум выбега реактивности, поэтому для получения высотного энергораспределения, близкого к начальному, во второй период кампании нижние топливные блоки переставляются в верхнюю половину активной зоны, а на их место ставятся «свежие» топливные блоки с большим содержанием выгорающего поглотителя. Предлагаемая двухкратная позонная схема может быть усовершенствована за счет дифференциации распределения выгорающего поглотителя по высоте активной зоны, а также по ее радиусу.

В данном разделе приводятся характеристики активной зоны в режиме установившихся перегрузок топлива. Первоначальный этап работы, выход в равновесный режим выгорания отличается от равновесного большим в 1,2 раза содержанием топлива в топливных блоках при том же среднем содержании выгорающего поглотителя и при ограничении на компенсацию выбега положительной реактивности < 5 % δк/1с.

Как показали проведенные расчеты выбег реактивности 5 % δк/к в режиме установившихся перегрузок реализуется на момент 300 суток после перегрузки топливных блоков. Компенсация выбега реактивности производится стержнями СУЗ, частично погруженными в боковой отражатель и активную зону.

В качестве поглощающих элементов рассматривались шарики из Вест (ρ = 1,3 г/см) диаметром 6,35 мм.

В канале системы компенсации реактивности на основе шариков поглотитель заполняет канал диаметром 90 или два канала диаметром 135 мм соответственно в первом и во втором варианте.

В то время как шариковый поглотитель в каналах располагается по всей высоте активной зоны, реальная глубина погружения стержней СУЗ составляет 5 м.

Требуемая эффективность стержней определяется максимальным запасом реактивности холодного разотравленного реактора, который составляет, с учетом выбега реактивности при выгорании, 5 % δk/k, ≈ 12,5 δk/k. При этом отравление реактора Xe и Sm составляет 2,6 % δk/k, температурный эффект реактивности – 4,9 δk/k.

Согласно действующей в России нормативной документации по безопасности одна из систем останова реактора шариковая или стержневая должна обеспечить компенсацию максимального запаса реактивности в условиях не срабатывания одного наиболее эффективного органа.

Как показали оценки эффективности систем компенсации, требуемая эффективность стержневой системы может быть обеспечена при ходе 5 м только вторым вариантом конструкции блоков, содержащих стержни.

В этом случае «вес» всех стержней (12 пар стержней в активной зоне и 36 пар стержней в боковом отражателе) в состоянии перед перегрузкой составляет ≈ 14 % δk/k. «Вес» наиболее эффективного органа – ≈ 0,4 % δk/k. При этом «вес» органов в боковом отражателе составляет ≈ 10 % δk/k.

Эффективность 18-ти пар каналов шариковых поглотителей, выполненных согласно варианту 2, составляет ≈ 8,2 δk/k, а за вычетом одного наиболее эффективного канала – ≈ 7,83 % δk/k. Этого достаточно для компенсации изменения реактивности реактора при его останове, расхолаживании и длительном поддержании в подкритическом состоянии (то есть компенсации температурного эффекта и отравления, составляющих в сумме ≈ 7,5 % δk/k), что соответствует нормативным требованиям, предъявляемым ко второй системе останова реактора.

Среднее выгорание топлива за кампанию 1080 суток (при перегрузке топлива через 540 суток) составляет ~140 ГВт·сут/тU, максимальное локальное выгорание при этом составляет ~210 ГВт·сут/тU.

В табл. 3.5 приведены характеристики кольцевой активной зоны реактора, полученные по результатам предварительных физических исследований.

Таблица 3.5

Основные характеристики активной зоны

Характеристика	Значение
Тепловая мощность активной зоны, МВт	600
Внутренний эквивалентный диаметр, м	4,84
Внешний эквивалентный диаметр, м	2,96
Высота активной зоны, м	8,0
Средняя удельная энергонапряженность, МВт/м^3	6,6
Количество топливных колонн в активной зоне	102
Количество топливных блоков в колонне размером под ключ 36,0 см	10
Загрузка урана на топливный блок, кг	4,25
Обогащение по U^{235}, %	19,9 (14,0 – среднее по активной зоне)
Загрузка выгорающего поглотителя Вест на каждый из 6-ти стержней в топливном блоке, г	1,13–2,25
Время между перегрузками, эф. сут	540
Кампания топлива в активной зоне, эф. сут	1 080
Среднее выгорание топлива, МВт·сут/тU	140 000
Максимальный запас реактивности в холодном разотравленном состоянии в процессе кампании, % 5 к/к	12,5
Температурный эффект реактивности, % δk/k	< 4.9
Максимальная удельная энергонапряженность активной зоны, МВт/м^3	< 23,0
Эффективность 48 пар стержней СУЗ на ходе 5 м, % 5 δk/k	> 14,0
Отравление реактора Xe, % 5 δk/k	< 2,6
Эффективность 18-ти каналов системы ШСКР, % 5 δk/k	> 8,2

Безопасность реакторной установки ГТ-МГР

Основной задачей обеспечения безопасности атомной станции является защита населения, эксплуатационного персонала и окружающей среды от неприемлемого уровня радиационного воздействия, причем, как показывает мировой опыт, главное – это защита от потенциально возможных аварийных ситуаций.

Основное требование концепции безопасности – исключение катастрофических повреждений АС, реализуется созданием последовательных уровней безопасности.

Задача первого уровня – предотвращение аварий и инцидентов, поддержание условий эксплуатации АС в пределах, исключающих возникновение аварии. Обеспечивается гарантиями качества ЯЭУ, надежностью систем, квалификацией персонала.

Задача второго уровня – защита от проектных аварий, перевод реакторной установки в безопасное состояние и предотвращение развития аварии. Этот уровень обеспечивается системами безопасности.

Задача третьего уровня – защита от маловероятных аварий, ограничение последствий гипотетической аварии. При создании систем третьего уровня безопасности используются основные принципы, ценность которых в инженерной практике доказана – резервирование, физическое разделение, разнообразие, независимость каналов и систем безопасности, учитывается также свойство само защищенности.

Резервирование – применение избыточного количества систем или компонентов для обеспечения избыточной способности выполнения ответственной функции. Независимость – функционирование одной системы не должно зависеть от работы другой. Разделение – физическое отделение систем, выполняющих одну и ту же функцию, барьером или разнесение их на определенное расстояние для уменьшения вероятности одновременного отказа их по общей причине. Различие (разнообразие, разнотипность) – защита систем и компонентов, выполняющих одну задачу, от однотипного отказа путем выполнения их различными по конструкции, принципу работы и т. д. Необходимость защиты от отказов с общей причиной привела к построению систем безопасности по канальной структуре. При такой структуре в одном канале безопасности сосредотачивается выполнение в полном объеме всех функций безопасности. Системы безопасности подразделяются на защитные, локализующие, управляющие и обеспечивающие. Защитные системы предотвращают или ограничивают повреждение ядерного топлива, оболочек твэлов и первого контура. Основными защитными системами являются системы аварийной остановки реактора и аварийного отвода тепла от него.

Локализующие системы предназначены для предотвращения или ограничения распространения выделяющихся при авариях радиоактивных веществ.

Управляющие системы осуществляют приведение в действие систем безопасности или контроль и управление в процессе выполнения заданных функций.

Обеспечивающие системы снабжают системы безопасности энергией, рабочей средой и создают условия для их функционирования. Различают активный и пассивный принцип действия систем безопасности. Активный принцип такой, при котором для выполнения заданной функции, необходимо обеспечить некоторые условия (например, подать команду на включение, обеспечить снабжение энергией и т. д.).

Пассивный принцип действия системы или устройства – это такой принцип, при котором для выполнения заданной функции не

требуется работа других систем и устройств. Пассивные системы функционируют под влиянием воздействий, непосредственно возникающих вследствие исходного события. Самазащищенность реактора может быть построена на использовании внутренне присущих свойств безопасности компонентов реактора и пассивных защитных средств, направленных на недопустимость массового разрушения активной зоны.

Внутренние свойства безопасности проявляются при взаимодействии теплогидравлических, ядерно-физических процессов и требуют определенных качеств реальных конструкционных элементов; они действуют на основе физических и других законов природы непосредственно в микроструктуре реакторных материалов или конструкционных элементов активной зоны реактора.

Реактор ГТ-МГР характеризуется высоким уровнем внутренней безопасности, (самазащищенности) который обеспечивается следующими физико-техническими особенностями:

1. Отрицательным коэффициентом реактивности во всем диапазоне температур.

2. Высокими аккумулирующими способностями графита как основного компонента активной зоны.

3. Использование металлических корпусов как пассивных элементов для передачи тепла в радиальном направлении.

4. Низкой энергонапряженностью активной зоны (3–4 МВт/см^3).

5. Широким использованием пассивных средств теплоотвода с помощью естественных процессов теплопроводности, конвекции и излучения.

6. Наличие нескольких барьеров локализации продуктов деления.

7. Теплофизические параметры реактора, исключающие заметное проявление эффекта Вигнера, связанное с накоплением энергии в графите.

Безопасность реакторной установки. Системы воздействия на реактивность

Система аварийной защиты реактора предназначена для прекращения цепной реакции при возникновении аварийных ситуаций или отклонений от условий нормальной эксплуатации. Число, расположение, эффективность и скорость введения исполнительных органов аварийной защиты (А.З.) таковы, что при аварийных режимах рабочие органы без одного, наиболее эффективного, обеспечивают необходимую (по условию неповреждаемости твэлов) скорость снижения мощности и уровень подкритичности реактора.

Функция аварийной остановки реактора осуществляется введением в активную зону под действием силы тяжести стержней СУЗ. Наряду с электромеханической СУЗ, предусмотрена страховочная подсистема воздействия на реактивность из поглощающих шариков (при авариях в камерах создается избыточное давление, что приводит к разогреву мембран, и шарики через направляющие трубки попадают в специальные каналы).

Система аварийного отвода тепла

Функция аварийного отвода тепла выполняется с использованием сочетания активных и пассивных принципов:

1. Активной системой расхолаживания с отводом тепла от градирни.

2. Пассивной системой охлаждения бетона шахты реактора с выпариванием запасов воды в атмосферу.

Так, в случае прекращения подачи питательной воды в парогенератор и потере давления в первом контуре вследствие его разгерметизации (гипотетическая авария), отвод остаточного тепла осуществляется с помощью трехканальной системы охлаждения бетонной шахты реактора за счет теплопроводности (без потока теплоносителя и передачи тепла излучением). Максимальная температура твэлов 1510 °С достигается через 30–40 часов после начала аварии. Через 100 часов она снижается до 1250 °С. Таким образом реактор с повышенной безопасностью ГТ-МГР должен удовлетворять требованиям, предполагающим, что если активные системы выходят из строя, что маловероятно, реактор глушится сам и выделяющееся тепло безопасно рассеивается посредством естественной конвекции или теплового излучения.

Оценка последствий аварии с разгерметизацией корпуса реактора показала, что коррозия графита при прекращении принудительной циркуляции не превышает 10 % диаметра твэла, что не приводит к увеличению выхода продуктов деления.

Наиболее интенсивно окисление графита происходит при температуре 1100 °С, а при снижении температуры ниже 600 °С скорость взаимодействия графита с кислородом пренебрежимо мала.

В авариях с нарушением (или прекращением) теплоотвода, благодаря высокой аккумулирующей способности активной зоны, может длиться в течение 10 часов.

Теплоаккумуляция

Характерной особенностью реакторной установки является высокая аккумулирующая способность активной зоны, обеспечивающая относительно медленный рост параметров первого контура при нарушении теплоотвода. Аккумулирующая способность обеспечена большим содержанием графита по отношению к низкой энергонапряженности активной зоны и естественной циркуляции теплоносителя в первом контуре.

Аккумулирующая способность обеспечивает резерв времени, исчисляющийся десятками минут, для принятия решений оперативным персоналом. Последнее позволяет условно рассматривать аккумулирующую способность как пассивный канал отвода тепла от активной зоны, ограничивающий в течение длительного времени рост давления в первом контуре.

Локализующие системы

Имеются в наличии несколько барьеров локализации продуктов деления в пределах реактора: многослойные покрытия микротвэлов, графит сердечника и оболочки твэлов; первый контур, объем которого в 10 раз превышает объем зоны; стальной корпус с двойной герметизирующей облицовкой; защитную герметизирующую оболочку, заключающую в себе оборудование первого контура, и вспомогательные системы реакторной установки.

Защитная оболочка (ЗО) является пассивным защитным и локализующим устройством. Герметичная ЗО защищает оборудование от внешних воздействий и локализует выбросы радиоактивных продуктов в случае маловероятных аварийных ситуаций при разгерметизации основного контура.

Экономическая эффективность и конкурентоспособность

В связи с нарастающим обострением энергетических проблем и энергоснабжения в последние годы рядом международных и национальных организаций непрерывно ведется прогнозирование мировой потребности в энергии, изучаются долгосрочные аспекты спроса на энергию и возможности его обеспечения. Для полного удовлетворения все возрастающих потребностей в энергетике нет иного пути, кроме всемерного развития атомной энергетики. Замедление ее развития может лишь ускорить кризис энергосбережения многих стран.

ГТ-МГР – наиболее эффективный и безопасный источник энергии. Внедрение ГТ-МГР решает многие проблемы существующей

атомной энергетики и повышает конкурентоспособность атомных станций. Существенными достоинствами ГТ-МГР являются расширение применения ядерной энергетики в область промышленных высокотемпературных технологий и возможность расширения круга стран пользователей атомной энергетики. Как уже было показано выше, проект реактора базируется на последних достижениях реакторной техники в области безопасности. Коммерческое использование данного проекта целесообразно по следующим причинам:

1. Высокая эффективность установки – использование цикла Брайтона в системе преобразования энергии обеспечивает КПД установки ≈ 47 %, выше, чем в любой другой реакторной системе. Это обеспечивает относительно низкую стоимость установки по сравнению даже с современными угольными и газовыми станциями (< 900 долл/кВт), а также существенно меньшее воздействие на окружающую среду, меньшее количество радиоактивных отходов в расчете на единицу производимой электроэнергии.

2. Коммерческий потенциал ГТ-МГР, кроме высокоэффективного производства электроэнергии, дает возможность использовать высокопотенциальное тепло реактора в различных технологических производствах таких, как производство водорода, металлургия, восстановление угля и прочее. Это делает его наиболее подходящим для развивающихся стран, в которых процесс комплексной утилизации ядерного тепла в технологии и получении электроэнергии рассматривается как наиболее предпочтительный.

3. Эффективное использование ядерного топлива и возможность реализации различных вариантов топливного цикла: уран, плутоний, торий. В том числе в нем можно эффективно сжигать оружейный плутоний. Эффективное сжигание оружейного плутония обеспечивается в цикле с однократным прохождением топлива через реактор без необходимости переработки и повторного использования топлива. Выработка полезной энергии на грамм загружаемого плутония за единичный цикл в ГТ-МГР выше, чем в любой другой реакторной установке, а состав и форма обеспечивают гарантии нераспространения.

Возможности установки для эффективной утилизации плутония

Возможности утилизации плутония связаны со следующими особенностями:

1. Эффективное сжигание плутония: ГТ-МГР обеспечивает сжигание ≈ 90 % начально загруженного Pu^{239} и более 65 % общего количества начально загруженного плутония при однократном облучении

топлива в реакторе. Высокие эксплуатационные характеристики плутониевых топливных частиц подтверждены радиационными испытаниями в реакторах «Драгон» и «Пич БОТТОМ», где достигнуто выгорание до 750 ГВт·сут/т. Уровень выжигания плутония ГТ-МГР выше, чем во всех других реакторных системах. Вместе с тем одновременно вырабатывается больше полезной электотроэнергии – при сжигании в ГТ-МГР 50 т оружейного плутония вырабатывается ≈ 46 ГВт/год, почти вдвое больше, чем в ВВЭР.

2. Сопротивляемость диверсии и распространению: ГТ-МГР хорошо подходит для международной программы утилизации плутония. Как свежее, так и выгоревшее топливо имеет низкое содержание плутония в графитовых топливных блоках: 0,7 кг в свежем и 0,2 кг в выгружаемом на 115 кг графита. Кроме того, низкое содержание Pu^{239} и относительно высокое Pu^{240} в выгоревшем топливе, а также высокая активность делают его непригодным для изготовления боеприпасов или коммерческого использования. Следует отметить также, что технология переработки топлива ВТГР еще не отработана в отличие от хорошо известной технологии рециклирования топлива легководных реакторов и изготовления смешанного уран-плутониевого топлива. Кроме того, содержание делящегося плутония в смешанном топливе отработавшей ТВС легководного реактора достаточно для изготовления ядерного боезаряда.

Таким образом, вариант сжигания плутония в реакторах имеет многочисленные преимущества, в том числе:

- реакторное применение является технически зрелым и основывается на широком технологическом и промышленном опыте;
- обеспечивает экономичное использование плутония в энергетике;
- изменяется изотопный состав плутония до неоружейного качества;
- позволяет преобразовывать оружейный плутоний в отработавшее топливо.

4. НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ РЕАКТОРОВ НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ (1, 11, 12, 14, 16, 18, 21, 24)

Стратегия ввода в энергетику реакторов на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем (РБН) разрабатывалась и развивалась для расширенного воспроизводства ядерного горючего и создания возможности не ограниченного ресурсами урана развития атомной энергетики. Однако цель экономии урановых ресурсов и обеспечения расширенного воспроизводства перестала быть первоочередной. Причина изменения стратегических приоритетов связана с замедлением темпов развития атомной энергетики, снижением потребления урана военной промышленностью, появлением при разоружении значительных количеств плутония и высокообогащенного урана, накоплением плутония после переработки топлива действующих АЭС.

4.1. Состояние и перспективы развития реакторов на быстрых нейтронах

Еще в 40-е годы Э. Ферми и Л. Сциллард в США, а также А.И. Лейпунский в СССР указали на возможность расширенного воспроизводства (бридинра) ядерного горючего (Pu и U) в реакторах-размножителях на быстрых нейтронах, т. е. производить делящее вещество в большем количестве, чем его загружается в реактор. Это означало, что найден способ использования энергии, скрытой в 99 % природного урана (^{238}U). Поэтому ресурсы дешевого ядерного топлива в этом случае увеличиваются в сотни раз и становятся практически неограниченными. Следует отметить, что в ныне действующих реакторах на тепловых нейтронах реализуется только около 1 % добываемого урана, что позволяет обеспечить топливом ядерную энергетику нынешнего масштаба менее чем на 100 лет.

Прогнозируемые в 60-х годах высокие темпы роста ядерной энергетики к концу столетия требовали от быстрых реакторов короткого времени удвоения плутония (8–10 лет). Для этого, кроме большого коэффициента воспроизводства, необходимо было иметь высокую энергонапряженность топлива в активной зоне реактора и, соответственно, жидкометаллический теплоноситель (в частности, натрий), обладающий необходимыми теплофизическими свойствами.

Следует отметить, что быстрый реактор с жидкометаллическим теплоносителем по своим физическим и техническим принципам проще теплового реактора и больше соответствует идеалу естественной безопасности при условии, что преодолены основные проблемы быстрых реакторов, связанные с теплоносителем, а именно его горением, затвердеванием и кипением, а также взаимодействием с материалами активной зоны и контура.

Большим преимуществом данных реакторов является то, что он почти не подвергается отравлению, т. к. для быстрых нейтронов ^{135}Xe и ^{149}Sm, а также другие продукты деления имеют малое эффективное сечение. Поэтому паразитный захват нейтронов незначителен и, следовательно, быстрым реакторам не нужен большой запас реактивности по сравнению с тепловыми реакторами, что важно с точки зрения безопасности.

Помимо наработки ядерного горючего в быстрых реакторах получают тепло для выработки электроэнергии, которая была впервые произведена в 1952 г. в США на опытном быстром реакторе EBR-1. Высокая температура теплоносителя (в частности, натрия) на выходе из активной зоны реактора (~550°C) позволяет использовать цикл с перегревом пара, имеющий КПД до 40 % и выше, т. е. на уровне показателей современных тепловых электростанций на органическом топливе. Для сравнения, КПД энергоблоков с реакторами типа LWR (ВВЭР) без перегрева пара составляет порядка 32 %. Благодаря более высокому КПД энергоблоки с быстрыми реакторами оказывают меньшее тепловое воздействие на окружающую среду, нежели энергоблоки с LWR.

Избыток нейтронов и их энергетический спектр, в котором делятся все актиниды и продукты деления, позволяют осуществить в быстрых реакторах эффективное «сжигание» наиболее опасных и долгоживущих радионуклидов из отходов топливного цикла. Речь идет о превращении (трансмутации) долгоживущих актинидов (U, Pu, Np, Am, Cm), а также продуктов деления в коротко живущие или стабильные нуклиды, обеспечивая при этом радиационный баланс между захораниваемыми РАО и добываемым из земли ураном. Не исключено, что такое переключение с воспроизводства на выжигание может быть осуществлено за счет замены одной активной зоны на другую при неизменности остальных компонент и основного оборудования АЭС.

Большой опыт эксплуатации РБН накоплен в бывшем СССР и России (БН-350, БН-600), во Франции (Rapsodie, Phenix, Super-

Phenix), Великобритании (Daunry, PFR), США (EBR-II, FFTF), Япония (Monja).

Таблица 4.1

Демонстрационные АЭС с реакторами на быстрых нейтронах

Реактор	Страна	Физический год выпуска	Мощность, МВт (эл.)
БН-600	Россия	1980	600
Super Phenix	Франция	1986	1200
БН-800	Россия	строится	800
CDFR	Англия	проект	1320
SNR-2	ФРГ	проект	1300
БН-1600	Россия	проект	1600
PRISM	США	проект	1395
Европейский проект БР	Франция ФРГ Англия	проект	1500

Следует подчеркнуть, что история развития быстрых реакторов в целом сопряжена с определенными проблемами. Так, в Соединенных Штатах еще в конце 70-х годов администрацией президента Картера было принято решение отказаться от ввода БР-размножителей и переработки облученного топлива и сделать ставку на концепцию незамкнутого топливного цикла.

Современный прогноз энергетической ситуации в США показывает, что БР-размножители в течение ближайших 50 лет не понадобятся, а использование уран-ториевого топлива в реакторах LWR позволит еще дальше отодвинуть сроки ввода БР-размножителей.

В США разработан проект усовершенствованного модульного, безопасного (на принципах естественной безопасности) быстрого реактора PRISM с натриевым охлаждением и, возможно, конкурентоспособного с реакторами LWR (предположительный срок ввода в строй – 2020–2030 гг.), а также создан проект усовершенствованного быстрого реактора EFR с замкнутым топливным циклом для выжигания долгоживущих актинидов и продуктов деления. Его ввод планируется на 2010 г.

В России имеется значительный опыт работы быстрых реакторов (более ПО реакторо-лет из 280 во всем мире), почти 21 год успешно эксплуатируется реактор БН-600, КИУМ которого составил 73,2 %, а неплановые потери – 2,7 % (эти же показатели для зарубежных АЭС соответственно равны 72,6 % и 3,7 %). Опыт работы с натриевым теплоносителем показал, что утечка и горение натрия могут быть легко обнаружены и локализованы. Вместе с тем перспективы широкого внедрения быстрых реакторов с натриевым теп-

лоносителем в будущем требуют пристального внимания к повышению их безопасности и экономичности.

Дальнейшее развитие ядерной энергетики в стране может осуществляться на основе быстрых реакторов с коэффициентом воспроизводства, близким к единице, без уранового бланкета и при умеренной энергонапряженности топлива, в связи с чем возможен переход на другой теплоноситель, а именно на свинец или газ. Такими реакторами являются БН-800 с натриевым теплоносителем и проект реактора BPECT-OD-300 со свинцовым теплоносителем и естественной безопасностью.

Эти реакторы позволяют:

- производить достаточно дешевую электроэнергию;
- утилизировать оружейный и энергетический плутоний;
- осуществить трансмутацию высокоактивных и долгоживущих радионуклидов и продуктов деления;
- использовать запасы отвального урана в качестве топлива.

Франция является лидером в Западной Европе по разработке быстрых реакторов и была инициатором ряда международных программ в этой области. Неудачная в техническом отношении и дорогостоящая эксплуатация энергоблока с реактором «Superphenix» стала поводом к преждевременному его закрытию. Однако главной причиной свертывания программы быстрых реакторов в стране является отсутствие экономических предпосылок (т. е. настоятельной необходимости) для развития БР-размножителей на ближайшие 20–30 лет.

Это связано с такими факторами, как:

- наличие большого количества плутония (180 т к 2000 г.), наработанного, главным образом, в реакторах LWR;
- надежное обеспечение ядерной энергетики (реакторов LWR) необходимым количеством дешевого урана;
- импорт энергоресурсов (органического топлива) не превышает 50 % (гидроэнергетика обеспечивает 28 % производимой электроэнергии, газ – 10 %);
- нарождающаяся конкуренция со стороны альтернативных источников энергии.

Согласно имеющимся прогнозам КАЭ, достижение конкурентоспособности быстрых реакторов относительно LWR можно ожидать только после 2025 г. при эквивалентной цене урана порядка 200 долл/кг.

Появление интереса в мире к БР-размножителям прогнозируется на 2030–2040 гг., следовательно, у французов есть время для то-

го, чтобы проанализировать альтернативные технологии быстрых реакторов с такими теплоносителями, как свинец и газ. Будут также продолжаться научные исследования и разработки по быстрым реакторам в рамках работ по трансмутации долгоживущих радионуклидов на реакторе «Феникс» и в соответствии с двусторонним соглашением с Японией.

В отличие от США и Франции, Япония будет продолжать программу развития БР-размножителей, считая их востребованными в долгосрочной перспективе. По мнению японских специалистов, коммерческая эксплуатация БР-размножителей станет целесообразной только тогда, когда они будут конкурентоспособными по сравнению с реакторами LWR и энергоблоками на органическом топливе.

Специалисты предполагают, что к 2020 г. появится возможность продажи японской технологии быстрых реакторов другим странам с целью замены реакторов LWR. В то же время они считают, что в разработке перспективных проектов быстрых реакторов необходимо ориентироваться на международное сотрудничество, поскольку создание собственного быстрого реактора для большинства стран является слишком дорогостоящим.

4.2. Преимущества и недостатки быстрых реакторов с различными теплоносителями

Учитывая возможность замены натриевого теплоносителя в перспективных быстрых реакторах, приведем сравнительный анализ преимуществ и недостатков реакторов на быстрых нейтронах с различными теплоносителями.

Натриевый теплоноситель

От выбора теплоносителя существенно зависят системы реактора в целом, нейтронно-физические характеристики активной зоны, материал оболочек твэлов и в наибольшей степени – насосы и парогенератор. Теплоноситель в быстром реакторе служит для отвода тепла от активной зоны с большой плотностью энерговыделения. Поэтому данную задачу приходится рассматривать вместе с другими аспектами: нейтронно-физическим, термодинамическим, гидравлическим, химическим (проблема совместимости). Следует отметить основные проблемы, связанные с теплоносителем, которые определяют в той или иной степени уровень безопасности бы-

строго реактора – горение, замерзание, кипение теплоносителя и его взаимодействие с материалами активной зоны.

Освоение натрия как теплоносителя имеет давнюю историю. Анализ более чем 40-летнего периода научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, а также опыта эксплуатации экспериментальных и промышленных установок показывает, что разработанная и освоенная технология натриевого теплоносителя обеспечила длительную эксплуатацию АЭС на номинальных параметрах и при отклонении от них (течи натрия и его возгорания, аномальные загрязнения теплоносителя и защитного газа и др.).

На ранней стадии развития быстрых реакторов такие страны, как США, Россия, Франция и др. независимо друг от друга пришли к выводу, что именно натрий является наиболее оптимальным теплоносителем для подобных реакторов, несмотря на его ярко выраженные недостатки: горение при комнатной температуре и бурная химическая активность при контакте с водой. При горении натрия образуется едкий дым. Самым опасным является пожар радиоактивного натрия, в котором помимо радиоактивных изотопов натрия всегда присутствуют элементы с наведенной радиоактивностью и продукты деления. Если натрий попадает наружу, где есть даже небольшое количество воды, то возникают микровзрывы с разбрасыванием горящего натрия.

Жесткие требования к теплофизическим свойствам вызваны, в первую очередь, очень высокой энергонапряженностью активной зоны быстрого реактора с натриевым теплоносителем (–500 МВт/м^3 по сравнению со 100 МВт/м^3 для реактора LWR). Поэтому такой показатель, как коэффициент теплоотдачи, считается наиболее важным [~40000 Вт/м^{2}С для натрия]. Другими определяющими показателями являются: температура плавления (98 °С), температура кипения (880 °С), удельная теплоемкость [1,3 кДж/(кг °С)] и плотность (815 кг/м^3).

Что касается нейтронно-физических свойств, то эффект замедления быстрых нейтронов при рассеянии на ядрах теплоносителя зависит от его плотности и массового числа (23 – для натрия), что определяет спектр нейтронов и, соответственно, коэффициент воспроизводства, и время удвоения. Другой физический эффект – активация теплоносителя. В реакторе натрий приобретает значительную

короткоживущую радиоактивность. По этой причине приходится вводить промежуточный натриевый контур, который также необходим в случае возможного попадания воды в натрий при разрушении трубок парогенератора. Еще одной важной нейтронно-физической характеристикой является эффект реактивности натрия в случае аварийной утечки, которая может привести к значительному изменению спектра нейтронов и положительному эффекту реактивности. Однако последние разработки (БН-800) показывают, что этот эффект может быть сведен к нулю для реактора любого размера.

Известно, что часть мощности в системе циркуляции теплоносителя расходуется на его прокачку через активную зону (гидравлика теплоносителя). Эта величина определяется такими показателями, как перепад давления, площадь проходного сечения и главным образом скоростью теплоносителя. Так, для натрия мощность на прокачку составляет – 1,5 %.

Натрий достаточно хорошо совместим с традиционными конструкционными материалами. Основные компоненты нержавеющей стали (Fe, Cr, Ni) очень медленно растворяются в натрии в горячей части активной зоны и осаждаются в более холодных местах. Этот довольно длительный процесс приводит к износу оболочки твэла и его необходимо учитывать при расчете срока службы оболочки. Для уменьшения скорости коррозии необходимо стремиться снизить по мере возможности концентрацию кислорода в натрии. При наличии небольших трещин в оболочке твэла происходит взаимодействие натрия с топливом, в результате которого образуются соединения Na_3UO_4 или Na_3PuO_4. Их попадание в систему теплоносителя является нежелательным. Имеются также опасения, что эти соединения могут привести к локальному распуханию и последующему разрушению оболочки в районе первоначальной трещины. Особая проблема – возможное расплавление топлива в процессе тяжелой аварии.

К термодинамическим свойствам относится, прежде всего, давление паров натрия. Следует отметить, что наиболее высокая температура натрия в типичном быстром реакторе примерно на 350 °С ниже точки кипения при атмосферном давлении. Кроме того, к термодинамическим характеристикам необходимо отнести удельную теплоемкость и плотность натрия, о которых упоминалось ранее, а также коэффициент теплопроводности и вязкость. Сводные данные о достоинствах и недостатках быстрых реакторов с натриевым теплоносителем представлены в таблице.

Таблица 4.2

Сводные данные о достоинствах и недостатках быстрых реакторов с натриевым теплоносителем

Достоинства	Недостатки
1. Наилучшие теплофизические свойства	1. Бурная химическая активность при контакте с водой и воздухом
2. Оптимальная температура кипения (880 °С): • значительно превышает температуру натрия на выходе из активной зоны; • намного ниже температуры плавления стали (при аварийных ситуациях кипение натрия препятствует дальнейшему повышению температуры)	2. Активация теплоносителя (необходимость промежуточного контура)
	3. Затвердевание при температуре порядка 100 °С
3. Сравнительно небольшой уровень температур (~150 °С) при перегрузке ТВС	4. Существенным недостатком натрия, происходящим из его сравнительно низкой плотности, является замедление им нейтронов, приводящее к положительному эффекту реактивности при утечке натрия из активной зоны (устранен в реакторе БН-800 конструкцией активной зоны)
4. Незначительное уменьшение коэффициента теплоотдачи при переходе в режим естественной циркуляции, обеспечивающей отвод остаточного тепловыделения	
5. Хорошая совместимость с конструкционными материалами и топливом	
6. Низкое давление в корпусе реактора (несколько атмосфер)	5. Трудности с ремонтными работами в первом контуре (особенно внутри корпуса)
7. Небольшой перепад давления в реакторе, малая мощность на прокачку (1,5 %). Достаточно большой коэффициент воспроизводства, однако меньше, чем в гелиевом варианте, и малый удельный вес – не возникает проблема «всплытия» элементов активной зоны	6. Интегральная теплоемкость натрия в крупноблочных АЭС составляет значительную величину, что затрудняет осуществление переходных процессов
8. Простота систем поддержания необходимого качества теплоносителя	7. Проблема взаимодействия натрия с расплавленным топливом (при тяжелой аварии с расплавлением активной зоны)
9. Удержание натрием таких опасных радионуклидов, как Cs, I и др.	
10. Натрий в первом контуре не испытывает фазовых переходов до температуры 900 °С	8. Самым опасным является пожар радиоактивного натрия, в котором помимо радиоактивных изотопов натрия всегда присутствуют элементы с наведенной радиоактивностью и продукты деления

Развитие и совершенствование энергетических систем на базе быстрых реакторов невозможно без осмысления накопленного опыта их эксплуатации. Первенцем отечественной быстрой программы является быстрый натриевый реактор БН-350. Далее изложены материалы статей, подготовленных Рудольфом Баклушиным, экспертом МАГАТЭ с многолетним стажем, долгое время работавшим заместителем главного инженера БН-350.

Использование естественных физических процессов в БН-350. При разработке проекта РУ БН-350 еще в начале 60-х годов был сформулирован и последовательно реализован принцип максимального использования в ней естественных физических процессов. Это существенно упрощало установку, повышало надёжность эксплуатации и безопасность, снижало потребность в автоматических регуляторах технологических параметров и исключало необходимость вмешательства эксплуатационного персонала в переходных и многих аварийных процессах.

Важно отметить, что российские быстрые натриевые реакторы оказались едва ли не первыми РУ, широко использующими естественные физические процессы. На реакторах других типов к мысли о необходимости более широкого использования этого принципа пришли только после больших аварий на АЭС (TMI-2 и Чернобыль).

Рассмотрим два примера использования естественных процессов в проекте БН-350.

Оба натриевых контура БН-350 – и первый, и второй – не требуют подпитки теплоносителем или регулирования его уровней при работе на мощности, пусках и остановах. При подъёме мощности объёмное расширение натрия происходит за счет изменения его уровней в предусмотренных пределах внутри корпусов основного оборудования.

Для того, чтобы ограничить величину изменения объёма и размах колебаний уровней, разработчики БН-350 приняли концепцию так называемой «опорной температуры», то есть величины, ниже которой температура натрия опускаться не могла. Её значение (260 °С) было выбрано как можно более близким к рабочим температурам «холодных» трубопроводов, и обеспечивалось оно за счёт поддержания постоянного давления пара в парогенераторах.

Интересно сравнить это решение отечественных специалистов с подходом, принятым на американской АЭС «Энрико Ферми» с быстрым натриевым реактором, проектирование которой велось

приблизительно в то же время. Там уровень в первом контуре поддерживался за счёт перелива натрия в специальный бак при росте температуры и, соответственно, объёма натрия или подкачки его в контур небольшими насосами при снижении температуры.

Второй пример использования естественных процессов в БН-350 касается метода исключения значительного изменения давления газа в газовой подушке реактора при переходе установки от стояночного режима к работе на полной мощности. В этой ситуации прирост объёма для первого контура составлял 28 м^3. Это угрожало серьёзным повышением давления газа в газовых полостях контура, объём которых в рабочем режиме равнялся 15 м^3.

Как же с этой проблемой справились проектанты БН-350? Газовая полость реактора была сообщена трубопроводом диаметром 200 мм с двумя сливными баками 1 контура общим объёмом 105 м^3. За счёт их объема избыточное давление в контуре при пуске возрастало с 0,04 всего до 0,09 МПа.

Если опять обратиться к опыту АЭС «Энрико Ферми», то там американским специалистам пришлось задействовать для поддержания постоянного давления автоматику, которая включала компрессоры для откачки газа при росте давления и обеспечивала подачу газа из ресиверов при его снижении.

Приведенные решения, использующие естественные физические процессы, были впоследствии с успехом применены и в других проектах российских реакторных установок с натриевым теплоносителем (БОР, БН-600, БН-800).

Компоновка первого контура РУ БН-350. Для быстрых натриевых реакторов существуют две различные компоновочные схемы первого контура – петлевая и баковая (интегральная).

В проекте БН-350 была выбрана петлевая компоновка как более традиционная. Основное оборудование контура располагалось в отдельных корпусах, соединённых между собой трубопроводами. Надо признать, что это породило целый ряд трудностей при разработке проекта. Пришлось задумываться над тем, как обеспечить температурную компенсацию трубопроводов, как добиться надёжной герметизации боксов первого контура, которые предполагалось заполнить азотом, а также искать решения для некоторых других технических проблем.

Поэтому в 1964 году в СССР был проработан баковый вариант компоновки применительно к энергетическому реактору. Практически сразу стало ясно, что бак реактора при этом имеет приемлемые

габариты и объёмы натрия и может быть реализован при существовавшем тогда уровне технологий. Были намечены принципиальные решения по компоновке оборудования в общем баке, позволяющие оптимизировать его размеры. Несколько позднее эта компоновка была принята для следующего российского реактора – БН-600.

Проработка бакового варианта компоновки впервые в нашей стране была выполнена Р.П. Баклушиным.

В настоящее время большинство энергетических реакторов на быстрых нейтронах во всём мире выполнено по интегральной схеме.

Физические исследования на БН-350. При вводе РУ БН-350 в эксплуатацию была разработана и выполнена обширная программа исследования физических характеристик реактора. Среди прочего, изучались следующие параметры:

- порядок набора критмассы и достижения критического состояния;
- изучение плотности различных реакций по объему реактора и распределения нейтронного поля;
- исследование и измерение эффектов реактивности (температурного, мощностного, пустотного, барометрического и гидродинамического); эффективности рабочих ТВС, эффективности стержней СУЗ при стационарных и переходных режимах работы реактора на различных уровнях мощности;
- исследования по динамике переходных процессов;
- анализ и прогнозирование радиационной обстановки и т. д.

Работа физиков на БН-350 не ограничивалась только пусковой программой. Многие из перечисленных выше исследований в дальнейшем повторялись при переходе к среднестационарному состоянию активной зоны, при переходе на новую конструкцию ТВС и в ряде других случаев.

Для измерений на БН-350 потребовалось создавать специальные методики и технические средства. В частности, для измерения нейтронных полей была внедрена уникальная методика, основанная на активации игольчатых образцов, размещённых непосредственно в рабочих ТВС.

Физпуск реактора и последующие исследования подтвердили основные характеристики активной зоны и СУЗ. Измерения показали, что основные характеристики активной зоны предсказываются с удовлетворительной точностью. Некоторое занижение в расчётах было найдено для эффективности температурного компенсатора и величин температурного и мощностного эффектов реактивности.

Дважды – во время физпуска и после энергопуска БН-350 – при помощи специального приспособления проводилось измерение расхода через каждую ТВС реактора. Как оказалось, расходы через ТВС активной зоны и внутреннего экрана отличались от расчетных величин не более, чем на 5 %, а во внешнем экране они были несколько занижены.

Для физиков пуск БН-350 предоставил массу полезных сведений, с помощью которых они смогли проверить точность методов расчета в реальных условиях энергетического реактора. Накопленный опыт позволил усовершенствовать компьютерные коды, что благотворно сказалось при проектировании и эксплуатации БН-600.

Натриевое оборудование и арматура БН-350. Прежде всего, хотелось бы сказать, что в целом опыт пуска и эксплуатации специального оборудования и арматуры, разработанных для натриевых систем, подтвердил их проектные характеристики. Все виды оборудования работали хорошо, за исключением только парогенераторов и обратных клапанов первого контура. Отдельные изменения, которые пришлось вносить, не имеют принципиального значения.

Реакторные узлы и механизмы (в том числе, СУЗ, перегрузки). Все реакторные механизмы БН-350 проходили несколько стадий проверки:

- тщательная отработка на стендах ОКБМ;
- проверка на технологическом стенде в центральном зале перед постановкой в реактор;
- двукратная проверка после монтажа (сначала без натрия, затем после заполнения контура).

Столь скрупулёзная методика проверок полностью себя оправдала. В целом была обеспечена стабильная и надёжная эксплуатация реактора. Во время пуска и в первый период эксплуатации наблюдались отказы отдельных элементов. Однако они не носили принципиального характера, не влекли за собой функционального отказа систем и были практически немедленно устранены.

Принятый проектантами принцип разделения перегрузочных операций был подтверждён. На РУ БН-350 такие операции были разделены между разными механизмами, каждый из которых исполнял только одну-две операции и поэтому был прост по конструкции. Возможности системы перегрузки оказались таковы, что в некотором отступлении от проектного алгоритма и проектных усилий персоналу удалось выгрузить из реактора ТВС со стрелой прогиба до 15 мм.

Стоит добавить, что по результатам обследований в процессе эксплуатации срок службы механизмов СУЗ и перегрузки был увеличен по отношению к расчётному.

Центробежные вертикальные ГЦН первого и второго контуров. ГЦН первого и второго контуров имели консольную конструкцию и поплавковое устройство для поддержания уровня в баках насосов. Поэтому они были расположены в верхних точках контуров. Проектанты были осведомлены обо всех отрицательных сторонах консольной конструкции – впрочем, как и о положительных – но к моменту создания БН-350 в стране не было опыта использования подшипников, работающих в натрии.

В процессе предпусковых наладочных работ насосы прошли необходимый цикл испытаний. В частности, исследовалась совместная работа ГЦН, их выбег, поведение при кратковременном (1, 2 и 3 секунды) перерыве питания и другие динамические характеристики.

На начальном этапе эксплуатации проявились некоторые затруднения при работе насосов первого контура – затруднённый пуск после длительной стоянки и кавитационный износ рабочих колес при пуске реактора с неполным числом петель. Причины этих явлений удалось достаточно быстро определить. Были выработаны меры, исключающие их повторение.

Насосы успешно эксплуатировались в течение всего периода работы установки. Ходовая часть и уплотнения вала при осмотрах показывали очень малый износ. Это дало основание продлевать межремонтный период ГЦН – к концу эксплуатации он составлял уже 80 000 часов (10 лет!).

Промежуточные теплообменники (ПТО). Никаких отказов при работе у ПТО зафиксировано не было, а их трубные пучки ни разу не заменялись.

Определённые претензии, появившиеся к промежуточным теплообменникам БН-350, связаны со следующим обстоятельством. При тензометрировании в период пуска было обнаружено, что в сложной конструкции узла уплотнения пучка в корпусе ПТО при переходных режимах возникали значительные напряжения. Чтобы не допускать этого, были введены более жёсткие ограничения на допустимую скорость изменения температуры при пусках и остановах БН-350.

Натриевая арматура малых диаметров (до 150 мм). Отработка натриевой арматуры малых диаметров была выполнена ещё на исследовательском реакторе БР-5 в ФЭИ. Не удивительно, что проблем с её эксплуатацией на БН-350 не было.

Натриевые задвижки с замороженным уплотнением вала (грубо говоря, с сальником из замерзшего натрия) диаметром 500 и 600 мм зарекомендовали себя хорошо. Протечек через уплотнения не наблюдалось, плотность на проход закрытых задвижек была лучше, чем предусматривают нормативные документы. В процессе эксплуатации были определены оптимальные режимы охлаждения замораживающих поясов.

Отдельная история связана с обратными клапанами 500 мм, установленных на напорном трубопроводе каждой петли первого контура. Их характеристики в начальный момент не соответствовали проекту.

При отключении одного насоса клапан закрывался при значительно большем обратном расходе теплоносителя, чем предполагалось. Это приводило к сильным механическим ударам тарелки клапана о седло, гидравлическим ударам и визуально наблюдаемым раскачиваниям трубопроводов отключаемой петли.

Чтобы обеспечить безопасную эксплуатацию РУ БН-350, в алгоритм действия защит при остановке одного насоса были внесены временные изменения. По проекту предполагалось, что в этом случае реактор не останавливался, а только переводился автоматикой на пониженный уровень мощности. Согласно временному алгоритму, предусматривалось срабатывание аварийной защиты с переводом всех насосов на пониженное число оборотов.

В дальнейшем все клапаны были поочередно модернизированы. Обратный расход, при котором они закрывались, значительно снижен. Это позволило вернуться к проектному алгоритму действия защит. Особо подчеркнём, что замена клапанов не вызвала больших трудностей, так как конструкция клапана была ремонтоспособной.

Общие выводы по натриевому оборудованию и арматуре БН-350. Для того, чтобы судить о том, насколько успешным оказался опыт работы оборудования и установки БН-350 в целом (напомним, первого (!) энергетического реактора на быстрых нейтронах, спроектированного в 60-х годах и построенного в 70-х годах), приведём два следующих факта:

• после капитального ремонта парогенераторов КИУМ установки в 80-х годах стабильно составлял 88–90 % (по отношению к максимальной разрешённой мощности);

• установленный ресурс работы практически всех единиц основного оборудования был значительно превышен.

Парогенератор «натрий-вода». Самым «болезненным» элементом реакторной установки с БН-350 оказались парогенераторы (ПГ) «натрий-вода». С другой стороны, время, затраченное проектантами и оперативным персоналом на устранение возникших с ПГ проблем, позволило получить, без преувеличения, бесценный опыт, использованный при создании следующих реакторов БН.

Можно выделить две причины, которые привели к сложностям на БН-350:

- грубое нарушение заводом-изготовителем предусмотренной технологии, результатом чего было появление многочисленных мелких течей воды в натрий в испарителях;
- неготовность проекта к таким течам, незнание того, что малые течи невозможно остановить и что они быстро (за секунды) развиваются в большие.

При разработке средств контроля и защиты ПГ большее внимание уделялось обнаружению и локализации больших течей. Кстати говоря, с этой задачей созданные системы справлялись на «отлично». Однако для малых течей проектные системы контроля обладали слишком большой инерционностью, что не позволяло обнаруживать течи своевременно.

В 1973 и 1974 годах на БН-350 случилось восемь течей, в том числе две больших. Практически все они возникали на нижней кромке сварного шва, соединявшего штампованое донышко трубки Фильда с самой трубкой. Результатом инцидентов являлся вывод ПГ – и, соответственно, петли – в ремонт, что требовало введения ограничений по мощности установки.

Ремонт, выполнявшийся методом глушения дефектных трубок, не давал положительных результатов. При каждом последующем пуске ПГ возникали течи в других трубках.

Справиться с ситуацией удалось после проведения в 1974–1975 годах капитального ремонта пяти ПГ с полной заменой трубных пучков испарителей. Трубки Фильда 32 × 2 мм со штампованными донышками были заменены на трубки 33 × 3 мм с точёными донышками. Хотя полностью случаи течей исключить не удалось, но их количество резко сократилось.

К моменту начала вывода установки из эксплуатации наработка испарителей составляла 160 000–180 000 часов. Результатом течей было ограничение максимальной мощности ПГ и, соответственно, РУ. Максимальная достигнутая мощность РУ БН-350 составляла 75 % от номинальной.

Необходимо подчеркнуть, что один из первоначальных ПГ проработал без течей более 56 000 часов, а затем был заменен на ПГ новой конструкции. Этот факт свидетельствует о крайней важности качественного изготовления парогенераторов.

Главный вывод, который удалось сделать по итогам анализа опыта пуска и эксплуатации ПГ – это подтверждение целесообразности одностенной конструкции ПГ. Кроме того, было показано, что уже созданные для БН-350 парогенераторы обеспечивают безопасность эксплуатации, хотя и не являются совершенными.

Большое количество течей – в том числе таких, при которых в контур с объемом натрия 70 $м^3$ попадало до 1000 л воды, – а также случаи отказов элементов системы защиты дали возможность получить уникальный опыт. Среди прочего, удалось сформулировать требования к конструкции ПГ, к его системам контроля и защиты, включая вопросы быстродействия и резервирования, отработать алгоритмы работы защиты, способы обнаружения дефектной трубки при остановке после малой течи, когда дефект закрывается, технологию различных видов ремонта и контроля герметичности после них, наконец, технологию очистки натриевого контура от очень больших загрязнений теплоносителя.

Результаты, полученные на БН-350, были учтены при проектировании РУ БН-600. В последнем была принята секционно-модульная конструкция ПГ. Для парогенераторов были использованы более совершенные системы и устройства защиты, значительно улучшено оснащение ПГ БН-600 системами контроля герметичности теплообменной поверхности, принципиально другие решения приняты по обвязке ПГ и действиям в случае течи.

Прочее оборудование. Холодные ловушки. Холодные ловушки с натрий-калиевым охлаждением хорошо зарекомендовали себя на РУ БН-350. Они оказались очень удобными в работе.

При очистке петель второго контура после больших течей и значительных загрязнений натрия продуктами реакции натрия с водой были выявлены некоторые недостатки ловушек, связанные с масштабным фактором – переходом от исследовательского реактора малой мощности к энергетической РУ.

В частности, выходные трубопроводы ловушки в месте установки расходомера не имели теплоизоляции. В этом месте происходило отложение окислов, которые присутствовали в натрии на выходе из ловушки в виде взвеси. С течением времени отложения полностью перекрывали сечение.

Найденная проблема была устранена за счёт изменения схемы обвязки ловушек. Для проектантов новых установок с натриевым теплоносителем был выработан набор рекомендаций.

Следует отметить, что переход в БН-600 на холодные ловушки, охлаждаемые воздухом, был связан не с недостатками ловушек БН-350, но с упрощением технологической части энергоблока.

Электромагнитные насосы. Электромагнитные насосы трёх типов с производительностью от 10 до 150 $м^3$/ч использовались на БН-350 во вспомогательных натриевых системах. Они удобны в эксплуатации, позволяют легко регулировать расход. Принципиальных трудностей с ними не возникало, хотя имели место случаи повреждения насосов при неправильном размораживании.

Натриевая технология. При создании и освоении натриевой технологии в промышленных масштабах потребовалось решить следующие задачи:

1) оптимизировать конструкции натриевого оборудования и схем технологических систем для АЭС, причём особое внимание уделялось парогенераторам;

2) создать надёжные конструкции ПГ «натрий-вода», системы контроля и защиты для них;

3) обеспечить промышленное производство натрия реакторной чистоты, возможность контроля качества, поставку промышленных партий натрия, технологию подготовки его к заливке в контура АЭС;

4) разработать методы подготовки контуров к заполнению их натрием, которые исключали бы забивание проходных сечений трубопроводов и оборудования различными загрязнениями, остающимися после монтажа;

5) освоить эксплуатацию натриевых контуров с объёмами натрия в сотни кубических метров, провести исследования работы систем и влияния масштабного фактора;

6) освоить методы ремонта натриевых систем и оборудования, оптимизировать меры защиты натрия во вскрываемом контуре от окисления, а персонала – от возможного контакта с расплавленным натрием;

7) передать опыт натриевой технологии проектным и конструкторским организациям, эксплуатационному персоналу АЭС.

Все решения, которые вырабатывались в 60-х годах для БН-350, впоследствии органично вошли в проекты всех отечественных быстрых натриевых реакторов. Стоит добавить, что некоторые из решений

не были готовы к моменту разворота работ на БН-350 и поэтому напрямую были использованы БН-600 и в следующих проектах.

Обеспечение промышленного производства натрия реакторной чистоты, возможности контроля качества, поставки промышленных партий натрия, подготовки его к заливке в контуры АЭС.

В этом направлении были разработаны методы химического анализа натрия, временные технические условия на натрий реакторной чистоты, выбран поставщик натрия, способный в основном обеспечить эти технические условия, и решены вопросы поставки промышленных партий его в специальных ёмкостях, разработаны требования и условия подготовки натрия к заливке в контура реакторной установки.

Не все решения по поставке даже в то время рассматривались как удачные. Поставка осуществлялась в емкостях объемом 1 $м^3$, что потребовало приёма и обработки около 1200 таких ёмкостей. Кроме того, в ёмкостях имелась примесь парафина, использовавшегося на заводе-изготовителе для защиты натрия от окисления. Этот парафин приходилось удалять при подготовке натрия. Однако эти проблемы были связаны с возможностями завода и не могли быть решены в то время.

Анализ полученного на БН-350 опыта позволил на новой основе подойти к делу при строительстве БН-600. Все поставленные вопросы были решены и согласованы с промышленностью. В частности, была отлажена технология у нового поставщика – Березниковского химического комбината, было обеспечено требуемое качество натрия, а его поставка осуществлялась в железнодорожных цистернах объемом 32 $м^3$.

Хотелось бы упомянуть ещё одно важное, новое для того момента решение, связанное с подготовкой натрия для БН-350, – обоснование отказа от дистилляции поставляемого натрия и об очистке его на холодных ловушках.

Разработка методов подготовки контуров к заполнению их натрием, исключающих забивание трубопроводов и оборудования различными загрязнениями. Данный пункт едва не превратился в «яблоко раздора» и стал предметом ожесточённых научных дискуссий. ФЭИ в 1963–1965 годах подготовил обоснование для отказа от водных или каких-либо других промывок смонтированных жидко-

металлических контуров и систем БН-350. Такой подход вызвал критику у многих вовлечённых в проект организаций.

Тем не менее, предложение Обнинска было претворено в жизнь и, как выяснилось впоследствии, оказалось правильным. В обоснование отказа от промывок в ФЭИ были проработаны требования к состоянию поставляемого на монтаж оборудования и блоков трубопроводов, к качеству и чистоте монтажа натриевых систем. Далее эти требования были включены в монтажную технологию, а при монтаже оборудования осуществлялся жёсткий надзор за их неуклонным выполнением.

В результате, никаких принципиальных трудностей при пуске натриевых систем, связанных с послемонтажными загрязнениями не было. Температура забивания после заполнения натрием первого контура не превышала 200 °С. Методы обеспечения чистоты монтажа были успешно использованы и на установке БН-600.

Освоение эксплуатации натриевых контуров с объемами натрия в сотни кубических метров, проведение исследований работы систем и влияния масштабного фактора. Работы по этому направлению начались с создания в 1965 году программы пусконаладочных работ для БН-350. Программа охватывала всю последовательность работ на натриевых системах, начиная с приёмки, очистки и накопления инертного газа и натрия и кончая выводом реактора на энергетический уровень мощности. Проблемы, выявленные в процессе работы над программой, потребовали пересмотра ряда проектных решений. На основе ее позднее составлялись программы пуска реакторных установок БОР и БН-600.

В программе был разработан типовой порядок операций, испытаний и проверок при вводе в эксплуатацию натриевых систем. Для наиболее сложных систем – первого и второго контуров – был предусмотрен отдельный порядок действий.

Сложность программы для первого контура заключалась в том, что это разветвлённая гидравлическая система с параллельно работающими насосами. Работоспособность каждого насоса и устойчивость такой системы при разном числе и сочетании работающих ГЦН и при их разной скорости вращения необходимо было экспериментально проверить и подтвердить. Также необходимо было выработать алгоритм пуска ГЦН, так как работа в контуре только одного или двух насосов на полных оборотах была невозможна.

Для петель второго контура особенно сложным представлялся вопрос о безопасности при первом совмещении в парогенераторе

воды и натрия. Дело в том, что на тот момент такой опыт в стране отсутствовал. Поэтому в программе пришлось предусмотреть поочередную проверку каждого контура отдельно, наладку систем контроля и защиты, и только после этого совмещение теплоносителей в ПГ. Такая задача была решена, а накопленный опыт позволил упростить первоначально предусмотренную последовательность операций.

Программа предусматривала большой ряд исследований натриевых систем и оборудования на различных этапах работ, необходимых для проверки расчётов, обосновывающих эксплуатационные и аварийные режимы, меры безопасности и так далее.

Выполнение заданной последовательности работ и исследований обеспечило ввод в работу практически без трудностей всей технологической схемы, и только заводские дефекты в парогенераторах воспрепятствовали выводу установки на полную мощность.

Если говорить об опыте непосредственной эксплуатации натриевых контуров с точки зрения технологии теплоносителя, то были получены данные о скоростях накопления примесей и выведения их холодными ловушками, о загрязнениях, возникающих после ремонтов, о возможности очистки контуров от углеродосодержащих веществ и так далее.

Работа холодных ловушек без каких-либо проблем обеспечивала поддержание температуры забивания в первом и втором контурах в установленном диапазоне – 130–150 °С. В 1990 году была выполнена регенерация ловушек, позволившая практически восстановить их эффективную ёмкость.

Создание надежных конструкций парогенераторов «натрий-вода», систем контроля и защиты для них. О проблемах ПГ «натрий-вода» на РУ БН-350 уже говорилось. Здесь хотелось бы добавить, что уже на ранних стадиях проекта в ФЭИ была обоснована необходимость одностенного разделения натрия и воды в парогенераторе. После этого в Обнинске были развёрнуты расчётные и экспериментальные работы по исследованию условий, возникающих при больших течах, систем их обнаружения, защиты от повышения давления в контурах и так далее.

Это позволило решить проблему создания средств компенсации высокой химической активности натриевого теплоносителя. Течи парогенераторов в БН-350 не привели к недопустимым повреждениям, какими считались разрывы трубопроводов или корпусов оборудования, хотя и серьезно ограничили возможности установки.

Изменения, внесенные на основе этого опыта в БН-600, обеспечили успешную работу блока на проектной мощности.

Освоение методов ремонта натриевого оборудования, оптимизация мер защиты натрия во вскрываемом контуре от окисления, а персонала – от возможного воздействия натрия. Ремонтные работы на БН-350 обычно не вызывали трудностей. ГЦН, пучки теплообменников, арматура 500 мм были спроектированы в ремонтоспособном исполнении. Для их извлечения из контура не требовалась резка трубопроводов большого диаметра или заход в помещения первого контура. Выемные части такого оборудования поднимались краном центрального зала после срезки усиковых уплотнений и разбалчивания фланцев в полуобслуживаемых помещениях.

Для защиты внутренних полостей контура от окисления при извлечении из него указанного крупногабаритного оборудования использовались мягкие и жёсткие скафандры, причём для активного оборудования они имели биологическую защиту. Проектом были предусмотрены специальные ванны с подводом азота, пара, воды и дезактивирующих растворов для отмывки оборудования от натрия перед ремонтом.

Кроме того, при проведении ремонтов широко использовалось замораживание натрия в коммуникациях. Так, при ремонте парогенераторов натрий замораживался в трубопроводах диаметром 500 мм. Разогрев после конца ремонта велся от свободной поверхности и при соответствующих мерах предосторожности не вызывал повреждения оборудования и арматуры.

Из опыта ремонтов необходимо отметить один важный вывод: ремонтируемый участок должен отделяться от работающих систем не менее чем двумя барьерами на пути возможного движения натрия, то есть либо двумя вентилями, либо закрытым вентилем и замороженным участком трубопровода.

Передача опыта натриевой технологии проектным и конструкторским организациям, эксплуатационному персоналу АЭС. За время проектирования и освоения установок БН-350, БОР и БН-600 сотрудники проектных и конструкторских организаций получили необходимые знания и опыт и в настоящее время успешно решают большинство проблем самостоятельно.

Особое внимание уделялось подготовке эксплуатационников и передаче им необходимого опыта работы с натрием. Эта задача решалась как путем чтения курсов лекций, так и командированием опытных специалистов для работы на станции.

Безопасность и системы безопасности. Прежде всего, необходимо напомнить, что РУ БН-350 проектировалась и вводилась в эксплуатацию ещё до принятия первых отечественных норм по безопасности и до выработки таких норм на международном уровне.

Многие проектные решения, использованные в БН-350, удовлетворяют значительно позднее сформулированным принципам глубоко эшелонированной защиты и управления качеством. Однако в полной мере проект этим принципам не удовлетворял. В результате, по мере ужесточения требований регулирующих органов приходилось предусматривать меры, компенсирующие (естественно, частично) отклонение от норм.

Рассмотрим, как соотносилось с нормами удовлетворение трех главных функций безопасности, а именно:

- управление мощностью (реактивностью);
- удержание радиоактивности в установленных границах;
- обеспечение отвода тепла от топлива.

Управление мощностью (реактивностью). Система управления и защиты (СУЗ) реактора была спроектирована с достаточной степенью консерватизма и с необходимым резервированием. Это позволило ей практически всё время соответствовать требованиям норм по безопасности. Замена в процессе эксплуатации электронных блоков, блоков логики и другой аппаратуры производилась по причине морального старения.

Основные изменения, вносившиеся в СУЗ БН-350 в процессе эксплуатации, были связаны с сокращением числа параметров, по которым формировались сигналы на срабатывание защиты, а также с улучшением принципов формирования некоторых сигналов, с учетом динамических экспериментов, выполненных в период пусковых работ.

Удержание радиоактивности в установленных границах. Обеспечение радиационной безопасности практически полностью соответствовало нормам.

Исследование радиационной обстановки на РУ БН-350 проводилось по мере освоения всё более высоких уровней мощности, и далее контролировалась в процессе эксплуатации. Среди прочего, в программу исследований было включено определение потоков радиации на узлы реактора, измерение активности теплоносителя и защитного газа. Совпадение результатов измерений и расчётов было признано удовлетворительным.

В помещениях первого контура радиационная обстановка при работе реактора определялась изотопом ^{24}Na (около 10 Ки/л). После останова реактора главную роль играли ^{22}Na, нуклиды коррозионного происхождения, а также ^{137}Cs и ^{134}Cs, выходившие через неплотности оболочек твэлов. Радиационная нагрузка на персонал была незначительна и не превышала контрольных уровней.

Если говорить о радиационной обстановке в районе расположения станции, то она на протяжении всего периода эксплуатации БН-350 была благополучной и определялась, в основном, радионуклидами естественного происхождения. Выбросы радиоактивности составляли всего лишь несколько процентов от допустимых.

Обеспечение отвода тепла от топлива. У системы отвода тепла от реактора имелись значительные отклонения от требований вновь вводимых правил.

Прежде всего, проект предполагал, что для отвода тепла от реактора в аварийных случаях будет использоваться то же самое теплотехническое и электрическое оборудование, что и при нормальной эксплуатации.

Для этих целей, в проекте были предусмотрены следующие меры:

- наличие двух независимых источников электроснабжения;
- естественная циркуляция по натриевым контурам;
- пять независимых петель второго контура с парогенераторами с естественной циркуляцией и, соответственно, достаточно большим запасом воды.

Разработчики считали, что хотя бы одна из петель обеспечит аварийное расхолаживание, и этого будет достаточно.

Они также полагали практически нереальным появление большой течи натрия из первого контура. В качестве аргументов в обоснование своей позиции они обращали внимание на низкое давление и умеренные температуры. Кроме этого, более 80 % поверхности контура, включая корпус реактора и трубопроводы 500 и 600 мм, имело защитный кожух, а пространство внутри кожуха было жёстко ограничено. Для отключения петли с малой течью в неокожушённом участке на каждой петле были предусмотрены отсекающие задвижки.

Но в 1982 году в стране был принят основной нормативный документ по безопасности АЭС – ОПБ-82. Его положения требовали учёта в проекте возможности разрыва трубопровода наибольшего диаметра полным сечением. На это проект БН-350 рассчитан не был, и эту ситуацию без коренной реконструкции исправить было нельзя.

Другим серьёзным отступлением стала невозможность использования для отвода тепла от активной зоны естественной циркуляции. Эксперименты, выполненные в период энергопуска, показали, что в первом контуре установки расход естественной циркуляции устойчив и составляет около 3 % от номинального, а во втором контуре циркуляция опрокидывается, что приводит к большим температурным перепадам в промежуточном теплообменнике.

Причиной опрокидывания циркуляции оказалось принятое в проекте взаимное расположение парогенератора и промежуточного теплообменника, а также характер переходного процесса в испарителях при переходе с принудительной на естественную циркуляцию. По итогам анализа, было принято решение о расхолаживании установки за счет работы ГЦН на малых оборотах с питанием их от автономного источника.

Ещё одной проблемой, с которой пришлось столкнуться на БН-350, стало обнаружение возможности возникновения режима «стоп-вода». Анализ показал, что такой режим может образоваться при некоторых отказах по общим причинам в схемах питательной воды (разрывы общих коллекторов) и в схемах электроснабжения установки.

Следует отметить, что в те времена, когда велось проектирование установки БН-350, отказам по общим причинам не уделялось такого внимания, как в наши дни.

Для устранения этой проблемы пришлось провести цикл работ, которые позволили в итоге создать достаточно надёжные схемы как водо-, так и электроснабжения. В окончательном варианте схема водоснабжения имела тройное резервирование:

- штатные питательные насосы с забором воды из деаэраторов;
- автономные питательные насосы с забором воды из тех же деаэраторов, но подачей её в ПГ по независимым трубопроводам;
- насосы аварийного расхолаживания, забирающие воду из независимых резервных баков большой емкости.

Система электроснабжения в окончательном виде выглядела следующим образом:

- нормальное электроснабжение от системы;
- автономное электроснабжение от выделенных турбогенераторов, не имеющих связи с системой;
- аварийное электроснабжение от дизелей;
- надёжное электроснабжение от аккумуляторных батарей.

Все эти меры позволили существенно увеличить надёжность и безопасность эксплуатации РУ БН-350.

Общие замечания. В проекте РУ БН-350 были предусмотрены не все виды систем безопасности, которые требуются сегодня.

В частности, в проекте отсутствовали предохранительные устройства, защищающие первый контур от повышения давления. Разработчики считали, что не существует ситуаций, которые могли бы вызвать такое повышение. Опыт эксплуатации, однако, показал, что это положение неверно.

Для исключения серьёзных последствий на БН-350 был изменен регламент эксплуатации в части состояния систем установки. В последующих проектах, начиная с БН-600, предохранительные устройства были введены.

Натрий и его влияние на безопасность АЭС. Люди, не имеющие практического опыта работы с натрием, обычно говорят в этой связи о следующих недостатках этого теплоносителя:

- высокая химическая активность;
- возможность горения при течах натрия в помещения;
- бурное взаимодействие с водой при течах в парогенераторах (ПГ).

Сразу следует сказать, что взрывов при течах в ПГ не происходит, так как над уровнем натрия в контуре находится инертный газ, а сброс продуктов реакции (в том числе, водорода) ведётся в потоке инертного газа за пределы здания. Система защиты надёжно предохраняет второй контур от повышения давления и повреждения оборудования. Это было полностью подтверждено в ходе эксплуатации БН-350.

В процессе эксплуатации неоднократно наблюдались течи натрия из контуров наружу. Если не говорить о мелких течах через разъёмные уплотнения в системе приёмки натрия, то большинство течей связано с нарушениями инструкций при проведении ремонтных работ или при разогреве замороженного участка после ремонта. Максимальный размер течи составлял десятки литров.

Течи, как правило, сопровождались горением натрия. Однако это не приводило не только к катастрофическим, но даже просто к серьёзным последствиям. Ни одна из течей не вынудила к прекращению работы реактора и не вызвала простоев, больших, чем несколько дней.

На РУ БН-350 был получен хороший опыт обнаружения протечек, их тушения, быстрой локализации течи. По результатам этого опыта усовершенствованы системы обнаружения и тушения пожаров для следующих блоков. Одним из важных сделанных выводов стало заключение о целесообразности полного исключения разъёмных соединений на натриевых коммуникациях.

Заключение. Опыт создания, пуска и эксплуатации БН-350 дал бесценный и многосторонний опыт российским организациям. Этот опыт дал толчок к развитию научно-исследовательских работ в тех областях, где он оказался не вполне успешным, а уверенность – в тех решениях, где он был успешен.

Он дал возможность критически оценить решения, принимаемые в проекте энергоблока БН-600, своевременно изменить некоторые из них, что обеспечило успешный ввод блока в эксплуатацию.

Опыт продолжает накапливаться и осмысливаться в процессе эксплуатации БН-600 и проектирования следующих за ним установок. Опыт и знания, накопленные нами к сегодняшнему дню, дают возможность ответить практически на любой вопрос, возникающий при проектировании или эксплуатации.

Если при создании БН-350 речь шла о подтверждении принципиальных решений, их оптимизации, то в настоящее время главное направление усилий – улучшение технико-экономических характеристик вновь создаваемых энергоблоков, разработка конкурентоспособных АЭС типа БН. Опыт БН-350 вносит свой вклад в решение этой задачи. Однако прямой перенос знаний и опыта не всегда правилен. Оптимальные или даже целесообразные решения, конструкции, режимы в значительной мере зависят от конкретных условий и целей. Поэтому при создании новых установок конкретный опыт и знания должны критически преломляться.

Фундаментальный недостаток натрия, а именно его бурная химическая активность при контакте с водой и кислородом воздуха, может быть преодолен при использовании в качестве теплоносителя сплава Na-K-Cs. Было установлено, что этот сплав не воспламеняется при температуре до 730 °С и не замерзает ни при каких условиях (температура замерзания – 195 К), что исключает необходимость подогрева теплоносителя в неработающем реакторе. Для быстрых реакторов, охлаждаемых этим сплавом, наибольшую опасность представляют аварии с нарушением теплоотвода. Это объясняется более низкой по сравнению с натрием температурой кипения (720 °С). Однако этот недостаток может быть сведен к минимуму за счет оптимального выбора компоновки реактора. По своим теплофизическим свойствам сплав Na-K-Cs незначительно уступает натрию, но обладает существенным преимуществом по сравнению с тяжелыми теплоносителями (Pb, Bi). Данный сплав имеет также уникальную способность окисляться на воздухе без интенсивного выделения аэрозолей и заметного повышения температуры. Но этот сплав заметно уступает натрию по нейтронно-физическим свойствам.

Дальнейшее развитие идеи применения сплава Na-K-Cs в качестве теплоносителя для быстрых реакторов требует проведения большого количества расчетно-оптимизационных и экспериментальных исследований, особенно в области безопасности. Кроме того, высокая стоимость и малый масштаб производства цезия могут ограничить в будущем широкое использование этого сплава.

Свинцовый теплоноситель

В связи с отказом от малых времен удвоения будущие быстрые реакторы смогут иметь коэффициент воспроизводства около 1,0 и умеренную энергонапряженность топлива. Это даст возможность заменить натрий на химически пассивный (не реагирующий с воздухом и водой) тяжелый теплоноситель, в частности на свинец. Дело в том, что высокая стоимость нынешних быстрых реакторов в значительной степени связана с использованием химически активного натриевого теплоносителя, что существенно усложняет конструкцию реактора и требует дополнительных систем контроля и защиты.

Идея использования свинца в качестве теплоносителя быстрого реактора в настоящее время реализована в проекте реактора БРЕСТ-ОД-300, разработанного на принципах естественной безопасности. По своим теплофизическим свойствам свинец существенно уступает натрию. Энергонапряженность активной зоны реактора БРЕСТ-ОД-300 составляет 150 МВт/м^3 по сравнению с 550 МВт/м^3 для БН-600. Коэффициент теплоотдачи свинца примерно в 2 раза ниже, чем у натрия, и составляет 20000 Вт/(м^2·С). Температура плавления свинца равна 328 °С (98 °С – у натрия), что является наиболее существенным его недостатком как теплоносителя быстрого реактора. При этом перегрузка топлива происходит при температурах около 450 °С. Температура кипения свинца – 1743 °С (880 °С – у натрия) также не является оптимальной с точки зрения аварийных ситуаций (кипения теплоносителя и расплавления стальных оболочек). Следует отметить, что для реактора БРЕСТ-ОД-300 слишком мала разница между температурой теплоносителя на входе в активную зону (420 °С) и температурой плавления свинца (328 °С). На основе опыта эксплуатации натриевых систем эта разница температур должна быть не менее 150 °С. Кроме того, средняя температура свинца на выходе из активной зоны 540 °С и максимальная температура на оболочке 650 °С трудно реализуемы по соображениям коррозии.

Касаясь нейтронно-физических свойств свинца, можно сказать, что наличие очень низкого эффекта замедления нейтронов свинцом дает возможность увеличить объемный процент теплоносителя в ак-

тивной зоне, что благоприятно с точки зрения гидравлики, но отрицательно влияет на нейтронную физику. В то же время макроскопическое поперечное сечение захвата свинца выше, чем у натрия, что является определенным недостатком. Эта разница увеличивается при повышении объемного процента теплоносителя. В целом же мы имеем незначительную активацию свинцового теплоносителя. Что касается пустотного коэффициента реактивности, то его существенно меньшая величина в свинцовом варианте (по сравнению с натрием) объясняется менее жестким спектром.

Гидравлика свинцового теплоносителя (по сравнению с натрием) выглядит следующим образом:

- соотношение перепадов давления в первом контуре составляет:

$\Delta P_{Na} / \Delta P_{Pb} = 0{,}2$. В быстрых реакторах со свинцовым теплоносителем есть возможность увеличить объем теплоносителя в активной зоне, что позволяет снизить скорость теплоносителя при прокачке ниже 2 м/с (вместо 7–8 м/сек для натрия) и тем самым уменьшить перепад давления. При этом следует указать, что плотность свинца составляет ~10 600 кг/м^3 по сравнению с 854 кг/м^3 для натрия;

- отношение мощностей на прокачку составляет $N_{Na} / N_{Pb} = 0{,}3$.

Плохая совместимость свинца с конструкционными материалами является еще одним (после высокой температуры плавления) крупным недостатком данного теплоносителя. Коррозия остается основной проблемой, особенно для аустенитных сталей. Коррозионная стойкость конструкционных материалов может быть обеспечена:

- подбором имеющихся или созданием новых сталей;
- формированием на сталях защитных покрытий;
- уменьшением количества кислорода в контуре (в сталях и теплоносителе).

Следует отметить, что свинец может загрязняться в процессе эксплуатации установок твердыми примесями, поэтому необходимы специальные системы очистки теплоносителя и поверхностей контура.

Сводные данные о достоинствах и недостатках быстрых реакторов со свинцовым теплоносителем представлены в табл. 4.3.

Попытка избавиться от главного недостатка свинца как теплоносителя быстрых реакторов, а именно высокой температуры плавления, была предпринята в СССР еще в начале 50-х годов, когда разрабатывался реактор с жидкометаллическим теплоносителем для атомной подводной лодки (АПЛ).

Вместо свинца был предложен сплав висмут-свинец (Pb-Bi), который имеет существенно меньшую температуру плавления – около 127 °С.

Таблица 4.3

Сводные данные о достоинствах и недостатках быстрых реакторов со свинцовым теплоносителем

Достоинства	Недостатки
1. Химическая пассивность при контакте с водой и воздухом. Наличие двухконтурной схемы	1. Высокая температура плавления (328 °С), приводящая к повышению температурного уровня и опасности застывания
	2. Необходимость проведения перегрузочных операций при температурах порядка 450 °С
2. Незначительная активация собственно теплоносителя, малое замедление и поглощение нейтронов; теплоноситель загрязняется только продуктами деления и всевозможными примесями	3. Большая коррозионная активность по отношению к конструкционным материалам (особенно для аустенитных сталей), поэтому температура свинца на выходе из реактора (540 °С) и максимальная температура оболочки твэла трудно реализуемы (для реактора БРЕСТ-ОД-300)
	4. Сложность систем очистки и поддержания чистоты теплоносителя
	5. Специальные технические средства для удержания элементов активной зоны от «всплытия» из-за высокого удельного веса свинца
3. Высокая температура кипения (~1743 °С), т. е. имеется большой запас до кипения Отрицательный пустотный коэффициент реактивности (в частности, в реакторе БРЕСТ-ОД-300 нет уранового бланкета и присутствует свинцовый отражатель)	6. Существенно более высокое давление (несколько десятков атмосфер) в первом контуре по сравнению с натриевым быстрым реактором
	7. Неоптимальная температура кипения (~1743 °С), поскольку она значительно превышает температуру плавления стали и некоторых видов топлива при тяжелых авариях с расплавлением активной зоны
	8. Худшие по сравнению с натрием теплофизические свойства свинца в жидком состоянии
4. Наличие низкого эффекта замедления нейтронов свинцом дает возможность увеличить объем теплоносителя в активной зоне, что положительно с точки зрения гидравлики, но неблагоприятно влияет на нейтронную физику	9. Химически токсичен (при вытекании свинца из контура возникает проблема «задымления» с серьезными последствиями химического воздействия на персонал)
	10. Необходимость больших финансовых вложений в дальнейшие научные исследования и разработки по использованию свинца в качестве теплоносителя быстрого реактора

Температура кипения его составляет 1670 °С. Он не горит на воздухе и слабо взаимодействует с водой и нейтронами. Высокая температура кипения и большая плотность исключают образование в активной зоне пустот. Вместе с тем сплав Pb-Bi имеет целый ряд недостатков, которые могут негативно влиять на работоспособность ЯЭУ:

- он весьма агрессивен по отношению к конструкционным материалам. Но, как уже отмечалось в случае со свинцом, коррозионная стойкость материалов может быть обеспечена;
- подбором сталей, формированием защитных покрытий и т. д.;
- сплав может загрязняться в процессе эксплуатации установок твердыми примесями;
- присутствие в данном сплаве висмута ведет к образованию из него высокоактивного (α-активность) летучего полония (^{210}Po);
- разведанные запасы висмута весьма незначительны. Однако, если появится большой спрос на висмут, возможно, будут найдены его промышленные месторождения.

Газовый теплоноситель (гелий)

Разработка проектов быстрых реакторов с газовым охлаждением (GCFR) проводилась в США и в Европе в качестве альтернативного варианта. Применение газового теплоносителя (в частности, гелия) оправдано, в первую очередь, тем, что он выгодно отличается от натрия химической инертностью по отношению к воде и воздуху. Кроме того, его использование приводит к более жесткому спектру нейтронов и, следовательно, к большему коэффициенту воспроизводства.

Первые разработки по газоохлаждаемым быстрым реакторам появились в США в начале 60-х годов. В 1970 г. была начата программа международного сотрудничества по проблеме GCFR. Выбору гелия в качестве теплоносителя предшествовал анализ других претендентов, включая пар и углекислый газ. От пара отказались из-за сильного коррозионного воздействия на оболочку твэла, положительного эффекта реактивности, неблагоприятного влияния на характеристики воспроизводства и высокого давления. Углекислый газ был отвергнут в то время из-за большого перепада давления по контуру, большой мощности на прокачку, а также из-за механической и акустической нагрузки на конструкцию активной зоны. Отметим основные особенности гелия как теплоносителя для GCFR.

Теплофизические свойства гелия значительно хуже, чем у натрия. Поэтому проблема интенсификации теплообмена в активной зоне GCFR является весьма актуальной.

Пожалуй, наибольшим недостатком GCFR с гелиевым теплоносителем считается высокое давление (70–100 атм.). Напомним, что натриевая система в быстром реакторе работает практически при атмосферном давлении. Необходимость высокого давления диктует специальное требование к конструкции, которое заключается в том, чтобы аварийное падение давления не могло произойти слишком быстро и ниже некоторого критического уровня. Это ключевой вопрос безопасности GCFR с гелиевым теплоносителем. Для решения данной проблемы была выбрана конструкция корпуса реактора из предварительно напряженного железобетона. Кроме того, необходимо было предусмотреть систему охлаждения реактора при низких давлениях, а также систему отвода остаточного тепловыделения в условиях ремонта и перегрузки топлива. В том и другом случае естественная циркуляция теплоносителя оказывается недостаточной.

Что касается нейтронно-физических свойств, то главным преимуществом гелия является малый эффект замедления и поглощения нейтронов по сравнению с натрием. Благодаря меньшему поглощению нейтронов в реакции (n, γ) увеличивается доля нейтронов, участвующих в производстве плутония, а более жесткий спектр также приводит к росту коэффициента воспроизводства. Сравнение быстрых реакторов с натриевым и гелиевым теплоносителем показывает, что в гелиевом варианте коэффициент воспроизводства выше, а Ti меньше. Другое преимущество гелия состоит в том, что он не активируется при облучении в промежуточном контуре, который необходим для быстрого реактора с натриевым теплоносителем. Слабое взаимодействие нейтронов с гелием (отмеченное выше как преимущество) имеет и негативную сторону, заключающуюся в увеличении утечки нейтронов. Особенно сильно это проявляется в реакторах небольшой мощности – около 300 МВт (эл.). Поэтому GCFR с гелиевым теплоносителем становятся экономичными при достаточно большой мощности – 1000 МВт (эл.) и выше, когда размеры активной зоны велики и падает относительная роль утечки. Следует отметить, что необходимая из-за плохих теплопередающих свойств гелия интенсификация теплообмена в активной зоне приводит к повышению перепада давления и усложнению всей теплогидравлической части реактора. При этом мощность на прокачку составляет существенную величину (до 7 %), что требует достаточно мощных газодувок.

Из-за химической инертности гелия отсутствует проблема несовместимости теплоносителя с конструкционными материалами и

топливом. Как уже отмечалось, одним из серьезных вопросов безопасности быстрых реакторов с натриевым теплоносителем является взаимодействие натрия с жидким топливом в процессе тяжелой аварии с расплавлением активной зоны. В случае с гелием быстрая передача тепла от жидкого топлива к нему невозможна, поэтому не возникает опасности механического повреждения отдельных систем при взрывном парообразовании.

Еще одно важное достоинство гелия в том, что в принципе возможна конструкция GCFR с подачей гелия из реактора непосредственно на турбину (одноконтурная схема). При этом капитальные затраты существенно снижаются. Но для этого необходимо разработать новый тип газовой турбины.

Следует отметить, что ни один из проектов GCFR с гелиевым теплоносителем так и не был реализован. Сводные данные о достоинствах и недостатках быстрого реактора с гелиевым теплоносителем представлены в таблице.

Таблица 4.4

Сводные данные о достоинствах и недостатках быстрых реакторов с гелиевым теплоносителем

Достоинства	Недостатки
1. Неактивируемость (слабое замедление и поглощение нейтронов). 2. Наиболее высокий коэффициент воспроизводства (более жесткий спектр). 3. Малое время удвоения. 4. Отсутствие промежуточного контура. 5. Возможность одноконтурной схемы. 6. Малый пустотный коэффициент реактивности (при утечке гелия). 7. Химическая инертность по отношению к воде и воздуху. 8. Наилучшая совместимость со всеми материалами (топливо, конструкционные материалы). 9. Отсутствие фазовых переходов. 10. Возможность использования технологии ВТГР (высокотемпературный тепловой газоохлаждаемый реактор). 11. Возможность широкомасштабного международного сотрудничества	1. Слабое взаимодействие нейтронов с гелием имеет негативную сторону – увеличивается утечка нейтронов (необходимы большие размеры реактора, при которых относительная роль утечки падает). 2. Существенно худшие (по сравнению с натрием) теплот физические свойства (необходима интенсификация теплообмена). 3. Высокое давление в системе (до 100 атм). 4. При аварийном падении давления естественная циркуляция оказывается малоэффективной для отвода остаточного тепловыделения. Нужна надежная дополнительная система аварийного охлаждения. 5. Большая мощность на прокачку (~7 %). 6. Малое значение отрицательного доплеровского коэффициента реактивности (опасность переходных процессов). 7. Трудность контроля утечки гелия. 8. Высокие требования к гелиевой турбине и газодувкам. 9. Недостаточно отработана технология производства микротвэлов

В конце 70-х – начале 80-х годов в Великобритании была предложена идея GCFR на основе объединения двух достаточно проверенных реакторных технологий, а именно теплового усовершенствованного газографитового реактора типа AGR и жидкометаллического быстрого реактора (LMFBR). В качестве теплоносителя предлагался CO_3 (принят в AGR) с давлением 42 атм. и температурами на входе и выходе из активной зоны, соответственно, 250 и 525 °С. Активная зона состоит из стандартных твэлов с МОХ-топливом (приняты в LMFBR). Электрическая мощность реактора составляет 1400 МВт (тепловая – 3600 МВт). В данном проекте GCFR существенно уменьшена вероятность аварии с потерей теплоносителя по сравнению с гелиевым вариантом. Предварительные экономические оценки показывают, что такой реактор является конкурентоспособным с коммерческими реакторами типа LWR.

Активно прорабатывалась концепция быстрого реактора с паровым охлаждением. Это уже ближе к кипящему быстрому реактору, предлагаемому японцами. Но есть и принципиальная разница в схеме охлаждения. У кипящего быстрого реактора это классическая схема BWR, когда на вход активной зоны подается вода (она закипает в нижнем торцевом воспроизводящем бланкете). Работоспособность этой схемы подтверждена тысячами реакторо-лет успешной эксплуатации кипящих реакторов. В пароводяном быстром реакторе, в отличие от BWR, внутри корпуса осуществляется рециркуляция пара, а не воды. Питательная вода подается из подогревателя высокого давления на вход в струйные компрессоры пара, которые засасывают часть перегретого пара с выхода активной зоны и образуют пароводяную смесь с массовым паросодержанием 35 % при давлении –16 МПа. Такая схема охлаждения реактора еще никогда и нигде не применялась и ее работоспособность требует подтверждения. Именно схема охлаждения, как уже говорилось, делает одну реакторную концепцию реализуемой и работоспособной, а другую – нет.

Переход к простой одноконтурной схеме охлаждения и использование отработанной технологии легководного кипящего теплоносителя позволит значительно уменьшить стоимость быстрого реактора, сделает его конкурентоспособным в современной энергетике и в энергетике ближайших десятилетий.

Следует подчеркнуть, что вариант кипящего быстрого реактора в отличие, например, от реактора со сверхкритическим давлением теплоносителя, не требует многолетней и дорогостоящей разработки новых материалов, корпусов, основного оборудования, обоснования их работоспособности и др. Концепция кипящего быстрого реактора вытекает из всего предыдущего развития кипящих реакторов и не выхо-

дит далеко за рамки освоенных технологий, материалов, режимов эксплуатации, диапазонов изменения параметров и вместе с тем достигает главного – решения проблемы топливообеспечения.

4.3. Проект PRISM

Проведённые исследования показали принципиальную возможность создания активной зоны, в том числе на пассивных принципах, в которой при аварии с остановкой насосов и несрабатыванием СУЗ обеспечивается уровень температур натрия ниже температуры кипения. Такая концепция активной зоны реализована в американском проекте PRISM, разрабатываемом по программе усовершенствованных жидкометаллических реакторов фирмой General Electric.

В нем используются реакторы модульного типа (рис. 4.1) относительно небольшой мощности (160 МВт (эл.)), каждый со своим парогенератором, объединяемые в единый трехреакторный блок, который связан с одним турбогенератором. Два-три таких блока образуют единую энергоустановку соответствующей электрической мощности.

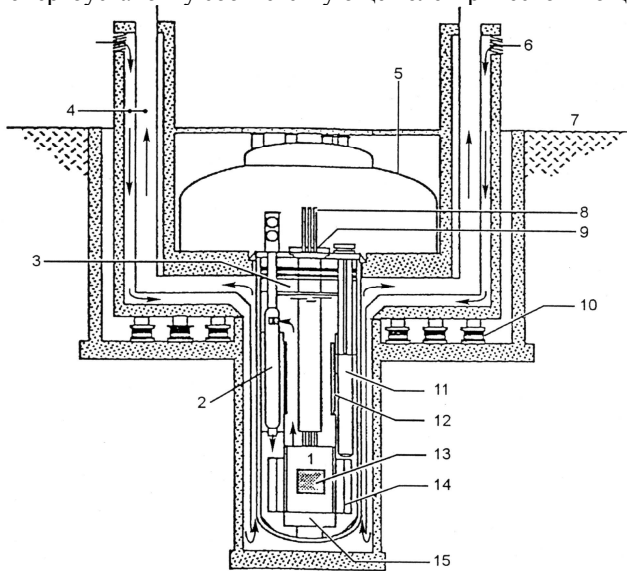


Рис. 4.1. Модуль реактора PRISM:
1 – активная зона; 2 – промежуточные теплообменники (2); 3 – защитный газ; 4 – вспомогательная система охлаждения корпуса реактора; 5 – купол защитной оболочки; 6 – воздух; 7 – уровень грунта; 8 – приводы СУЗ; 9 – поворотная пробка; 10 – антисейсмические амортизаторы; 11 – электромагнитные насосы теплоносителя первого контура; 12 – хранилище отработанного топлива; 13 – металлическое топливо; 14 – радиальная защита; 15 – напорная камера высокого давления

В качестве топлива в таком реакторе применяется тройной сплав плутония-урана-циркония или, в качестве альтернативы, смешанное уран-плутониевое оксидное топливо. Для металлического топлива предполагается электрохимическая переработка облученных ТВС и изготовление новых сердечников твэлов металлургическим способом. Такая технология оказалась решающим фактором в значительном снижении стоимости внешнего топливного цикла (примерно в 10 раз) и снижении себестоимости производимой электроэнергии до уровня ее себестоимости на обычных электростанциях, сжигающих органическое топливо. Вероятность значительного повреждения активной зоны и выброса радиоактивность ниже 10^{-6} 1/реакторо-год. Пуск одной АЭС электрической мощностью 1440 МВт с реакторами PRISM (3 × 3 блока) позволит полностью утилизировать плутоний и актиноиды, ежегодно выгружаемые из ЛВР общей мощностью 100 ГВт (эл.), которые сегодня действуют в США.

4.4. Проект EFR

Важнейшее значение при разработке РБН нового поколения приобретает международное сотрудничество. При повышении уровня безопасности важно учитывать мировой уровень требований, сопоставление с которым крайне необходимо при взаимодействии с лицензирующими органами и общественностью.

Наглядным примером тому является объединение усилий ведущих европейских стран в разработке совместного проекта быстрого реактора EFR (European Fast Reactor) (рис. 4.2) вместо параллельного развития национальных программ по РБН.

Проектные работы по EFR, начавшиеся в 1988 г. в соответствии с требованиями группы эксплуатирующих организаций Франции, Германии, Великобритании и Италии, заключаются в следующем:

1. EFR рассматривается как головная установка в коммерческой серии, которая будет готова к заказу в 2010 г.

2. EFR относится к усовершенствованным реакторам, которые будут оставаться современными и в 2010 г.

3. Конструкция должна быть подкреплена целенаправленной всесторонней программой НИОКР.

4. EFR должен стать экономически приемлемой альтернативой современным реакторным установкам на тепловых нейтронах.

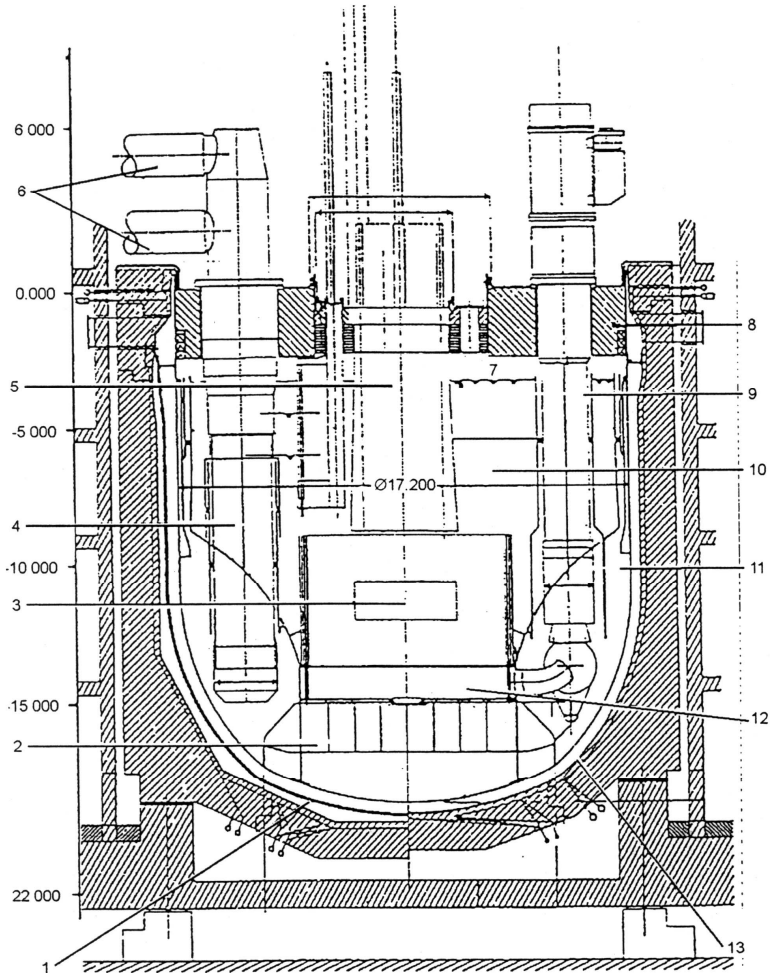


Рис. 4.2. Вертикальное сечение активной зоны и первого контура реактора EFR:
1 – подвесной страховочный корпус; 2 – опорная конструкция активной зоны; 3 – активная зона; 4 – промежуточный теплообменник; 5 – надреакторные конструкции; 6 – главная петля второго контура; 7– уровень натрия в горячем состоянии; 8 – перекрытие; 9 – насос теплоносителя первого контура; 10 – «горячий» коллектор; 11 – «холодный» коллектор; 12 – решетка; 13 – закрепленный страховочный корпус

5. EFR должен быть готов к лицензированию в странах-участницах при минимальных обоснованиях по выполнению конкретных национальных требований.

В 1990 г. был готов концептуальный проект реакторной установки EFR, после чего начался этап технического обоснования проекта. К осени 1991 г. были выбраны основные технические решения при возможности внесения усовершенствований на последующих стадиях проектирования.

Предполагается, что высокая конкурентоспособность проекта EFR будет базироваться на снижении капиталовложений за счет:

- простоты и компактности конструкции;
- ограничения числа систем, важных для безопасности, при сохранении соответствия необходимому уровню безопасности;
- общего снижения числа систем и оборудования, снижения веса оборудования и размеров зданий;
- сокращения сроков строительства и снижения топливной составляющей благодаря высокому выгоранию топлива и конструкции активной зоны.

В качестве целевых задач по обеспечению безопасности определены вероятность превышения допустимого выброса радиоактивности 10^{-6} 1/реакторо-год, вероятность расплавления активность зоны менее 10^{-6} 1/реакторо-год, несрабатывания системы остановки или потери функции отвода остаточного тепла менее 10^{-7} 1/реакторо-год.

4.5. Проект БРЕСТ-300

Состав и топливные характеристики активной зоны

БРЕСТ-300 разрабатывался как демонстрационный реактор с энергонапряженной активной зоной, обеспечивающей достижение глубокого выгорания топлива до ~10 % за ограниченную кампанию ~5 лет, получение закритических параметров пара и высокого КПД. При этих условиях, с учетом специфических особенностей свинцового теплоносителя (высокая температура плавления, низкая массовая теплоемкость и ограниченная скорость циркуляции), тепловая мощность 700 МВт, выбранная для реактора БРЕСТ-300, является близкой к минимальной для энергетического реактора, при которой достигается полное воспроизводство топлива (КВА~1) и в полной мере выполняются требования естественной безопасности.

Малые замедление и поглощение нейтронов в свинце позволяют увеличить его объемную долю в активной зоне до 60 %, снизить подогрев до 120 К и максимальную скорость до 1,8 м/с при существенном снижении мощности на прокачку и высоком уровне естественной циркуляции.

Температура свинца на входе в активную зону 690 К и выходе 810 К выбраны такими, чтобы обеспечить необходимый запас до температуры замерзания свинца 600 К и приемлемые условия работы оболочек твэлов, корпуса реактора, парогенераторов и насосов. Для исключения замораживания свинца в аварийных режимах выбраны закритические параметры пара с температурой питательной воды 610 К и предусмотрены специальные меры в схеме второго контура. При этом достигается высокая термодинамическая эффективность паросилового цикла (КПД нетто 43 %).

Использование высокоплотного и теплопроводного мононитридного топлива в сочетании со свинцовым теплоносителем позволяет:

• обеспечить полное воспроизводство топлива в активной зоне КВА~1 и скомпенсировать изменение реактивности при выгорании;

• снизить среднюю рабочую температуру топлива до 930 К, уменьшить выход газовых осколков, разгрузить от давления оболочки твэлов, повысить надежность ТВС в номинальных и аварийных режимах;

• снизить мощностной коэффициент реактивности, сохранив температурный, и ограничить полный запас реактивности, включая нептуниевый эффект, величиной $\Delta\rho_{tot} < \beta_{эф}$, упростив систему управления и исключив быстрый разгон при любой аварии в этой системе. Вместе с тем, малая величина мощностного эффекта позволяет эффективно использовать для саморегулирования реактора небольшие эффекты реактивности, связанные с температурным расширением конструкций.

Большой шаг решетки твэлов допускает использование бесчехловых ТВС, что исключает локальные потери охлаждения ТВС и обеспечивает высокий уровень естественной циркуляции для пассивного отвода тепла ($G_{е.ц.} > 0{,}1\ G_{ном.}$).

Активная зона собрана из бесчехловых ТВС, имеющих в сечении квадратную форму. Решетка ТВС включает 121 квадратную ячейку (11 × 11), из которых 114 заняты стержневыми твэлами, а 7 – крепежными трубами, образующими вместе с дистанционирующими решетками каркас ТВС. Шаг твэлов во всех ТВС 13,6 мм, размер ТВС под ключ 148,4 мм, а шаг размещения ТВС 149,6 мм. Эффективная плотность столба топливных таблеток в твэле 13,5 г/см^3.

Для исключения взаимодействия оболочки с топливом при радиационном распухании последнего между топливными таблетками и оболочкой предусмотрен зазор 0,2 мм, заполненный свинцом, что

увеличивает теплопроводность твэла, уменьшает максимальную температуру топлива до $T < 1200$ К и выход газовых осколков под оболочку до ~10 % при выгорании топлива ~10 %. Выше топливного столба в твэле имеется полость высотой 900 мм для сбора газовых осколков.

Чтобы исключить производство плутония оружейного качества и сделать пустотный эффект реактивности глубоко отрицательным, реактор БРЕСТ выполнен без традиционных урановых бланкетов. Вместо них активная зона со всех сторон окружена свинцовым отражателем. Отсутствие бланкетов и малый запас реактивности позволяют использовать нетрадиционные и простые способы воздействия на реактивность за счет изменения утечки нейтронов, а также упростить перегрузку топлива, осуществляя ее без расстыковки исполнительных органов от приводов СУЗ (рис. 4.3). Радиальное выравнивание подогревов свинца и максимальных температур оболочек твэлов осуществлено за счет трехзонного профилирования топливной загрузки. ТВС в каждой радиальной зоне (АЗ-1, АЗ-2 и АЗ-3) отличаются только диаметром твэлов, а состав топлива, число и шаг твэлов во всех ТВС одинаковы. В бескожуховой конструкции ТВС такой способ позволяет привести в соответствие мощность и расход свинца в ТВС, а также стабилизировать по кампании распределение температур, поскольку при КВА~1 состав топлива слабо меняется.

Таблица 4.5

Топливные характеристики активной зоны

Параметр	АЗ-1	АЗ-2	АЗ-3
Число ТВС	57	72	56
Радиус зоны, мм	637	959	1148
Высота зоны, мм	1100	1100	1100
Диаметр твэла, мм	9,1	9,6	10,4
Толщина оболочки, мм	0,50	0,50	0,55
Загрузка топлива (UN+PuN), т	4,36	6,31	5,97
Содержание всего плутония в загружаемых ТВС, % т. а.	14,0	14,0	14,0
Содержание(^{239}Pu+^{241}Pu) в загружаемых ТВС, % т. а.	9,7	9,7	9,7
Коэффициент воспроизводства (средний по микрокампании)	1,05	1,06	1,07
Среднее выгорание в выгружаемых ТВС, % т. а	9,0	6,9	4,8
Максимальное выгорание в выгружаемых ТВС, % т. а.	10,8	8,3	5,8
Радиационные повреждения оболочек твэлов, СНА	120	97	73

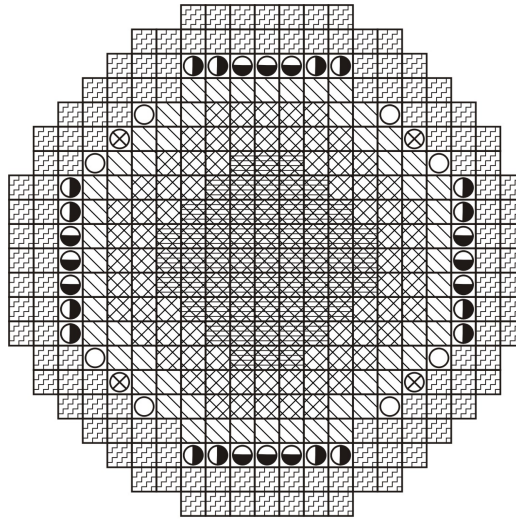


Рис. 4.3. Схема расположения элементов активной зоны реактора БРЕСТ-300

Применение свинцового отражателя, имеющего лучшие альбедные характеристики по сравнению с урановым бланкетом, также улучшает выравнивание радиального распределения мощности, особенно в периферийных частях активной зоны (АЗ-3).

Коэффициенты радиальной неравномерности энерговыделения в зонах АЗ-1, АЗ-2 и АЗ-3, соответственно, равны 1,09, 1,16 и 1,18, а относительные мощности в этих зонах – 34,8, 38,6 и 25 %. Коэффициенты аксиальной неравномерности энерговыделения во всех зонах равны 1,18. Эти значения не изменяются по кампании.

В свинцовоохлаждаемом реакторе длительность кампании определяется не столько допустимой величиной выгорания выгружаемого топлива, сколько прогнозируемой коррозионной и радиацион-

ной стойкостью оболочек твэлов. В БРЕСТ кампания принята равной 1500 эф. сут (5 календарных лет), а интервал между очередными перегрузками (микрокампания) 300 эф. сут, время внешнего топливного цикла 2–3 года.

Равновесный изотопный состав плутония и актиноидов в топливном цикле ^{238}Pu/^{239}Pu/^{240}Pu/^{241}Pu/^{242}Pu/^{241}Am/^{242}Am/^{243}Am = = 0,5/64/28/3,1/1,7/2,1/0,1/0,5 получен в предположении, что при переработке выгружаемого топлива от него отделяются продукты деления и замещаются на эквивалентное по массе количество ^{238}U. Все актиноиды возвращаются в реактор в составе основного топлива для дожигания и трансмутации. Учитывался радиоактивный распад ^{241}Pu во время всего топливного цикла. При расчетах $k_{эфф}$ по кампании отдельно рассматривался эффект накопления и распада ^{239}Np, а наработка высших актиноидов учитывалась за счет соответствующего увеличения концентрации Am.

Приведенный изотопный состав слабо меняется по кампании из-за незначительной наработки избыточного ^{239}Pu и ^{241}Pu (–10 кг/год), необходимого для компенсации снижения реактивности, связанного с накоплением продуктов деления и выгоранием ^{238}U.

Отличия значений топливных загрузок в радиальных зонах реактора приводят к разным выгораниям топлива даже при выровненных мощностях ТВС. Приведенные в табл. 4.1 максимальные выгорания и с.н.а. получены в предположении, что каждая перегрузка топлива сопровождается симметричными перестановками оставшихся ТВС внутри А3-1 и А3-2 и поворотом ТВС на 180° в А3-3. При отказе от перестановок эти значения на 10 % выше.

При работе на номинальной мощности (700 МВт) в активной зоне генерируется 689 МВт, в боковом отражателе с учетом всех конструкций – около 7 МВт и в торцевых отражателях – ~4 МВт. ТВС с максимальной мощностью (4,7 МВт) расположена в центре активной зоны. Максимальная энергонапряженность в активной зоне 225 МВт/м^3, а максимальная линейная мощность – 43 МВт/м.

Замедление и спад потока нейтронов в свинцовом отражателе уменьшает радиационные повреждения в элементах конструкции реактора. В стальной обечайке, разделяющей потоки горячего и холодного свинца и расположенной на расстоянии –80 см от края активной зоны, радиационные повреждения составляют ~0,2 СНА/год, а в корпусе реактора – ~0,01 СНА/год.

В табл. 4.6 приведены интегральные скорости процессов захвата и деления в активной зоне по изотопам, отнормированные на ве-

личину полной генерации нейтронов, равную 1000. Из таблицы видно, что паразитный захват нейтронов в естественном азоте примерно равен захвату в свинце и конструкционных материалах вместе взятых и превышает захват осколками. Утечка нейтронов из активной зоны составляет – 14 % и может быть эффективно использована для трансмутации долгоживущих продуктов деления ^{129}I и ^{99}Tc, размещаемых в каналах свинцового отражателя.

Изучалось влияние изотопного состава азота в топливе на нейтронно-физические характеристики реактора. Было показано, что снижение в 4–5 раз содержания ^{14}N и замещение его на ^{15}N позволяет увеличить $K_{эф}$ на – 2,5 %, приблизительно на 10 % снизить топливную загрузку, что, вероятно, с избытком сможет окупить затраты на обогащение азота.

Таблица 4.6

Баланс нейтронов в реакторе БРЕСТ-300 на середину кампании

Элемент	Активная зона		Отражатели
	Nc	Nf	Nc
^{235}U	2,1	7,3	0
^{238}U	331,1	43,1	0
^{239}Pu	60,2	247,2	0
^{240}Pu	29,8	22,8	0
^{241}Pu	2,9	17,2	0
^{242}Pu	1,4	0,9	0
^{241}Am	6,5	1,1	0
^{242}Am	0,5	5,6	0
^{207}Pb	12,0	0	17,6
^{56}Fe	11,7	0	46,6
^{52}Cr	2,8	0	11,0
^{59}Ni	0,1	0	0,3
^{96}Mo	3,3	0	15,3
^{14}N	30,0	0	0
Осколки	19,2	0	0
Сумма процессов	513,6	345,2	90,8
Утечка	141,2		50,4

Эффекты реактивности и органы регулирования

Значения эффектов и коэффициентов реактивности, связанных с выгоранием и воспроизводством топлива, температурными и мощностными изменениями геометрических, плотностных и ядерных характеристик активной зоны приведены в таблице.

Таблица 4.7

Эффекты и коэффициенты реактивности реактора БРЕСТ-300

Параметр	Значение
Температурные коэффициенты реактивности α, (ΔК/К)/град: • изменение плотности свинца в реакторе α_{Pb}	$1{,}9\cdot10^{-6}$
• радиальное расширение акт. зоны $\alpha_{рад}$	$-6{,}7\cdot10^{-6}$
• аксиальное расширение твэлов $\alpha_{акс}$	$-1{,}1\cdot10^{-6}$
• Доплера при номинальной Т топлива α_D	$-5{,}6\cdot10^{-6}$
• Доплеровская постоянная $(d\rho/dT)\cdot T$	$-5{,}2\cdot10^{-3}$

Таблица 4.8

Эффекты и коэффициенты реактивности реактора БРЕСТ-300 (продолжение)

Параметр	Значение
Эффекты реактивности Δρ, ΔК/К:	
• от выгорания топлива $\Delta\rho_{выг}$	$-0{,}5\cdot10^{-3}$
• от коррозии оболочек $\Delta\rho_{кор}$	$0{,}5\cdot10^{-3}$
• температурный $\Delta\rho_т$	$-0{,}2\cdot10^{-3}$
• мощностной $\Delta\rho_м$	$-1{,}5\cdot10^{-3}$
• нептуниевый ΔpNp	$-1{,}0\cdot10^{-3}$
• максимальный выбег реактивности $\Delta\rho_{выб}$	$0{,}3\cdot10^{-3}$
• оперативный запас реактивности $\Delta\rho_{дп}$	$0{,}4\cdot10^{-3}$
• суммарный запас реактивности $\Delta\rho_{\Sigma}$	$3{,}4\cdot10^{-3}$
Эффективная доля запаздывающих нейтронов $\beta_{эф}$	$3{,}6\cdot10^{-3}$
Эффект срабатывания УТР	$-1{,}0\cdot10^{-3}$
Время жизни мгновенных нейтронов, с	$5{,}3\cdot10^{-7}$

Воспроизводство в активной зоне позволяет полностью компенсировать снижение реактивности при выгорании топлива за счет ее роста вследствие наработки плутония. В балансе реактивности за микрокампанию помимо горения и наработки топливных изотопов учитывалось накопление продуктов деления, β-распад ^{241}Pu, запаздывание в распаде ^{239}Np, вынос продуктов коррозии из активной зоны. Детальный анализ зависимости реактивности от изменения со-

става активной зоны показывает, что в пределах микрокампании она имеет вид выпуклой параболы с максимальным выбегом $0{,}3 \cdot 10^{-3}$.

Ввиду высокой теплопроводности твэла и небольшого подогрева теплоносителя (120 К) при подъеме мощности от $N = 0$ до номинальной $N = N_{ном}$ средняя температура топлива увеличивается всего на 240 К. При этом мощностной эффект реактивности отрицателен $-1{,}5 \cdot 10^{-3}$ и практически полностью определяется эффектом Доплера.

С учетом изотермического температурного эффекта реактивности (разогрев активной зоны от температуры свинца при длительной остановке реактора –670 К до номинального ее значения на входе в активную зону –690 К, нептуниевого и мощностного эффектов), а также запаса реактивности на компенсацию выгорания и регулирование мощности суммарный эффект, равный максимальному запасу реактивности, составляет $3{,}4 \cdot 10^{-3}$. Такая реактивность могла быть реализована только в случае, когда в холодном состоянии реактора все органы СУЗ были бы одновременно введены в положение их максимальной реактивности. При работе реактора на номинальной мощности запас реактивности много меньше $\beta_{эф}$. Это означает, что никакая авария с несанкционированным вводом реактивности не приводит к разгону на мгновенных нейтронах.

Важнейшими характеристиками естественной безопасности БРЕСТ являются небольшие значения мощностного эффекта и полного запаса реактивности. Это позволяет вовлечь в регулирование реактором малые эффекты, связанные с изменением утечки нейтронов, расширением элементов активной зоны, изменением геометрии и т. д.

Для повышения устойчивости реактора к авариям с нарушением теплоотвода или вводом положительной реактивности предусмотрены дополнительные пассивные элементы, усиливающие обратную связь при выходе температуры свинца за пределы рабочего диапазона. Этими элементами являются стабилизаторы шага ТВС, исключающие их сближение при снижении температуры свинца на входе в активную зону ниже номинальной, а также установленные на головках ТВС термомеханические усилители (УТР), увеличивающие зазоры между ТВС при недопустимом росте температуры свинца на выходе из активной зоны. Предусмотрена также обратная связь по напору теплоносителя на входе в активную зону (зависимость уровней столбов свинца в каналах СУЗ от напора).

Под пустотным эффектом реактивности (ПЭР) здесь понимается изменение реактивности при любом изменении плотности свин-

цового теплоносителя (температурное расширение, кипение, слив свинца или его разбавление паровыми или газовыми пузырями). Поскольку при сохранении целостности активной зоны кипение свинца исключено ($T_{\text{кипРЬ}} > T_{\text{пл.обол.}}$), реализация заметного по величине ПЭР возможна лишь в случае аварии со сливом свинца из реактора, а также при попадании в активную зону паровых или газовых пузырей в авариях с разрывом трубок парогенератора или с массовой разгерметизацией твэлов.

Равномерный слив свинца из реактора ведет к монотонному снижению реактивности, достигающему при полном опустошении реактора – 18 %.

Исследования пространственной зависимости ПЭР показали, что только в центральных областях активной зоны содержание большого количества паровых или газовых пузырей (~50 % объемных) может привести к вводу положительной реактивности ~1,5$\beta_{эф}$. Однако наличие пузырей в периферийной части активной зоны и отражателях уменьшают этот эффект до отрицательного.

Оценки, выполненные при наиболее консервативных предположениях относительно рождения пузырей, их захвата свинцом, прохождения по контуру с учетом сжатия показали, что ни при какой возможной аварии значение ПЭР не превышает $\beta_{эф}$. Лишь в случае диверсии, когда газ вводится в теплоноситель под активной зоной, могут реализоваться значения ПЭР > $\beta_{эф}$. Но возможность такой диверсии требует тщательного анализа и, по-видимому, может быть конструктивно исключена.

Конструкция твэла сводит к минимуму возможность его разгерметизации. С учетом внешнего давления столба свинца, уравновешивающего внутреннее давление газов на оболочку, даже при максимальном выгорании топлива и температуре 1100 К результирующее напряжение в оболочке в 3–4 раза ниже допустимого. В аварии с разгерметизацией оболочек и выходом в активную зону газа из всех твэлов, у которых внутреннее давление превышает внешнее, ПЭР < 0,5$\beta_{эф}$. ($1{,}8 \cdot 10^{-3}$).

Относительно небольшие размеры активной зоны реактора БРЕСТ, наличие свинцового отражателя и малые эффекты реактивности позволяют разместить органы регулирования за пределами активной зоны (рис. 4.1) и осуществлять регулирование реактора путем воздействия на утечку нейтронов. Для реализации такого способа регулирования используются столбы свинца с изменяемыми пневматически уровнями, а также сборки поглощающих элемен-

тов из W_2B_5 с пневматическими или гидравлическими приводами. Для исключения ввода положительной реактивности столбами свинца в аварии с разгерметизацией пневмоприводов в каналах СУЗ предусмотрены поплавки, соединенные тягами с поглотителями. Подъем уровня свинца выше верхней рабочей отметки приводит к вводу поглотителя в активную зону и снижению реактивности. Такая схема размещения органов регулирования позволяет проводить перегрузку топлива под контролем систем защиты.

По принципу действия органы регулирования подразделяются на активные, срабатывающие по командам оператора или по сигналам датчиков контроля, и пассивные, срабатывающие при превышении допустимых параметров. Следует отметить, что и активные органы пассивно реагируют на изменение параметров реактора, поскольку каждый орган находится в столбе свинца, уровень которого отслеживает изменение расхода и температуры свинца.

Функционально органы регулирования выделены в группы:

- 8 активных стержней аварийной защиты АЗ (~0,5 %);
- 4 активных стержня регулирования мощности АР (~0,08 %);
- 12 компенсаторов реактивности КР – столбов свинца (~0,3 %);
- 16 пассивных стержней аварийной защиты ПАЗ (~1 %), которые срабатывают при снижении расхода теплоносителя ниже допустимого уровня.

Следует отметить, что каналы, в которых установлены активные органы АЗ и КР, конструктивно связаны с контуром свинцового теплоносителя. Поэтому изменение напора теплоносителя приводит к изменению уровней столбов свинца в КР и в АЗ, тем самым обеспечивается пассивная реактивностная обратная связь, ведущая к снижению мощности при снижении расхода. При отключении всех насосов и переходе на естественную циркуляцию снижение столбов свинца вводит отрицательную реактивность $\Delta\rho = 0{,}3$ % (0,18 % – столбы КР и 0,12 % – столбы АЗ).

После периода, связанного с выходом реактора на номинальную мощность и равновесное значение концентрации ^{239}Np, все стержни СУЗ находятся в выведенном верхнем положении. Исключение составляют стержни АР, которые при самоходе могут ввести максимальную реактивность ~ 0,07 % << $\beta_{эф}$.

В процессе пуска и вывода реактора на номинальную мощность, наряду с самоходом АР, можно предположить и крайне маловероятную аварию с вводом максимального запаса реактивности при включении принудительной циркуляции теплоносителя $\Delta\rho_{max} = 0{,}34$ % < $\beta_{эф}$.

Даже в этой аварии при наложении отказа всех систем АЗ исключен разгон на мгновенных нейтронах. Мощность реактора будет стабилизирована за счет разогрева топлива, изгиба ТВС и увеличением зазоров между ними усилителями термических расширений.

Эффективность всех активных стержней СУЗ равна 1,88 %, а без группы из восьми стержней АЗ, взведенных для безопасного ввода остальных органов, –1,38 %. Следовательно, как при перегрузке, так и при пуске реактора, после взвода группы стержней, АЗ обеспечивается необходимая подкритичность >1 %.

Топливный цикл с использованием оружейного урана и плутония

Учитывая важность проблемы перевода оружейного Pu в состояние, исключающее его использование для военных целей, а также принимая во внимание необходимость сохранения энергетического потенциала Pu для развития крупномасштабной ядерной энергетики была рассмотрена возможность его трансформации в отработавшее (энергетическое) топливо в реакторе БРЕСТ.

Начальный изотопный состав оружейного Pu в загружаемом нитридном (PuN + UN)-топливе был принят следующим: 96 % ^{239}Pu и 4 % ^{240}Pu, в составе отвального 0,4 % ^{235}U. Таким образом, замена энергетического Pu на оружейный приводит к замещению высших актиноидов на менее физически ценный ^{238}U, что ведет к изменению баланса нейтронов и уменьшению $K_{эф}$.

Адаптация БРЕСТ к новому составу Pu и работе в открытом топливном цикле при сохранении основных физических характеристик безопасности, исключающих разгон реактора на мгновенных нейтронах (КВА~1, $\Delta\rho_{выг} < \beta_{эф}$, $\Delta\rho_{tot} < \beta_{эф}$), связана с увеличением топливной загрузки, что при минимальном изменении конструкции ТВС достигается за счет только увеличения высоты активной части твэла до 140 см при соответствующем уменьшении высоты газовой полости. При этом КВА для стартовой загрузки составляет 1,05, в начале микрокампании после частичной перегрузки – 1,02, а в конце годовой микрокампании – 1,01. За микрокампанию изменение реактивности (ее выбег) составляет $3\cdot10^{-4}$ (~0,08 $\beta_{эф}$).

Топливная загрузка по тяжелому металлу равна ~20 т, обогащение загружаемого топлива по всему Pu – 10,5 %, а по ^{239}Pu – 10,1 %. Коэффициенты неравномерности полей энерговыделения стабильны: K_r = 1,22 во всех зонах профилирования, K_r = 1,10 в АЗ-1, K_r = 1,17 в АЗ-2, K_r = 1,16 в АЗ-3.

Кампания реактора – 5 лет. При каждой годовой перегрузке в реактор загружается 421 кг оружейного Pu, а выгружается 467 кг энергетического Pu, при этом избыточно наработанные 46 кг Pu идут на компенсацию снижения реактивности от накопления продуктов деления и замещения физически более ценного ^{239}Pu на менее ценные актиноиды.

Эффекты реактивности при переходе на оружейный Pu не претерпевают заметных изменений по сравнению с базовым вариантом реактора БРЕСТ-300. Мощностной эффект реактивности снижается до $-1{,}4\cdot10^{-3}$ (в базовом – $1{,}5\cdot10^{-3}$) за счет снижения средней температуры топлива на номинальной мощности (из-за увеличения $H_{аз}$).

Рассмотрение топливной загрузки реактора БРЕСТ с частичным замещением Pu на ^{235}U связано не только с проблемой утилизации оружейного урана, но и с проблемой топливных ресурсов (ограниченность запасов Pu при КВ-1) на первом этапе развития крупномасштабной ядерной энергетики.

Рассматривался вариант нитридной топливной загрузки реактора БРЕСТ-300 с замещением 20%-го энергетического Pu на ^{235}U, что эквивалентно использованию в топливном цикле обогащенного урана с массовым содержанием ^{235}U в уране – 3,7 % .

В отношении эффектов реактивности, важных с точки зрения ядерной безопасности, к рассматриваемому варианту топливной загрузки предъявлялись те же требования, что и к базовому.

Поскольку физический вес ^{235}U меньше, чем у Pu, простое замещение Pu на ^{235}U приводит к уменьшению $K_{эф}$ и КВА. Однако по той же причине выгорание ^{235}U в ходе кампании и накопление ^{239}Pu частично компенсирует уменьшение КВА и ведет к стабилизации $K_{эф}$. Компенсация снижения $K_{эф}$ обеспечивается увеличением $H_{аз}$ до 130 см. При этом топливная загрузка по тяжелому металлу увеличивается на – 18 %, загрузка по ^{239}Pu и ^{241}Pu снижается на – 11 %.

Увеличение доли ^{235}U в топливе приводит к увеличению изменения реактивности за микрокампанию ($5\cdot10^{-4}$), а также мощностного ($-1{,}8\cdot10^{-3}$) и суммарного ($4{,}0\cdot10^{-4}$) эффектов реактивности. Вместе с тем по этой же причине увеличивается и эффективная доля запаздывающих нейтронов ($\beta_{эф} = 4{,}4\cdot10^{-3}$), причем ее рост превосходит рост суммарного эффекта. Поэтому частичное замещение Pu на ^{235}U в итоге увеличивает безопасность реактора по отношению к авариям с несанкционированным вводом положительной реактивности.

Конструкция реакторной установки

Реактор имеет полуинтегральную конструкцию первого контура. Активная зона и все основное оборудование свинцового контура размещено в металлическом корпусе высотой 19 м. В нижней части диаметр корпуса – 5,5 м, толщина стенки – 70 мм, в верхней части диаметр – 11,5 м, а толщина – 30 мм. Сверху корпус имеет съемную плиту с двумя поворотными пробками и механизмами перегрузки. Корпус выполнен из аустенитной стали, его масса около 880 т, ресурс работы 60 лет. С учетом залитого в контур свинца (около 600 $м^3$) и массы внутриреакторного оборудования полная масса реактора равна приблизительно 8000 т.

Верхняя широкая часть корпуса реактора вместе с пристыкованными к ней корпусами парогенераторов (ПГ) и насосов и вместе с разделительной обечайкой диаметром 6,5 м образуют кольцевую камеру. В этой камере размешены 8 ПГ и 4 главных циркуляционных насоса.

Парогенератор имеет витую конструкцию, выполнен в виде пучка труб диаметром 16 мм, с толщиной стенки 3 мм. Паропроизводительность ПГ 186 т/ч, площадь поверхности теплообмена 470 $м^2$. Главный циркуляционный насос является осевым насосом погружного типа. Он создает напор свинцового теплоносителя 2,5 м при расходе 1 $м^3/с$. Потребляемая мощность 350 кВт, скорость вращения 500 об/мин. В нижней части обечайки, разделяющей потоки горячего и холодного теплоносителя, расположена перфорированная плита с опорными конструкциями, в которых крепятся хвостовики ТВС активной зоны, элементы конструкций органов регулирования и кожуха свинцового отражателя.

К верхней части обечайки крепится внутриреакторное хранилище отработавших ТВС. Хранилище включает в себя 40 пеналов, расположенных по кольцу диаметром 3,7 м, на расстоянии 5 м от активной зоны. Хранилище также является узловым приемным устройством перегрузки не только ТВС, но и элементов конструкций органов регулирования и кожухов отражателя.

На поворотных проб как установлены два механизма перегрузки, один из которых (на внутренней малой пробке) предназначен для внутри реакторной перегрузки, а другой (на внешней большой пробке) – для загрузки и выгрузки из реактора через внутриреакторное хранилище. При перегрузке не требуется отмывка выгружаемых ТВС.

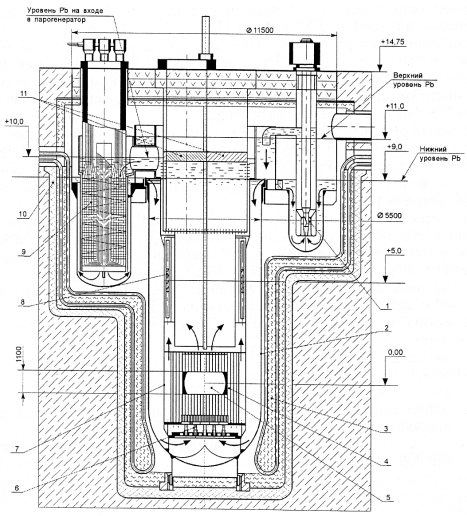


Рис. 4.4. Общий вид реактора БРЕСТ-300:
1 – насос; 2 – корпус; 3 – термозащита; 4 – СУЗ; 5 – активная зона; 6 – опорные стояки; 7 – разделительная обечайка; 8 – хранилище ТВС; 9 – парогенератор; 10 – бетонная шахта; 11 – поворотные пробки

Корпус реактора размещается в железобетонной шахте толщиной 3 м. Страховочный корпус не требуется. Внутренняя поверхность шахты облицована сталью и теплоизолирована от корпуса. Величина зазора между стенками корпуса и шахты выбрана такой, чтобы при разгерметизации корпуса и частичном вытекании свинца исключить потерю его циркуляции и контуре. В зазоре по всему периметру реактора проходят подъемные участки труб системы пассивного воздушного охлаждения. Опускные участки воздухопроводов размещены в стенке шахты.

В шахте корпус своей широкой частью устанавливается на катковые опоры и его положение фиксируется шпонками, принимающими на себя усилия от сейсмических нагрузок. В нижней части корпус центрируется хвостовиком относительно оси шахты.

В реакторе используется нетрадиционная схема циркуляции теплоносителя. Насосами свинец поднимается на высоту 2 м относительно уровня в камере всоса и подается на свободный уровень кольцевой напорной камеры. Далее свинец опускается до опорной плиты, проходит снизу вверх через активную зону, нагреваясь до температуры 810 К, и подается в общую сливную камеру горячего

теплоносителя. Затем свинец поднимается вверх и через патрубки раздаточного коллектора входит в ПГ. Опускаясь по межтрубному пространству, горячий свинец отдает свое тепло теплоносителю второго (пароводяного) контура, проходящему по трубам ПГ. Охлажденный до 690 К свинец поднимается вверх по кольцевому зазору и выливается в камеру всаса насосов, откуда снова подается в напорную камеру.

Конструктивно циркуляция свинца организована таким образом, что его расход через активную зону определяется не напором насосов, а создаваемой насосами разностью уровней столбов горячего и холодного теплоносителя. При этом исключается неравномерность расхода свинца через ПГ и активную зону в случае остановки одного или нескольких насосов и обеспечивается инерция принудительной циркуляции теплоносителя при отключении всех насосов (~20 с).

При остановленных насосах естественная циркуляция свинца осуществляется через обратные клапаны пассивного действия, соединяющие камеру всоса насосов с напорной камерой. Для улучшения естественной циркуляции свинца ПГ расположены на 6 м выше активной зоны. Хотя система охлаждения исключает аварийное замерзание свинца в ПГ, на этот случай предусмотрена небольшая его циркуляция (~1,5 % от $G_{ном}$) по безопасной линии помимо ПГ.

В предложенной схеме циркуляции свинец при своем движении дважды выходит на свободный уровень, что существенно улучшает сепарацию паровых пузырей, попадающих в контур при аварии с разгерметизацией труб ПГ, и исключает опасный заброс пара в активную зону. В случае такой аварии переопрессовка корпуса исключается за счет того, что отсепарированный пар поступает в большой газовый объем (~300 $м^3$) и через сбросные трубы с разрывными мембранами отводится в бассейн-барботер.

Высокая температура свинца на входе в активную зону естественным образом приводит к использованию паросилового цикла со сверхкритическим давлением. В схеме с закритическими параметрами теплоносителя второго контура создаются более благоприятные условия работы труб ПГ за счет снижения температурного перепада между свинцом и рабочим телом и проще решается проблема, связанная с возможным замораживанием свинца при снижении мощности, аварийной остановке реактора и других аварийных и переходных режимах.

Предполагается использовать стандартное оборудование паротурбинных блоков сверхкритического давления. Рассматривается применение питательных насосов с паротурбинным приводом, а также струйных насосов–смесителей для подогрева питательной воды острым паром.

Отвод остаточного тепла в штатном и аварийном режимах работы реактора осуществляется двумя пассивными системами расхолаживания:

- первая – через ПГ теплоносителем второго контура в воздушные теплообменники и далее через вентиляционную трубу в атмосферу, максимальная отводимая мощность 14 МВт;
- вторая – излучением нагретых поверхностей корпусов реактора и ПГ к трубам воздушных теплообменников и далее через вентиляционную трубу в атмосферу, максимальная отводимая мощность при температуре стенки корпуса 720 К равна 3,5 МВт.

Благодаря трубной конструкции система воздушного охлаждения сохраняет работоспособность при разгерметизации корпуса и заполнении зазора свинцом. Радиоактивность выбрасываемого в атмосферу воздуха (из-за присутствия в нем ^{41}Ar) пренебрежимо мала (менее 0,1 Ки/сут).

Хотя свинец химически токсичен, при использовании его в качестве теплоносителя реактора основная опасность связана с радиоактивностью, причем не столько самого свинца, сколько примесей. Собственная радиоактивность свинца в реакторе БРЕСТ, оказывающая влияние на дозовые нагрузки при перегрузках топлива и выполнении ремонтных работ, определяется ^{203}Pb с периодом полураспада 52,1 ч и составляет 0,01 Ки/л (0,004 Ки/л через 3 сут после остановки), долговременная активность связана с ^{205}Pb, накапливаемым за 60 лет работы в количестве $\sim 5 \cdot 10^6$ Ки/л и распадающимся с периодом $1{,}4 \cdot 10^7$ лет.

При использовании марки свинца С00 его активность за счет примесей определяется в основном изотопами сурьмы. Для снижения мощности дозы γ-излучения до уровня ~5 мкР/с (около первого контура через 3 сут после остановки реактора) необходима очистка свинца, снижающая содержание сурьмы на два порядка.

Что касается активности продуктов деления и коррозии, то она, по видимому, схожа с аналогичной проблемой в натриевых реакторах. Потребуются дополнительные экспериментальные исследования по выходу этих продуктов, образованию соединений со свинцом и примесями, их переносу, летучести и др.

Образование трития происходит за счет тройного деления, реакции на ^{14}N и на ядрах бора в стержнях регулирования и составляет 17 Ки/сут. В настоящее время остаются не изученными процессы взаимодействия трития со свинцом и его примесями. Поэтому проведена максимальная оценка выхода трития из свинца о предположении, что взаимодействие отсутствует.

Оценена активность второго контура по тритию из-за его выхода из свинца и проникновения через стенки трубок ПГ. Показано, что при скорости выхода трития из свинца 10^{-5} 1/с и 1000-кратном снижении проницаемости трубок по тритию имеющейся на их поверхности оксидной пленкой, активность второго контура по тритию может быть снижена до рекомендуемых санитарных норм, а выброс трития уменьшен до $\sim 4 \cdot 10^{-3}$ Ки/сут (в форме НТО).

^{210}Po в свинцовом теплоносителе образуется в реакции на ^{209}Bi, присутствующем как в виде примеси, так и получаемом в реакции на ^{208}Pb. В отсутствие очистки от висмута и полония равновесная активность ^{210}Po достигает $5 \cdot 10^{-3}$ Ки/л.

В освоенных в эксплуатации судовых реакторах с Pb–Bi охлаждением накопление ^{210}Po в теплоносителе оказывается на 4 порядка больше, чем в свинцовом теплоносителе, так что эксплуатация рассматриваемого реактора не встретит больших трудностей с этой стороны. В экстремальных авариях с разрушением крышки реактора, разгерметизацией газового объема и контейнмента, с повышением температуры свинца вклад ^{210}Po может составить значительную часть в радиоактивный выброс.

Эксперименты и оценки показывают, что ^{210}Po образует интерметаллиды со свинцом и его выход в аварийных ситуациях сильно зависит от температуры свинца, состояния поверхности свинца, слоя окислов на ней, состава и конвекции газа над поверхностью свинца. Влияние этих факторов изучено недостаточно, Если исходить из консервативной оценки, то придется предусмотреть очистку теплоносителя и газового контура. В случае постоянной очистки от полония и висмута при скорости очистки 300 $м^3$/сут и коэффициенте очистки 0,9 концентрация полония в свинце может быть снижена в 1000 раз, что решает проблему радиационной опасности полония даже в случае предельной аварии. Разработка технологии очистки требует проведения комплекса исследований.

Несовершенство современных вероятностных подходов обоснования безопасности является следствием несовершенства современных реакторных концепций, допускающих запасы и эффекты реактивности, значительно превышающие $\beta_{эф}$, применение теплоносителей с низкой температурой кипения и высоким давлением, горючих веществ и т. д. Им поэтому присущи потенциальные опасности аварий разгона на мгновенных нейтронах, потери теплоносителя, пожаров и взрывов с большими выбросами радиоактивности, предотвращение которых требует наращивания инженерных систем и барьеров, обладающих ограниченной надежностью и ведущих к удорожанию АЭС. Ограничение по максимальному запасу и значениям положительных эффектов реактивности $< \beta_{эф}$ является весьма важным, поскольку нельзя исключать аварий, вызванных внешними диверсионными воздействиями, приводящими, например, к разрушению всех приводов СУЗ с дальнейшим быстрым выбросом из активной зоны поглощающих стержней, что возможно в любом из реакторов PWR, BWR, LMFBR. При такой аварии скорость ввода положительной реактивности может оказаться существенно выше скорости реализации отрицательных обратных связей (например, вскипание теплоносителя с учетом постоянной времени твэлов), что приведет к разгону реактора на мгновенных нейтронах с аккумуляцией всей выделившейся энергии в топливе, последующим его расплавленном и частичным испарением, с преобразованием ядерной энергии в механическую со всей совокупностью возможных последствий.

Выход из положения состоит в переходе к новой ядерной технологии естественной безопасности, в которой главными «барьерами» выступают вполне надежные природные качества и закономерности. В этом случае можно рассчитывать и на преодоление свойственного традиционным технологиям противоречия между экономикой и безопасностью.

Надежность природных «барьеров» делает возможным детерминистическое исключение опасных аварий, а поэтому и надежное прогнозирование безопасности. Центр тяжести работы по обоснованию безопасности переносится на детерминистический анализ лю-

бых возможных исходных событий, рассматриваемых как проектные. Категория запроектных аварий при этом исключается. Детерминистический подход состоит в поиске, прежде всего, естественных средств преодоления опасностей (фундаментальные природные закономерности, свойства материалов), в выборе технических решений, обеспечивающих большие запасы до критических температур, нагрузок и др. Важную роль при оценке и сравнении технических решений играют качественные критерии, простота, пассивность и непосредственность действия средств безопасности. С этой точки зрения обратные связи, реагирующие непосредственно на изменение температуры топлива, теплоносителя и других основных элементов конструкции (эффект Доплера, температурные расширения) или расхода теплоносителя, оцениваются выше тех, которые требуют специальных устройств.

Пассивные средства защиты и охлаждения реактора, играющие важную роль в обеспечении естественной безопасности, различаются между собой и должны ранжироваться по степени надежности. Опасные последствия аварии можно считать исключенными, если она не достигает опасных пределов при отказе активных систем защиты и пассивных средств непрямого действия, обладающих ограниченной надежностью. Тем самым на активные средства защиты возлагается задача сохранения реактора в работоспособном состоянии, имеющая скорее экономическое значение, и здесь в полной мере применимы вероятностные методы оценки надежности, так как речь идет о событиях с вероятностью выше 10^{-3}–10^{-4}.

Анализ безопасности свинцовоохлаждаемого реактора явился первой попыткой осуществления такого подхода. Анализ проводился по ходу разработки конструкции, и не но всех случаях был выдержан принцип рассмотрения аварий без учета пассивных средств непрямого действия. Если их влияние оказывалось существенным с точки зрения безопасности, это служило поводом для поиска более надежных средств,

Принималось несколько температурных пределов, характеризующих возможность и масштаб повреждения топлива:

- температуры оболочек твэлов в пределах $T_{об.} < 1200$ К (кратковременно) и топливных таблеток $T_т < 1600$ К (сохранение работоспособности активной зоны, учитывая низкий уровень напряжений в оболочках);

• температура оболочек твэлов и свинца на выходе из активной зоны в пределах 1200–1500 К – разгерметизация твэлов, выход в контур газообразных и летучих продуктов деления, разрушение отдельных элементов конструкции реактора (авария «экономического класса» с потерей активной зоны или реактора в целом);

• $T_{об.} > 1500$ К – разрушение активной зоны, плавление оболочек ($T_{пл}$ ~1800 К), кипение свинца ($T_{кип} = 3600$ К), разложение ($T_т > 1900$К) и плавление ($T_{пл}$ ~3400 К) мононитридного топлива, разрушение многих конструкций реактора с возможностью разуплотнения 1-го контура, выхода из него радиоактивности, коллапса топлива с образованием вторичных критических масс. Такая классификация аварий несколько условна и требует более тщательного анализа. Но лишь в некоторых из рассмотренных ниже аварий температуры выходили за пределы первого уровня, а опасные последствия получались лишь при рассмотрении гипотетических природных (астероид) или трудно реализуемых террористических воздействий, либо ядерных, или других экстремальных воздействий с полным разрушением сооружений АЭС. Исключение последних политическими мерами является условием крупномасштабного развития ядерной энергетики.

Разумеется, безопасное протекание «обычных» аварий, относящихся сейчас к категории проектных, обеспечивается и в любом другом проекте АЭС, удовлетворяющем современным требованиям. Качественно более высокий уровень безопасности проявляется в наиболее тяжелых авариях, относящихся сейчас к разряду запроектных или вовсе не рассматриваемых в современных проектах, и связанных, как правило, с внешними диверсионными воздействиями.

На концептуальной стадии программа естественной безопасности была выполнена лишь в том объеме, который позволил показать, что реактор обладает многими возможностями для предотвращения опасного развития крайне тяжелых по радиационным последствиям аварий.

Табл. 4.9 дает представление о наиболее опасных авариях, а также о факторах и мерах, способствующих их исключению в быстром реакторе со свинцовым охлаждением.

Таблица 4.9

Тяжелые аварии, исключенные в реакторе БРЕСТ свойствами внутренней безопасности

№	Класс аварий	Меры, исключающие аварии
1	Разгон на мгновенных нейтронах:	Высокая температура кипения Pb – низкая степень преобразования энергии вспышки в механическую
	• аварии или ошибки в управлении	Быстрый реактор, исключение отравления, КВА = 1, $\rho_{выг} << \beta_{эф}$. Нитридное топливо с высокой теплопроводностью – небольшие по величине мощностной и температурный эффекты реактивности, полный запас реактивности $\Delta\rho_{tot} < \beta_{эф}$
	• пустотный эффект и другие аварийные изменения состава и геометрии АЗ, ведущие к росту реактивности	Интегральный пустотный эффект отрицателен. Высокие температура кипения и плотность свинца (давление столба Pb) исключают кипение, попадание в активную зону опасных объемов пара (при разрыве труб ПГ) и газа (при разгерметизации твэлов). Жесткое дистанционирование топлива
	• разрушение АЗ с образованием вторичной критмассы	Исключение быстрого разгона, потери и кипения свинца, большие запасы до плавления оболочек и таблеток. Близость плотностей топлива и свинца и конвективные течения, препятствующие компактированию таблеток
2	Потеря теплоносителя: • разгерметизация или разрушение 1-го контура, выкипание или выгорание теплоносителя	Высокая температура кипения и низкое давление теплоносителя, герметичная шахта, ограничивающая падение уровня свинца, химическая инертность Pb, его замерзание с герметизацией трещин
3	Потеря охлаждения АЗ: • блокировка расхода через ТВС; • кипение теплоносителя; • остановка насосов; • разрыв коллектора; • опрокидывание циркуляции; • перекрытие тракта циркуляции теплоносителя; • и др.	Бесчехловые ТВС, радиальные перетечки свинца; $T_{кип}$ = 2600 К; высокий уровень естественной циркуляции, большая тепловая и гидродинамическая инерция свинцового контура; отрицательные обратные связи. Схема 2-го контура, исключающая заброс: холодной воды в ПГ, паровой привод питательного насоса, 4 петли охлаждения и общей раздачей свинца, незамерзающие байпасные тракты, большая разница плотностей свинца и его окислов при малых скоростях свинца
4	Потеря охлаждения со стороны 2-го контура или со стороны средств отвода остаточного тепла	Обратные связи; неограниченный по времени пассивный отвод тепла воздухом через шахту реактора
5	Другие аварии с достижением температур, нагрузок и давлений, критических для топлива, теплоносителя и других компонентов: • неисправность оборудования; • ошибки управления	Большие запасы до критических температур и напряжений в оболочках твэлов; при аварии в ПГ – сброс пара через разрывные мембраны в барботеры Небольшие реактивности, плавное протекание переходных процессов, большие запасы, простота управления, автоматизация

Окончание табл. 4.9

№	Класс аварий	Меры, исключающие аварии
6	Пожары и взрывы: • аварийный контакт горючих теплоносителя, замедлителя с воздухом, водой или паром	Химическая инертность свинца
	• образование опасной концентрации водорода	Вода 2-го контура не подвержена радиолизу; образование водорода при авариях в ПГ невелико; авария в ПГ – см. п. 5
	• паровой взрыв	Высокая $T_{кип}$ свинца
7	Аварии при транспортировке топлива и РАО	Переработка и фабрикация топлива, а также контролируемое хранение продуктов деления на площадке АЭС
8	Распространение РАО из мест захоронения:	Возврат в реактор и сжигание актиноидов
	• разрушение инженерных сооружений могильников	Распад остальных РАО в обслуживаемых хранилищах
	• миграция РАО	Радиационно-эквивалентное захоронение РАО без нарушения природного радиационного равновесия. Устойчивые физико-химические формы РАО
9	Внешние воздействия: • природные (сейсмика и др.); • терроризм, ракетное нападение (неядерное)	Подземное размещение реактора и производств топливного цикла, противосейсмические инженерные меры
10	Распространение ядерного оружия	Замыкание топливного цикла при АЭС. Исключение производства Pu оружейного класса и выделения Pu при переработке, высокая радиоактивность топлива. Меры по гарантиям

Указанные меры принципиально просты, многие из них известны и используются в современной ядерной технике. Кроме того, проблема разработки новой ядерной технологии состоит в исключении не тех или иных опасностей, а их совокупности.

Средства достижения безопасности

С целью повышения устойчивости к тяжелым авариям при конструировании реактора БРЕСТ-300 приняты следующие технические решения:

• использованы твэлы с высокотемпературным плотным смешанным уран-плутониевым нитридным топливом со свинцовым подслоем и высокой теплопроводностью, что обеспечивает низкую температуру топлива, низкий выход газовых осколков, постоянную твэла ~1 с и быстрый отвод тепла от топлива, снижение напряжения в оболочках твэла, требуемый бридинг;

• осуществлен переход на нетрадиционную для быстрых реакторов «широкую» квадратную решетку твэлов и бесчехловые ТВС,

позволяющие исключить потерю теплоотвода из-за локального перекрытия проходного сечения по теплоносителю в ТВС и обеспечить необходимый для безопасности уровень естественной циркуляции теплоносителя;

• применен тяжелометаллический свинцовый теплоноситель, не вступающий в экзотермическое взаимодействие с водой, воздухом и конструкционными материалами, радиационно-стойкий и слабоактивируемый, позволяющий осуществить теплоотвод при низком давлении и высоком запасе до кипения;

• выбрана компоновка реактора, обеспечивающая минимальное изменение реактивности в интервале между перегрузками ($\Delta\rho_{выг} << \beta_{эф}$);

• отрицательный пустотный эффект реактивности и меньший $\beta_{эф}$ плотностной эффект реактивности, низкие максимальные запасы реактивности в номинальном и холодном состояниях реактора;

• применено трехзонное радиальное профилирование мощности и расхода теплоносителя в активной зоне путем использования твэлов с одинаковым обогащением топлива, но с разным диаметром, что обеспечивает выравнивание подогревов свинца и температур оболочек твэлов во всех ТВС, а также стабилизацию выровненных распределений;

• оптимальный подогрев и большие температурные запасы до кипения теплоносителя, фазовых переходов и плавления топлива и конструкционных материалов;

• использованы пассивные системы аварийного расхолаживания и отвода остаточного тепла без ограничения времени теплоотвода;

• в конструкцию ТВС включены дополнительные пассивные элементы, создающие нелинейную обратную связь при выходе температуры свинца за пределы рабочего диапазона – это стабилизаторы шага ТВС, исключающие их сближение при снижении температуры свинца на входе в активную зону ниже номинальной, а также установленные на головках ТВС усилители термических расширений (УТР), увеличивающие зазоры между ТВС при недопустимом росте температуры свинца на выходе из активной зоны;

• применена так называемая полуинтегральная компоновка первого контура: парогенераторы и насосы заключены в отдельные корпуса и вынесены в кольцевую камеру за пределы цилиндрической части корпуса реактора, где размещена активная зона с опорными конструкциями и обечайкой, разделяющей потоки холодного и горячего свинца; кольцевая камера и корпус объединены несущим верхним перекрытием реактора;

• конструктивно обеспечен запас по уровню теплоносителя в опускном участке, позволяющий увеличить минимальное время аварийной потери принудительного расхода до – 20 с;

• организован аварийный контур естественной циркуляции свинца через обратные клапаны, срабатывающие при выравнивании уровней свинца в опускном и подъемном участках (при отключении всех циркуляционных насосов);

• в схеме второго контура использованы паровые турбоприводы в питательных насосах, а также включены струйные насосы для подогрева питательной воды, что исключает замораживание парогенераторов;

• использована пассивная связь напора теплоносителя с уровнем столбов свинца в каналах органов регулирования, приводящая к снижению реактивности при снижении расхода;

• использованы пассивные регулирующие стержни прямого действия по изменению расхода теплоносителя (гидродинамическая А.З. – пассивная А.З.);

• гидравлическое сопротивление первого контура выбрано из условия обеспечения, необходимого для безопасности уровня естественной циркуляции теплоносителя;

• высокая теплоаккумулирующая способность свинцового контура. Наряду с физическими и химическими свойствами свинца, перечисленные выше средства достижения безопасности в большинстве из рассмотренных аварийных ситуаций позволяют говорить о «естественной» безопасности реактора БРЕСТ-300, однако поиск слабых с точки зрения безопасности мест и ситуаций продолжается и не исключено дополнение этого списка.

Меры обеспечения устойчивости реактора к тяжелым авариям, как правило, повышают его надежность и эксплуатационные качества.

Список литературы к разделам 1–4

1. Белая книга ядерной энергетики // под редакцией Е.О. Адамова. – М.: ГУПНИКИЭТ, 1992.
2. Бюллетень ЦОИ по атомной энергии. – 2000. – № 6.
3. Boutelle F., Seidelberger H. The European pressurized water reactor a status report // Nucl. Eng. Inst. – 1997. – V. 42. – № 519.
4. Newman R.E., Evolution Druck and Siedewasserreaktoren // Atomwirtshaft Atomtechnik. – 1994. – V. 39. – № 1.
5. Takakuma K. Advanced PWR in Japan // ICONE'S. – 1995.
6. Bruchi H.J. Commercializing the next generation: The AP-600 advanced simplified nuclear power plant // Trans.ANS. – 1994. – V. 70. – № 1.
7. Курочкин В.И. и др. АЭС нового поколения (АЭС-92) // Энергетическое строительство. – 1993. – № 11.
8. Воронин Л.М., Беркович В.М. Решение экологических вопросов при разработке новых проектов атомных электростанций с ВВЭР повышенной безопасности. Теплоэнергетика. – 1991. – № 2.
9. Стекольников В.В. и др. Перспективные реакторные установки атомных станций // Энергетик. – 1993. – № 2.
10. Митенков Ф.М. и др. Реакторная установка ВПБЭР-600 для АЭС нового поколения // Энергетическое строительство. – 1993. – № 12.
11. Адамов Е.О. Канальное направление реакторостроения: состояние и перспективы // Атомная энергия. – 1997. – Т. 76. – № 4.
12. Матвеев В.И. и др. Современная концепция развития реакторов на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем // Теплоэнергетика. – 1994. – № 5.
13. Кесслер Г. Ядерная энергетика. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
14. Справочник по ядерной энерготехнологии. – М: Энергоатомиздат, 1989.
15. Самойлов О.Б. и др. Безопасность ядерных энергетических установок. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
16. Бюллетень ЦОИ по атомной энергии. – 2001. – № 5, 6, 7, 9.
17. Атомная энергия. – 1999. – Т. 89. – Вып. 1.
18. Тяжелые жидкометаллические теплоносители в ядерных технологиях. Сб. докладов конференции в 2 томах. – Обнинск, 1999.
19. Атомная энергия. – 1992. – Т. 73. – Вып. 6; 2000. – Т. 88. – Вып. 3.
20. Ядерное общество. – 2000. – № 3.
21. Материалы научно-практической конференции «Перспективы и проблемы развития атомной энергетики России и ряда государств бывшего СССР на пороге XXI века». – СПб.: Изд-во СПбГТУ, 1999.
22. Реакторная установка ГТ-МГР. Основные решения концептуального проекта. – Нижний Новгород, 1994.

23. Основные положения концептуального проекта и компоненты установки ГТ-МГР. «Дженерал Атомикс» – А 21351, июнь, 1993.
24. Сборник информационных бюллетеней. – Вып. 2. – Нижний Новгород, 1992.
25. Бюллетень по атомной энергии № 2. – 2008.
26. Пономарев-Степной Н.Н., Проценко А.Н., Гребенник В.Н. Состояние работ по ВТГР в мире // Вопросы атомной науки и техники (Атомно-водородная энергетика и технология). – 1984. – Вып. 2 (18). – С. 3–11.
27. Гребенник В.Н. Состояние работ по высокотемпературным газоохлаждаемым реакторам в СССР // Атомно-водородная энергетика и технология. – Вып. 5. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – С. 106–118.
28. Карпов В.А. Физика активной зоны и топливные циклы высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов // Атомная техника за рубежом. – 1977. – № 7. – С. 3–10.
29. Глебов В.П., Богоявленский Р.Г., Виноградов В.П. и др. Высокотемпературный газоохлаждаемый реактор ВГР-50 энергохимической установки // Вопросы атомной науки и техники (Атомно-водородная энергетика и технология). – 1982. – Вып. 2(12). – С. 3–7.
30. Евсеев В.И., Карпов В.А., Соболев А.М. и др. Обоснование выбора физических характеристик реактора ВГ-400 // Вопросы атомной науки и техники (Атомно-водородная энергетика и технология). – 1982. – Вып. 1(11). – С. 38–40.
31. Массимо Л. Физика высокотемпературных реакторов. – М.: Атомиздат, 1979. – 263 с.
32. Карпов В.А. Топливные циклы и физические особенности высокотемпературных реакторов // Физика ядерных реакторов. – Вып. 27. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 128 с.

´,

5. АТОМНЫЕ СТАНЦИИ МАЛОЙ МОЩНОСТИ (АСММ)

Перспективы развития атомной энергетики связываются с применением ядерных энергоисточников для энергоснабжения потребителей, расположенных в труднодоступных, изолированных и других специфических топливодефицитных районах мира. Важность и актуальность этого направления определяется многочисленностью таких потребителей, целесообразностью вытеснения дорогого органического топлива. Из-за низкой калорийности, трудности заготовки и длительности срока восстановления лесных ресурсов в условиях Крайнего Севера использование дров в качестве топлива должно рассматриваться в самую последнюю очередь.

Транспортная схема доставки органического топлива от топливных баз в основном трех-, четырехзвенная, протяженность ее в среднем 2500–3000 км.

Как показала практика, при транспортировке угля на дальние расстояния потери его как топлива, в результате измельчения достигают 30–50 %.

Короткие сроки навигационного периода приводят к необходимости накапливать и длительно хранить текущие и резервные запасы топлива, а также привлечения значительного количества морского, речного, автомобильного транспорта и людских ресурсов.

За рубежом (в США) созданы и находятся в опытно-промышленной эксплуатации АСММ с комбинированным производством электроэнергии и промышленно-отопительного тепла. На Аляске – АЭС Fort-Crecly электрической мощностью 1,7 МВт и мощностью по отпуску тепла 10 МВт, в штате Вайоминг – АЭС Sundancy с реактором PWR электрической мощностью 1 МВт и мощностью по отпуску тепла 2 МВт. АЭС Humboldt имеет кипящий реактор BWR с электрической мощностью 65 МВт и мощностью по отпуску тепла 200 МВт.

В настоящее время в России выполнено более 40 проектных разработок АСММ, различных по назначению (АЭС, АТЭЦ, АСТ), конструктивно-компоновочному исполнению (стационарные, блочно-транспортабельные, плавучие), тепловой мощности (от 3 до 200 МВт), виду замедлителя, теплоносителя и т. д.

Экономическая эффективность применения АСММ обусловлена прежде всего замещением дорогого дальнепривозного органического топлива.

Так, работа одной АТЭЦ электрической мощностью 75 МВт в одном из отдаленных районов Якутии высвободит ежегодно около 350 тыс. тонн условного топлива. Для доставки такого количества топлива потребуется 38 танкеров грузоподъемностью по 2150 тонн. Общая численность обслуживающего персонала танкеров составит порядка 1000 человек.

Минатом РФ начинает финансирование работ по строительству плавающей АТЭЦ мощностью 70 МВт в городе Вилюйске на Камчатке. Строительство АТЭЦ будет проходить в г. Северодвинске, а затем будет переправлена на Камчатку. Предполагается, что такая АТЭЦ будет построена уже через 3–4 года, а ее строительство обойдется менее чем в 200 млн руб. (в 5–6 раз дешевле строительства АЭС).

В будущем планируется построить АТЭЦ еще в двух российских городах – Северодвинске (Архангельская обл.) и Певеке (Чукотка).

5.1. Атомные станции децентрализованного энергоснабжения

5.1.1. Атомная станция теплоснабжения малой мощности бассейнового типа РУТА

Этот многочисленный тип установок имеет следующие важные особенности:

1. Небольшую мощность (1–60 МВт).
2. Высокую надежность и гарантированную безопасность.
3. Мобильность.
4. Экологичность.
5. Невысокую стоимость.
6. Востребованность в условиях России.

Рассмотрим, как реализуются указанные признаки на примерах действующих и разрабатываемых установок.

Бассейновый тип ядерного реактора был создан в учебных и экспериментальных целях. Именно поэтому его неотъемлемыми качествами являются:

1. Легкость в управлении.
2. Высокая надежность и безопасность.
3. Простота эксплуатации.

4. Минимальные затраты на обслуживание.

5. Экологическая чистота, возможность размещения в населенных пунктах.

Для таких реакторов невозможна авария с разрывом корпуса или потерей теплоносителя. Вода бассейна является аккумулятором тепла большой емкости. Единственным ограничением бассейнового реактора при использовании его как энергоисточника является сравнительно невысокая температура нагрева воды (80–90 °С). Однако для местного теплоснабжения такая температура может быть достаточной. С этой целью была создана реакторная установка для теплоснабжения атмосферного давления с бассейновым реактором (РУТА). В табл. 5.1 приведены основные характеристики такой установки.

Таблица 5.1

Давление, МПа			Температура, °С			Интервал перегрузок	Срок службы
конт. I	конт. II	конт. III	конт. I	конт. II	конт. III		
0,1	0,4	0,6	60–95	55–80	50–80	8 лет	до 40 лет

Все оборудование первого контура РУ интегрально скомпоновано в цилиндрическом баке-корпусе реактора (рис. 5.1). Внутренние корпусные устройства организуют в баке контур естественной циркуляции теплоносителя, обеспечивающий перенос тепла от активной зоны к первичным теплообменникам. Далее через промежуточный контур и сетевые теплообменники тепло передается сетевому контуру. Предусматривается система поддержания требуемого состава газовой смеси над поверхностью воды в баке реактора, чтобы содержание водорода не превышало допустимого значения, системы очистки теплоносителя первого и второго контуров, другие системы, необходимые для работы установки.

Первостепенное значение при разработке АСТ РУТА придается обеспечению высокого уровня безопасности за счет внутренних свойств реактора. К ним относятся:

1. Естественная циркуляция теплоносителя.
2. Большая аккумулирующая способность воды в баке.
3. Отсутствие вскипания воды.
4. Отсутствие в корпусе избыточного давления.
5. Интегральная компоновка оборудования первого контура в едином баке реактора с превышением давления во втором контуре над давлением первого контура.

Одним из основных преимуществ обеспечения безопасности АСТ РУТА является принцип многобарьерности. К барьерам безопасности относятся:

1. Керамическая топливная композиция, температура которой не выше 650 °С.
2. Трехслойные оболочки твэлов.
3. Бетонная шахта реактора с герметичной облицовкой и гидроизоляцией.
4. Поверхность теплообмена в первичных теплообменниках.

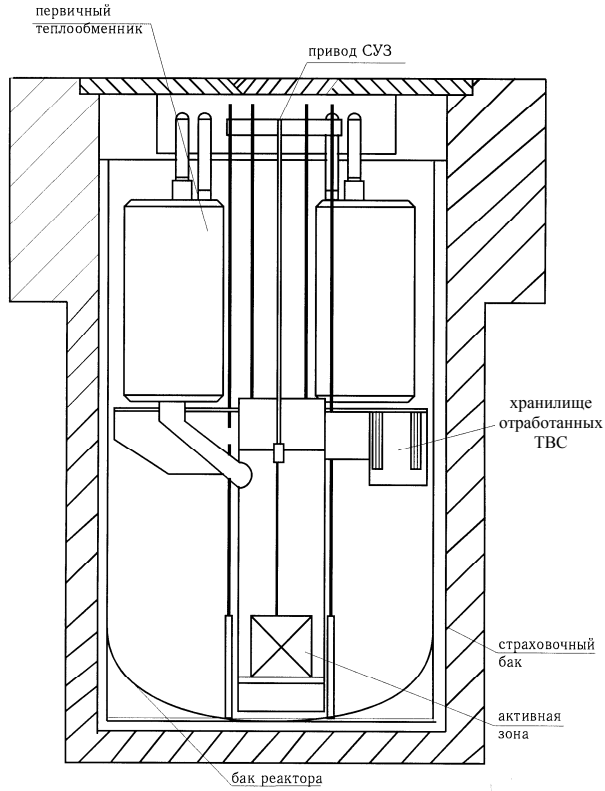


Рис. 5.1. Реактор РУТА

Вероятность аварии с нарушением режима охлаждения активной зоны равна $2 \cdot 10^{-7}$ на 1/реакторо-год с плавлением топлива – $2 \cdot 10^{-12}$ на 1/реакторо-год.

АСТ РУТА обладает сейсмостойкостью до X баллов (по шкале MSK-64). Благодаря автоматизации оперативный персонал установки не более 15–20 человек. Диапазон изменения мощности от 4 МВт до 20 МВт. Конкурентоспособность АСТ РУТА, по сравнению с источником тепла на органическом топливе, обеспечивается даже в том случае, если капзатраты на нее превышают капзатраты на котельную в 8–10 раз.

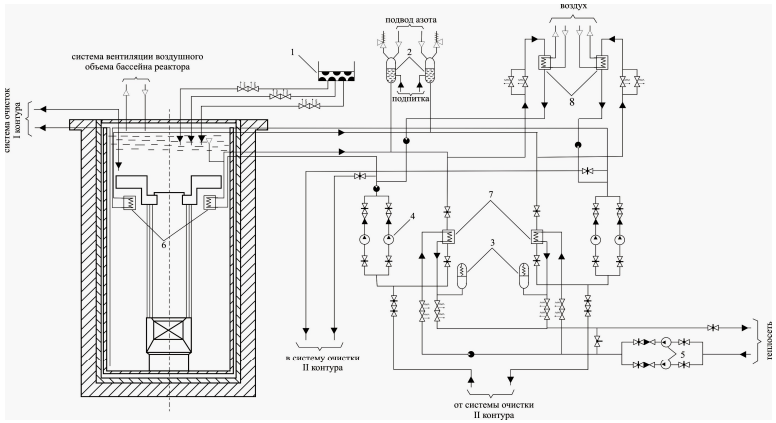


Рис. 5.2. Принципиальная гидравлическая схема реакторной установки РУТА: 1 – блок подпитки; 2 – компенсатор объема II контура; 3 – компенсатор сильфонный; 4 – насос циркуляционный; 5 – насос сетевой; 6 – теплообменник I–II контуров; 7 – теплообменник сетевой; 8 – теплообменник системы аварийного расхолаживания

5.1.2. Опытная ядерная термоэлектрическая установка «Гамма»

В начале 70-х годов прошлого века на основе проведенных оценочных расчетных и технологических проработок в ИАЭ им. И.В. Курчатова развилась идеология создания малых атомных станций с прямым преобразованием тепловой энергии реактора для снабжения электричеством и теплом объектов, расположенных в отдаленных и труднодоступных районах страны.

Однако вскоре разработчикам стало ясно, что принятие новых технических решений в обоснование реализации этой идеологии требует комплексной отработки на экспериментальном стенде. Для этой цели в ИАЭ им. И.В. Курчатова в 1981 г. была сооружена и введена в действие опытно-демонстрационная ядерная термоэлектрическая установка «Гамма».

Композиция установки «Гамма» базируется на трех основных принципах, определяющих облик разрабатываемых в СССР необ-

служиваемых саморегулируемых атомных термоэлектрических станций (НС АТЭС):

- использование в качестве источника тепла водяного реактора с саморегулированием мощности;
- применение для отвода тепла безнасосной системы охлаждения (естественная циркуляция теплоносителя в I и II контурах);
- преобразование тепла в электричество термоэлектрическим методом.

Вся работа установки в основном режиме обеспечивается естественным протеканием физических процессов без использования каких-либо движущихся механизмов.

Установка оснащена системой экспериментальных устройств и имеет измерительно-вычислительный комплекс для исследования ее характеристик.

Проектные параметры установки:

Тепловая мощность реактора, кВт 220
Средняя температура теплоносителя I контура, °С 325
Давление в I контуре, кгс/см^2 175
Электрическая мощность термоэлектрогенератора, кВт 6,6

Принципиальная схема установки представлена на рис. 5.3. Установка состоит из реактора корпусного типа с выносным компенсатором объема и термоэлектрического генератора (ТЭГ), скомпонованных в едином энергоагрегате. ТЭГ выполнен из 24 отдельных термоэлектрических модулей (ТЭМ). Передача генерируемой в активной зоне реактора тепловой энергии к ТЭГ обеспечивается естественной циркуляцией теплоносителя первого контура. Установка размещена в бассейне, заполненном водой, служащей для отвода тепла от ТЭГ и выполняющей одновременно роль биологической защиты. Все поверхности установки, за исключением рабочих участков ТЭМ и компенсатора объема, теплоизолированы. Основным пусковым органом и органом аварийной защиты является компенсирующая группа (КГ) поглощающих стержней. Кроме того, в качестве аварийной защиты используются три отдельно расположенных поглощающих стержня. КГ имеет электромеханический привод, размещенный за биологической плитой над крышкой реактора. Гидравлический тракт термоэлектрических модулей построен по принципу трубки Фильда; полупроводниковые батареи выполнены из низкотемпературных тройных сплавов. Электрическая энергия, вырабатываемая ТЭГ, воспринимается системой резисторной нагрузки, а также может быть передана на реактивную нагрузку через

инвертор. Установка имеет многоканальную систему диагностирования ее состояния, а также ряд вспомогательных систем, обеспечивающих ее жизнедеятельность.

Управление энергоагрегатом и вспомогательными системами производится с пульта, на котором также размещена система представления информации измерительного комплекса.

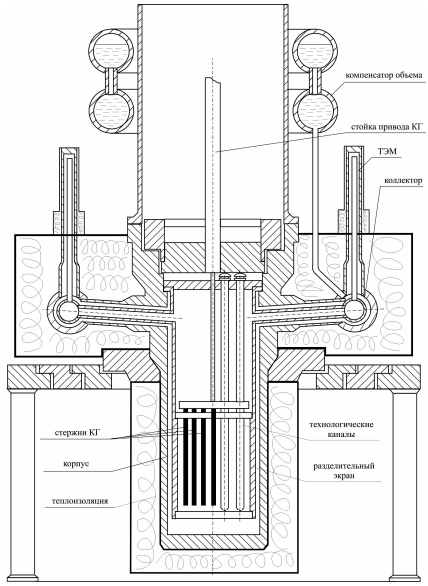


Рис. 5.3. Установка «Гамма»

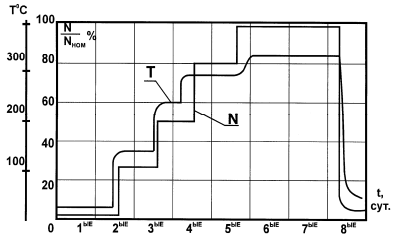


Рис. 5.4. Зависимость температурного эффекта реактивности от средней температуры в активной зоне

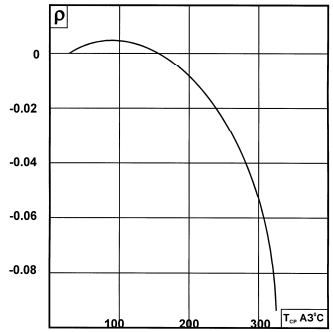


Рис. 5.5. Диаграмма изменения параметров установки «Гамма» на пуске

К концу 1990 г. установка проработала 10 тыс. часов на номинальной мощности. На установке реализован принцип самозащищенности реактора в виде отрицательного температурного коэффициента реактивности во всем диапазоне его активной работы. Зависимость изменения реактивности активной зоны от средней температуры теплоносителя в ней при переходе от исходного «холодного» состояния к рабочей точке представлена на рис. 5.4. Небольшой положительный выбег реактивности в диапазоне температур 20–100 °С (ρ_{max} = 0,38 %) не влияет на безопасность управления установкой при пуске; в новых установках этого положительного выбега не будет. Температурный коэффициент реактивности в рабочей точке составляет $125 \cdot 10^{-5}$ °$С^{-1}$.

Общий запас реактивности в холодной точке составляет 8,5 %, уменьшаясь к рабочей точке до 1,5 %, и уверенно может быть скомпенсирован в случае необходимости системой аварийной защиты. Отметим, что выбор запаса реактивности в рабочей точке 1,5 % сделан из чисто экспериментальных соображений – на реакторе НС АТЭС это значение может быть принято близким к нулю, т. е. эксплуатация установки на номинальном режиме может вестись при минимальном погружении или вообще без погружения компенсирующих групп в активную зону, что исключает реактивностную аварию по несанкционированному перемещению КГ.

Характерной особенностью установок с естественной циркуляцией теплоносителя является однозначная связь расхода и температуры теплоносителя с мощностью ректора. На рис. 5.5 представлено изменение мощности реактора, средней температуры теплоносителя в активной зоне при регламентном пуске установки – температура теплоносителя строго следует за мощностью.

На рис. 5.6 изображена зависимость тепловой мощности реактора, электрической мощности и КПД ТЭГ от средней температуры теплоносителя. Как и следовало ожидать, мощность реактора линейно зависит от перепада температуры воды на ТЭГ, а мощность ТЭГ пропорциональна квадрату значения перепада температуры.

Последнее обстоятельство может быть использовано для существенного увеличения электрической мощности установки, если потребуется выработка только электрической энергии.

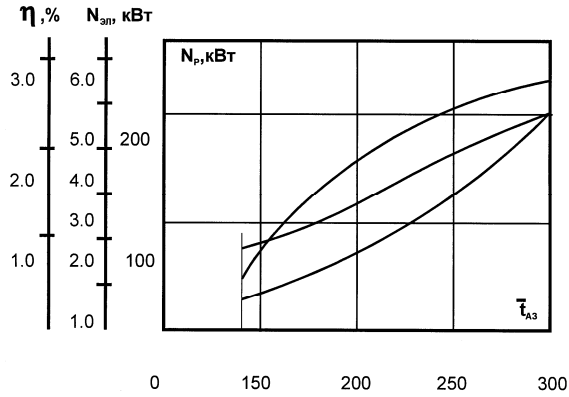


Рис. 5.6. Зависимости тепловой мощности реактора ($И_Р$), электрической мощности термоэлектрогенератора ($И_{ЭЛ}$), КПД установки (η) от средней температуры теплоносителя $\tilde{\tau}_{АЗ}$ в активной зоне реактора

На рис. 5.7 представлено распределение температуры теплоносителя в первом контуре установки. На оси ординат отмечены характерные участки по высоте установки. По рис. 5.7 можно отметить следующее:

• снижение температуры на тяговом участке обусловлено смешением канального и межканального потоков;

• перепад температуры между верхней частью тягового участка и входом в ТЭМ, а также по пути от ТЭМ к входу в активную зону обусловлен рекуперативным теплообменом в трактах;

• разность перепадов температуры на активной зоне и ТЭГ отражает тепловые потери установки, составляющие около 10 кВт;

• немонотонное изменение температуры воды в межканальном пространстве объясняется наличием циркуляции в его объеме;

• две особенности саморегулируемых ядерных термоэлектрических установок с ЕЦ теплоносителя типа «Гамма»: наличие относительно большого объема проточного межканального пространства и малого по отношению к разности температур I и II контуров, перепада температуры теплоносителя в термоэлектрогенераторе, что не исключает возможности возникновения незатухающих низкочастотных периодических колебаний нейтронного потока, температуры теплоносителя и других параметров, несмотря на отсутствие кипения в первом контуре.

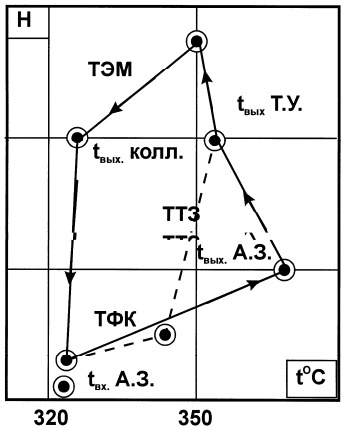


Рис. 5.7. Распределение температуры теплоносителя в первом контуре

Первая особенность влечет за собой возможность усиления амплитуд низкочастотных температурных волн при прохождении через активную зону: статический коэффициент усиления активной зоны становится по модулю больше единицы, в случае когда подогрев теплоносителя в межканальном пространстве меньше, чем в ТВС.

Вторая особенность приводит к тому, что амплитуда низкочастотных волн при их прохождении через ТЭГ ослабляется незначительно. Поскольку время транспортного запаздывания по внешнему, по отношению к активной зоне, контуру достаточно велико, вполне реальной может быть ситуация, когда низкочастотная температурная волна возвратится в исходную точку в той же фазе, т. е. возникнут автоколебания.

Исследования на установке «Гамма» показали, что энергоагрегат устойчиво работает во всех переходных и номинальных режимах. Колебания рассматриваемого типа наблюдались в одном опыте, когда был увеличен расход воды через МКП путем изъятия одной ТВС.

Таким образом, для исключения усиления амплитуды низкочастотных температурных волн в активной зоне необходимо стремиться к максимальному снижению расхода теплоносителя через межканальное пространство.

На установке «Гамма» широкое применение нашел шумовой анализ колебаний параметров как инструмент динамических исследований и средство раннего диагностирования состояния установки.

Для подтверждения концепции необслуживаемости отрабатываются высокочувствительные методы автоматизированного компьютерного диагностирования, которые дают возможность зафиксировать неисправность много раньше, чем она появится в детерминированных штатных сигналах.

На установке «Гамма» шумовая диагностика развивается в двух аспектах:

• при формальном подходе шумовые образы являются сигнатурами, которые всякий раз воспроизводятся, свидетельствуя об исправном состоянии объекта. Сигнатурная шумовая диагностика не требует интерпретации особенностей шумовых характеристик и основана на непрерывном сравнении текущих вероятностных характеристик с заранее определенными эталонами;

• шумовая диагностика на физическом уровне основана на описании доминирующих источников, формирующих выбранный шумовой образ. Особенности вероятностных характеристик интерпретируются в терминах физических параметров. Их непрерывное оценивание по шумовым каналам расширяет наблюдаемость объекта и несет информацию не только о факте зарождения неисправности, но и ее характере, локализации и причинах возникновения.

Юстировка шумового эксперимента производилась по осцилляторному эксперименту, при котором в систему вносились детерминированные (синусоидальные) возмущения, позволяющие идентифицировать шумовые источники и воздействия.

На базе существующего детекторного оснащения была исследована циркуляция теплоносителя в технологическом канале, в межканальном пространстве, в термоэлектрогенераторе и найдены взаимосвязи между флуктуациями отдельных параметров. Реализации шумов фиксировались с высокой частотой опроса многоканальной компьютерной системой контроля и диагностики.

При шумовом исследовании на разных уровнях мощности реактора были обнаружены высокие корреляционные связи практически между любыми парами сигналов, определены те диапазоны частот, в которых фаза взаимной спектральной плотности удовлетворительно аппроксимируется линейной зависимостью, что интерпретируется как транспортное запаздывание; найдены пары сигналов, определяющие резонансные свойства передаточных функций, важные для оценки устойчивости системы. При помощи многомерного спектрального анализа выявлены парциальные вклады различных процессов в выходные сигналы.

Интересно отметить, что в процессе измерений был обнаружен один неожиданный эффект – изменение электрической мощности ТЭГ практически без запаздывания следовало за изменением мощности реактора. Предположительно это может быть связано с возникновением быстрых флуктуаций расхода теплоносителя.

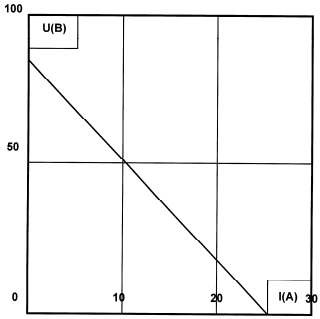


Рис. 5.8. Вольт-амперная характеристика модуля

В части электрических характеристик основное внимание уделялось разработке методов регулирования и стабилизации напряжения ТЭГ при изменении внешней нагрузки.

Вольт-амперная характеристика ТЭМ при номинальном режиме работы реактора представлена на рис. 5.8. ТЭГ может быть скомпонован при различных комбинациях последовательно-параллельного соединения отдельных модулей.

На установке «Гамма» экспериментально продемонстрировано применение метода короткого замыкания модулей для поддержания постоянного напряжения ТЭГ на внешней переменной нагрузке. Этот метод предусматривает выведение из действия путем коротких замыканий отдельных ТЭМ в последовательно соединенных цепях.

В опытах использовался специально разработанный автоматический блок коммутации и стабилизации; пример поддержания напряжения ТЭГ, составленного из четырех ветвей при пяти последовательно соединенных ТЭМ при изменении внешней нагрузки в два раза представлен на рис. 5.9.

В опытах на стенде «Гамма» была также продемонстрирована работа ТЭГ в буфере с аккумуляторной батареей и на внешнюю нагрузку переменного тока с использованием инвертора.

При разработке НС АТЭС важное значение имеет выбор водно-химического режима (ВХР) теплоносителя, подавляющего коррозионные процессы и радиолиз воды и в то же время не требующего создания системы внутриконтурной очистки и периодической его коррекции. На установке «Гамма» был применен и отработан в первом контуре щелочной ВХР на основе гидроокиси аммония. Равновесное состояние нормируемых показателей качества воды стабилизировалось через несколько суток после вывода установки на стационарный уровень мощности и составляло

pH = 9,0–10,5; NH_3 = 10–60 мг/л, Fe ≤ 0,1 мг/л; Cl_2 ≤ 0,1 мг/л, плотный остаток ≤ 5 мг/л; O_2 – отсутствует. Удельная активность воды стабилизировалась на уровне $5 \cdot 10^{-6}$ Ки/л.

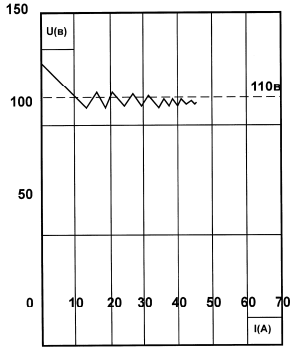


Рис. 5.9. ВАХ секции ТЭГ с матрицей 5 × 4 при работе на активную нагрузку и различном количестве незакороченных модулей в ветвях. Мощность установки – 100 % $N_{НОМ}$

Во втором контуре был принят бескоррекционный нейтральный водный режим, устойчиво поддерживающийся в течение работы стенда при содержании продуктов коррозии конструкционных материалов на уровне чувствительности методов определения.

Результаты проведенных исследований подтвердили возможность обеспечения длительной работы установки без внутриконтурной системы очистки теплоносителя первого контура и периодической коррекции ВХР.

Одним из важнейших качеств НС АТЭС является ее внутренняя самозащищенность, которая в совокупности с высокой надежностью, обеспечиваемой полной статичностью системы, исключает необходимость вмешательства в ее работу оперативного персонала.

Многолетний опыт эксплуатации установки «Гамма» подтверждает это качество НС АТЭС. С учетом плановых исследований работа установки проводилась в циклическом режиме «подготовка – испытательный период», продолжительность последнего составляла 1–3 месяца в основном на номинальном уровне мощности. В это время, за исключением предусмотренных программой исследований изменений режимов работы, функции эксплуатационного персонала ограничивались только контролем за состоянием установки. Особенно это обстоятельство характерно для вечерней и ночной смены, когда эксперименты не проводились и состав оперативного персонала сокращался до двух человек – допустимого минимума по регламенту эксплуатации стенда.

Опыт эксплуатации установки «Гамма» подтверждает экологическую чистоту подобного рода установок.

На протяжении всех периодов работы осуществлялся постоянный контроль за уровнями гамма- и нейтронного излучений и радиоактивностью воздуха в помещениях стенда, а также за радиоактивностью воздуха, выбрасываемого в атмосферу. Во время работы реактора мощность дозы гамма-излучения в различных технологических помещениях колебалась от 0,1 до 2,5 мР/час, в пультовой составляла 0,05 мР/час. Концентрация радиоактивных газов $К_{ирг}$ и аэрозолей $К_А$ в воздухе, удаляемом из технологических помещений системой вентиляции, не превышала значений $К_{ирг} \leq 1 \cdot 10^{-10}$ Ки/л, $К_А \leq 1 \cdot 10^{-13}$ Ки/л.

Суммарный выброс радиоактивного газа при работе реактора на номинальной мощности был существенно меньше допустимого. Отметим, что на станциях типа НС АТЭС он вообще исключен вследствие герметичности защитных оболочек.

Вследствие абсолютной герметичности первого контура в процессе эксплуатации установки отсутствовали жидкие радиоактивные отходы. В незначительных количествах отходы образовывались только при взятии проб для контроля ВХР или при ремонтных работах, связанных с отмывкой оборудования, удалялись в спецканализацию, в необходимых случаях разбавляясь водой до допустимых норм.

В процессе подготовки к эксплуатации стенда «Гамма» был проведен анализ аварийных ситуаций при различных исходных событиях. Были рассмотрены возможные нарушения в системе управления реактором (зависание КГ, непреднамеренное извлечение поглощающих рабочих органов), нарушения теплоотвода в первом контуре (непреднамеренный ввод холодной воды, разгерметизация кожуха изоляции), нарушение герметичности первого контура, потеря электроснабжения и воздействие внешних причин (землетрясение, падение самолета и др.). Показано, что во всех этих ситуациях качества внутренней самозащищенности установки приводят к глушению реактора без расплавления тепловыделяющих элементов; в зависимости от исходного события установка может быть снова введена в действие непосредственно или после соответствующих ремонтных работ.

Только одна из рассмотренных запроектных аварийных ситуаций с одновременным наложением дополнительных отказов в системах безопасности, обусловленная выбросом КГ из «холодной» активной зоны до верхнего упора с отказом в системе аварийной защиты, хотя и может привести к расплавлению активной зоны, одна-

ко корпус реактора при этом не разрушается и авария не имеет неблагоприятных радиационных последствий для персонала и окружающей среды.

В целом при проведении экспериментальных исследований на стенде «Гамма» в обоснование принципов, заложенных в НС АТЭС, получены следующие результаты:

1. Достигнуты все проектные параметры установки (тепловая, электрическая мощность, температура теплоносителя и т. д.), что свидетельствует о правильности выбора схемных и технологических решений.

2. Установлено соответствие расчетным данным нейтронно-физических характеристик, что может служить определенной верификацией принятых расчетных моделей и программ.

3. Показана устойчивая работа установки в режиме саморегулирования при естественной циркуляции воды первого контура, в том числе при внешних возмущающих воздействиях.

4. Подтверждена работоспособность термоэлектрических модулей при коммутации их в секции термоэлектрогенератора с выходным напряжением 28 В, 115 В, 230 В и показана стабильность их характеристик.

5. Подтверждена обоснованность водно-химического режима контуров охлаждения и возможность его поддержания без коррекции в течение всего цикла испытаний.

6. Проведены исследования совместной работы ТЭГ с реальными потребителями, разработана методика регулирования выходного напряжения ТЭГ при изменении нагрузки.

7. Показана принципиальная возможность создания и отработки системы оперативной диагностики состояния ЯТЭУ на базе широко используемых средств вычислительной техники.

8. Подтверждена возможность длительной работы установки на номинальном режиме без вмешательства в ее работу оперативного персонала.

5.1.3. Необслуживаемые саморегулируемые атомные термоэлектрические станции (НС АТЭС «Елена»)

НС АТЭС «Елена» предназначена для снабжения теплом (до 3 МВт) и электроэнергией (до 100 кВт) небольшого поселка. Характерные размеры станции – диаметр 5 м, высота 10 м – не требуют большого объема строительных работ для сооружения бетонного бокса.

В последние годы в России широко проводились исследования необслуживаемых саморегулируемых атомных термоэлектрических станций малой мощности на основе нового концептуального подхода с максимальным использованием внутренне присущих свойств безопасности. Использование такого подхода в сочетании с малой мощностью и малыми размерами установки позволяют использовать простые и в то же время эффективные меры, обеспечивающие ее полную безопасность при любых обстоятельствах.

В течение всего срока службы (определяемого конкретными потребностями и достигающего в пределе 25 лет) работа НС АТЭС не требует участия человека. Присутствие персонала ограничивается монтажом, запуском и выводом станции на номинальные параметры. В технологической схеме станции отсутствуют арматура, механизмы и устройства, требующие в процессе эксплуатации выполнения технологических операций и обслуживания. Весь ресурс обеспечивается первоначальной загрузкой активной зоны.

Таким образом, необслуживаемость станции снимает с рассмотрения такие вопросы, как ошибочные, непрофессиональные или даже злонамеренные действия персонала и обеспечение безопасности при выполнении потенциально опасных работ, например при перегрузке активной зоны.

Саморегулирование НС АТЭС обеспечивает компенсацию внешних и внутренних возмущений и изменение режима работы за счет естественно протекающих физических процессов без вмешательства управляющих органов и механизмов. Отсутствие необходимости использования при работе на мощности активных средств автоматики и механизмов (в первую очередь органов регулирования реактором и насосов) исключает аварии, связанные с надкритичностью и недостаточным охлаждением активной зоны.

Система управления и защиты реактора в традиционном объеме, включая органы управления, исполнительные механизмы, датчики и т. п., служит только для запуска и остановки реактора, в том числе и в аварийных ситуациях. Однако отказы в работе этой системы не приводят к развитию аварии и ухудшению обстановки.

Использование термоэлектрического метода преобразования тепловой энергии в электрическую существенно упрощает схема станции и способствует ее высокой надежности. Термоэлектрические батареи из низкотемпературных тройных сплавов имеют подтвержденный ресурс безотказной работы в несколько лет. Термоэлектрический генератор как источник электроэнергии обладает повышенной пожаробезопасностью электрических цепей, так как ток

короткого замыкания превышает номинальный не более чем в два раза. Относительно невысокий КПД термоэлектрического метода преобразования в данном случае не является недостатком, так как непреобразованная часть тепловой энергии подается потребителю для теплоснабжения.

Малая мощность станции, ее компактность, подводное или подземное размещение в герметичном боксе исключают радиоактивные сбросы в окружающую среду как при нормальной эксплуатации, так и в аварийных ситуациях. Радиационные поля за пределами установки не превышают естественного фона, единственным видом воздействия на окружающую среду является тепловое.

Принципиальная схема НС АТЭС, иллюстрирующая реализацию рассмотренных принципов, приведена на рис. 5.10.

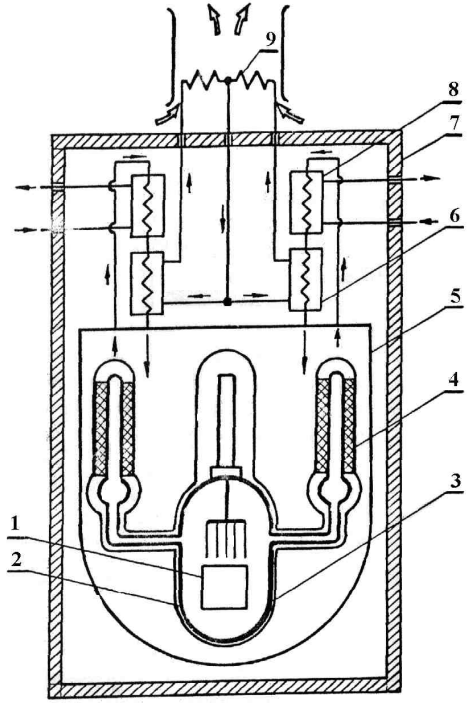


Рис. 5.10. Принципиальная схема НС АТЭС:
1 – активная зона; 2 – прочный корпус; 3 – страховочный корпус; 4 – ТЭГ; 5 – защитный корпус; 6 – теплообменники отвода избыточного тепла; 7 – герметичный бокс (внутренние размеры 6 × 6 × 10 м); 8 – теплообменник системы теплоснабжения; 9 – воздушный теплообменник

Активная зона 1, состоящая из нестандартных твэлов типа ВВЭР, во всем диапазоне изменения температуры теплоносителя имеет отрицательный температурный эффект реактивности. Высокий уровень отрицательной обратной связи между реактивностью и температурой позволяет компенсировать эффекты выгорания топлива в течение всей кампании без перемещения органов регулирования только за счет незначительного снижения температуры теплоносителя. Таким образом, реактор не требует в рабочей точке начального запаса реактивности и его работа может осуществляться при извлеченных из активной зоны органах регулирования. Такое решение исключает после запуска реактора аварии, связанные с надкритичностью. Ухудшение теплоотвода от первого контура вплоть до полной потери теплоносителя второго контура приводит к снижению (за счет саморегулирования) тепловой мощности реактора до уровня тепловых потерь при сохранении рабочей температуры первого контура. Потеря теплоносителя первого контура приводит к самоглушению реактора. Небольшая энергонапряженность активной зоны на уровне нескольких кВт/л не требует аварийного охлаждения, остаточные тепловыделения даже в случае гипотетического полного осушения активной зоны рассеиваются в окружающее пространство без опасного перегрева твэлов.

Теплоноситель первого контура передает естественной циркуляцией тепло от активной зоны к термоэлектрическому генератору 4, представляющему из себя несколько блоков термоэлектрических модулей, выполненных по типу трубки Фильда. После термогенератора теплоноситель возвращается в активную зону. Типовые характеристики первого контура: давление 150–200 кг/см^2, температура 300–330 °С.

Реактор и термоэлектрический генератор размещаются внутри защитного корпуса 5, заполненного водой, являющейся теплоносителем второго контура. Термоэлектрический генератор также за счет естественной циркуляции охлаждается теплоносителем второго контура, служащим одновременно элементом биологической защиты и теплоаккумулирующей емкостью. Передача тепла от второго контура в третий контур теплоснабжения происходит в теплообменниках 8. Характерные параметры второго контура: давление 1–2 кг/см^2, температура 80–95 °С; третьего контура: давление 3–4 кг/см^2, температура 70–90 °С.

Для стабилизации тепловой мощности реактора и, следовательно, электрической мощности термоэлектрического генератора

при колебаниях тепловой нагрузки в третьем контуре вплоть до его полного отключения (летний период, ремонты и т. д.) имеется система отвода избыточного тепла непосредственно в атмосферу, состоящая из теплообменников 6, промежуточного контура и воздушного теплообменника 9. Принцип действия этой системы также основан на саморегулировании и не требует вмешательства человека или автоматики. Промежуточный заполнен низкокипящим теплоносителем и включается в работу при превышении температуры насыщения этого теплоносителя теплоносителем второго контура на входе в теплообменник 6.

Вся поверхность энергоагрегата, за исключением рабочих участков термоэлектрического генератора, покрыта теплоизоляцией, внешний кожух которой служит страховочным корпусом 3, рассчитанным на полное давление в случае разгерметизации прочного корпуса 2. Защитный корпус 5, в свою очередь, рассчитан на давление, возникающее в случае разгерметизации корпусов 2 и 3. Таким образом, наличие трех прочных металлических корпусов 2, 3 и 5 и герметичного бетонного бокса 7 полностью исключает проникновение радионуклидов в окружающую среду при любых обстоятельствах.

Рассмотренные принципы воплощены и в других проектах автономных децентрализованных энергоисточников электрической мощностью от 10 до 150 кВт. Такие энергоисточники могут использоваться для энергоснабжений не только небольших поселков, но и обитаемых и необитаемых подводных станций, роботизированных систем разведки и добычи ресурсов океана и других автономных потребителей.

Особое внимание хотим обратить на проведенные к настоящему времени работы по экспериментальному подтверждению основных принципов действия НС АТЭС, выполненных на стендовой установке «Гамма».

Ядерная термоэлектрическая установка «Гамма» электрической мощностью 6,6 кВт и тепловой мощностью 220 кВт, введенная в действие в 1981 г., является опытно-демонстрационным стендом, предназначенным для отработки принципов построения такого рода установок и накопления опыта их эксплуатации. К настоящему времени установка «Гамма» проработала на номинальной мощности более 10 тыс. часов, подтвердив работоспособность и надежность конструкции.

Проведенные расчетно-теоретические, проектные и экспериментальные исследования позволяют считать, что необслуживаемые

саморегулируемые атомные термоэлектрические станции малой мощности отвечают современным требованиям безопасности и экологии, подготовлены к практической реализации и являются актуальным и перспективным путем развития малой энергетики.

5.1.4. Автономная газоохлаждаемая ЯЭУ для труднодоступных районов

Известно, что в местах добычи переработки сырьевых ресурсов, расположенных в Северо-Азиатском регионе СССР, существует потребность в экологически чистых автономных электрогенерирующих установках небольшой мощности. К ним предъявляются следующие требования:

- срок службы не менее 5 лет на базовом режиме работы;
- возможность демонтажа и переброски в другой район для продолжения эксплуатации; полная автономность эксплуатации;
- независимость от климатических и погодных условий и наличие водных источников.

Эти требования могут быть выполнены из двухконтурных ядерных энергетических установок (ЯЭУ) с газоохлаждаемым реактором и газотурбинной установкой (ГТУ) для привода электрогенератора. В качестве рабочего тела используется атмосферный воздух, т. е. второй контур установки не замкнут. Из последнего обстоятельства следует, что:

- устраняется необходимость в градирнях, радиаторах и прочих концевых охладителях;
- ликвидируется проблема герметичности второго контура;
- размыкается связь по температуре рабочего тела на входе в компрессор и на выхлопе из турбины.

Применение воздушного турбокомпрессора и турбозубчатого агрегата с генератором открывает широкие возможности по использованию опыта разработки, производства и эксплуатации воздушных ГТУ, накопленного в России и за рубежом. Прототипом этих машин могут служить ГТУ, изготовляемые различными предприятиями и фирмами для привода электрогенераторов и других механизмов на судах, в авиации и пр. и не требующие длительной отработки.

Подбор ГТУ на необходимый ресурс облегчается тем, что газ, поступающий в турбину, не является в данном случае смесью воз-

духа и продуктов сгорания органического (в том числе тяжелого) топлива и не содержит примесей веществ (серы, ванадия), ускоряющих коррозию лопаток турбин. Кроме того, предварительный расчетный анализ основных параметров ГТУ показал, что удовлетворительное значение КПД нетто 18–20 % ЯЭУ достигается при температуре газа перед турбиной 700–720 °С, что соответствует температуре неохлаждаемых рабочих лопаток 600–617 °С и значительно ниже значений, освоенных в современном турбостроении. С целью снижения числа ступеней турбомашин и окружных скоростей в цикле приняты пониженные значения степени повышения давления π_x (4,4–4,8) по сравнению с оптимальными значениями π_x (6 и 10,6), соответствующими максимуму удельной работы и максимуму КПД нерегенеративного цикла. Отказ от регенерации в цикле мотивируется малой надежностью существующих рекуператоров, трудностями, возникающими при организации циркуляции теплоносителя в первом контуре при высокой температуре газа на входе в реактор, а также ухудшением условий работы замедлителя в реакторе на тепловых нейтронах. В одной из исследованных в работе схем применен промежуточный охладитель воздуха, что до некоторой степени компенсирует снижение КПД цикла, вызванное отказом от регенерации.

В качестве источника тепловой энергии рассмотрены два типа реакторов, на быстрых и на тепловых нейтронах. Оба реактора сконструированы так, чтобы обеспечить минимальные газодинамические потери, достаточно большой запас стойкости до температуры, при которой происходит массовая разгерметизация твэлов.

Рассматривались два типа циркуляции газообразного теплоносителя в первом контуре: вынужденная (ВЦ) и естественная (ЕЦ). В схеме с ВЦ, осуществляемой газодувкой с электроприводом, давление теплоносителя (неона) составляет 2,0 МПа и принят секционированный промежуточный теплообменник (ПТО) пластинчатого типа, в схеме с ЕЦ давление теплоносителя (азота) составляет 6,5 МПа и используется более надежный змеевиковый ПТО. В последней схеме основные технологические операции по обеспечению первого периода нормального и аварийного расхолаживания осуществляются с помощью высоконадежных газоструйных инжекторов. Основные данные по этим двум вариантам ЯЭУ приведены в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Основные характеристики АЭС малой мощности

Характеристика	Схема с ВЦ	Схема с ЕЦ
Тип реактора	На быстрых нейтронах	На тепловых нейтронах
Тепловая мощность реактора, кВт	1360	760
Температура теплоносителя на входе/выходе	264/770	157/820
Топливо	UN (13,5 г/см^3)	UO_2 (7,5 г/см^3)
Замедлитель	–	ZrH (1,85)
Материал оболочки твэлов	W	Nb
Тип твэла	шариковый	стержневой
Загрузка по ^{235}U, кг	200	30,5
Обогащение по ^{235}U, %	90	36
Выгорание, %	2	7
Тип ГТУ	Двухвальная по простейшему циклу	Двухвальная с промежуточным воздухоохладителем
Теплоноситель	Неон	Азот
Давление теплоносителя, МПа	2	6,5
Температура воздуха перед ГТУ	710	720
Давление воздуха перед ГТУ	0,44	0,475
Ресурс, ч	50000	50000
Электрическая мощность, нетто	250	150
Выработка низкопотенциального тепла	1000	400
Отпускная цена электроэнергии (без учета теплофикации)	1,6	0,6

Что касается различных аспектов безопасности предлагаемой концепции, то предварительные проработки показали:

• быстрый реактор с указанной в табл. 5.2 топливной композицией обладает гарантированным отрицательным температурным коэффициентом реактивности и при перегревах активной зоны ядерно безопасен;

• ядерная безопасность теплового реактора может быть обеспечена введением в состав активной зоны стержней из европия;

• безопасность по технологическим параметрам, сохранение целостности активной зоны и ограничение выхода радионуклидов при разгерметизации в первом контуре и отказе системы управления и защиты (СУЗ) реактора может быть обеспечена рядом активных и пассивных мер, в частности применением специальной аварийной защиты, сбросом загрязненного радионуклидами газа первого контура в спецемкости низкого давления. Расчеты радиационной обстановки в области ПТО (второй контур) показали, что при впол-

не разумных массогабаритных показателях защиты из стали и графита обеспечивается ослабление реакторного излучения на 5 порядков и выброс активности в атмосферу с долгоживущим изотопом ^{14}C не превысит 100 Ки/год, а с короткоживущим изотопом ^{43}Ag – до 10 Ки/сут. Накопление активности в теплоносителе первого контура за год столь незначительно, что не превышает суточного выброса на действующих реакторах больших атомных электростанций (АЭС).

Важнейшим параметром, от которого зависят экономические показатели ФЭУ и который, в сущности, определяет возможность создания практически автономной и необслуживаемой АЭС, является надежность системы. При оценках этого параметра принималось, что контрольно-измерительные приборы и СУЗ неоднократно резервированы, а интенсивность отказов элементов и узлов ГТУ соответствует современным данным, обобщающим опыт эксплуатации машин открытого цикла. В результате получалось, что наибольшей надежностью обладают АЭС по схеме с ЕЦ ($P_{\text{АЭС}}^{\text{ЕЦ}} = 0,94$, $P_{\text{АЭС}}^{\text{ВЦ}} = 0,82$). Заметим, что приведенные значения превышают коэффициент использования современных АЭС (~0,8).

Таким образом, расчетно-теоретические и конструкторские проработки показали возможность создания для отдаленных регионов страны надежных, автономных, транспортабельных, независимых от природных условий источников электрической энергии на основе ядерной энергоустановки. Рассмотренные варианты концепции ЯЭУ с газоохлаждаемым реактором и воздушной ГТУ открытого цикла отвечают требованиям по экологической и радиационной безопасности, предъявляемой к АЭС для районов Азиатского Севера СССР.

5.1.5. Автономные атомные энергоустановки на основе малогабаритных быстрых реакторов с жидкометаллическим теплоносителем

Автономные атомные теплоэлектростанции (АТЭС) малой мощности с быстрыми жидкометаллическими реакторами и системами преобразования тепловой энергии в электрическую на основе термоэлектрических и машинных способов предназначены для обеспечения электроэнергией и теплом объектов народного хозяйства, расположенных в районах Крайнего Севера, в отдаленных, маловодных и труднодоступных районах.

Установки имеют хорошие удельные массогабаритные характеристики, могут быть выполнены в полной заводской готовности в различных исполнениях и доставлены на место базирования любым видом транспорта.

Эксплуатация и управление ядерными энергетическими установками осуществляются с помощью автономной системы автоматического управления.

Рассмотрены три типа АТЭС: с термоэлектрическим преобразованием (ТЭП) тепловой энергии реактора, с двигателями Стирлинга (СЭУ) и с газотурбинными установками (ГТУ). АТЭС состоит из реакторного блока, блока преобразования тепловой энергии реактора и блока системы автоматического управления (САУ).

Реакторный блок включает:

1. Реактор на быстрых нейтронах с натрий-калиевым теплоносителем первого контура.
2. Промежуточный контур с натрий-калиевым теплоносителем.
3. Промежуточный теплообменник блоков преобразования включает:

- батарею термоэлектрических преобразователей с теплообменником (для ТЭП);
- двигатель Стирлинга с электрогенератором и теплообменником (для СЭУ);
- резервный теплообменник-подогреватель натрий-калиевого теплоносителя (для обоих вариантов блоков преобразования);
- газотурбинную установку с теплообменником и электрогенератором (для ГТУ);
- теплофикационные контуры.

5.1.5.1. Основные технические характеристики АТЭС

5.1.5.1.1. Реакторные блоки

Физико-энергетическим институтом, НПО «Красная Звезда» и другими предприятиями длительное время ведутся НИР и ОКР по разработке и внедрению реакторных блоков различной тепловой мощности с жидкометаллическими теплоносителями для различных транспортных средств, а также для автономных установок малой мощности для нужд народного хозяйства.

Выполненные расчетно-экспериментальные и конструкторские проработки и результаты эксплуатации некоторых типов быстрых реакторов малой мощности показали ряд преимуществ таких установок по удельным массогабаритным характеристикам, возможности автоматизации управления, полного заводского изготовления.

Приведенные в табл. 5.3 и на рис. 5.11–5.13 характеристики, схемные и компоновочные решения дают необходимую начальную техническую информацию об установках рассматриваемого типа. Безусловно, для каждого конкретного применения мощности, места базирования, условий эксплуатации и т. д. существуют свои специфические особенности и отличия, обеспечивающие получение оптимальных технических и экономических характеристик, максимальной безопасности, экологической и социальной приемлемости.

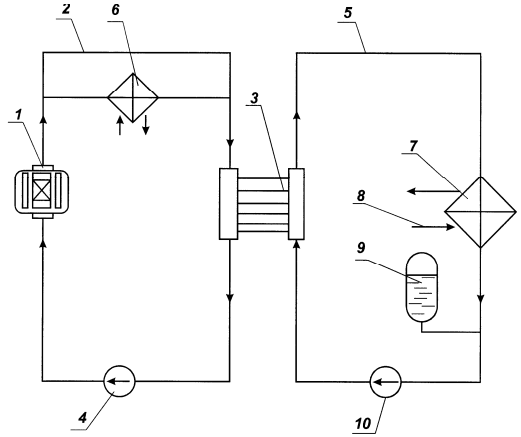


Рис. 5.11. АТЭС и ТЭП:
1 – реактор, 2 – теплоноситель первого контура, 3 – ТЭП, 4 – ЭМН первого контура, 5 – теплоноситель промежуточного контура, 6 – резервный теплообменник, 8 – теплофикационный контур, 9 – компенсационный бак, 10 – ЭМН

В ходе НИР и ОКР проведен большой комплекс исследований и расчетно-экспериментальных работ по реакторным блокам и блокам преобразования:

• разработаны и испытаны в реакторных условиях твэлы активной зоны реактора, достигнуто выгорание 8–10 %;

• на критических стендах экспериментально подтверждены нейтронно-физические характеристики активных зон и биологической защиты установок рассматриваемых типов и мощностей;

• разработаны и внедрены в промышленность конструкционные, технологические и защитные материалы реакторных блоков и блоков преобразования на рассматриваемые уровни температур;

• проводится экспериментальная отработка на высокотемпературных стендах элементов и узлов реакторных установок (насосов, теплообменников, арматуры и др.);

• в качестве теплоносителей в первом и промежуточных контурах рассматриваются натрий и натрий-калий. Оба теплоносителя достаточно хорошо изучены, имеют хорошие нейтронно-физические и теплотехнические характеристики, дешевы. Имеется большой опыт эксплуатации этих теплоносителей в промышленных реакторах и на стендах.

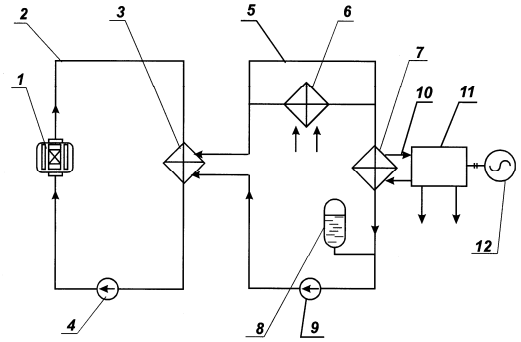


Рис. 5.12. АТЭС с двигателем Стирлинга:
1 – реактор; 2 – теплоноситель первого контура; 3 – промежуточный теплообменник; 4 – ЭМН первого контура; 5 – теплоноситель первого контура; 6 – резервный теплообменник; 7 – теплообменник двигателя Стирлинга; 8 – компенсационный бак; 9 – ЭМН; 10 – контур двигателя Стирлинга; 11 – двигатель Стирлинга; 12 – электрогенератор; 13 – теплофикационный контур

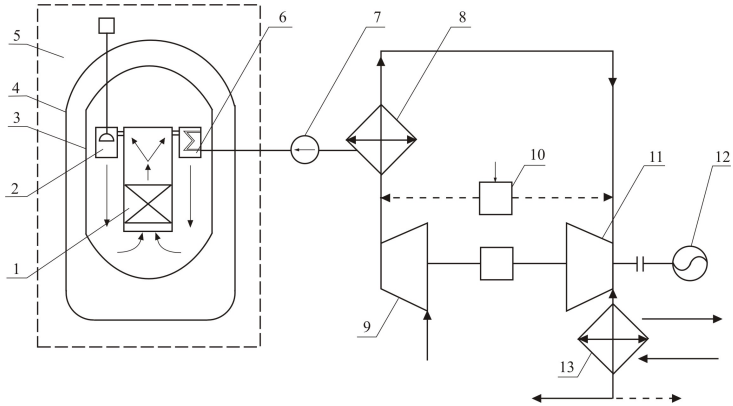


Рис. 5.13. АТЭС с ГТУ открытого цикла:
1 – активная зона; 2 – насос I контура; 3 – корпус реактора; 4 – страховочный корпус; 5 – биологическая защита; 6 – промышленный теплообменник; 7 – насос промышленного контура; 8 – воздухонагреватель; 9 – компрессор; 10 – камера сгорания; 11 – турбина; 12 – электрогенератор; 13 – котел утилизатор

Таблица 5.3

Основные характеристики автономных реакторных установок

№ п/п	Характеристики	Размерность	Тепловая мощность реактора, кВт					
			50	175	250	500	1000	2000
1	Блоки преобразования		ТЭП (СЭУ)	Стирлинг-электроагрегаты, газотурбинные установки				
2	Электрическая мощность АТЭС	кВт	2–3	30–40	50–60	100–125	200–250	400–500
3	Теплофикационная мощность	Гкал/ч	0,021	0,075	0,113	0,215	0,430	0,865
4	Ресурс работы реактора	лет	2	не менее 10 лет				
5	Габариты реактора без биологической защиты	мм	350 × 500		400 × 600		440 × 700	500 × 800
6	Масса страх. контейнера с системами реакторного блока	т	1,6	1,7	1,85	2,0	2,0	2,0
7	Масса систем блока преобразования и САУ	т	0,6	0,8	0,95	1,2	1,7	2,7
8	Масса оборудования АТЭС	т	2,2	2,5	2,8	3,2	3,7	4,7
9	Масса железобетонного контейнера	т	14,6	14,6	14,6	14,6	22,0	22,0
10	Стоимость оборудования АТЭС	млн руб.	3,7	3,0	3,5	3,7	3,8	5,4
11	Стоимость кВт часа электроэнергии	коп/кВт·ч	63	32	25	12	6,2	5,0
12	Стоимость тепла	руб/Гкал	350	170	130	70	37	30

Температура теплоносителя в реакторном контуре 600–650 °С.

Возможность надежной работы реакторов с температурой теплоносителя 550–700 °С доказана на действующих реакторах типа БР-10, БОР-60, БН и некоторых типах малогабаритных реакторов.

Указанные температуры в реакторном контуре обеспечивают достаточно устойчивую работу контуров преобразования с КПД около 20–25 % для СЭУ и ГТУ и около 3,0 % для ТЗП, что вполне приемлемо, так как в двухцелевом энергоисточнике по выработке электроэнергии и тепла критерием энергетического совершенства является полный коэффициент использования тепла, равный сумме КПД установки и коэффициенту использования тепла на теплофикацию.

Рассматриваемые установки имеют достаточно высокий коэффициент использования тепла 70–75 %.

Разработаны и внедрены блоки преобразования (ТЭП, ГТУ) и их системы, проводятся опытно-конструкторские работы по доводке блоков СЭУ. Рассмотрены вопросы обеспечения безопасности реакторных установок.

5.1.5.1.2. Блоки преобразования

5.1.5.1.2.1. Термоэлектрический преобразователь (ТЭП)

Термоэлектрический способ преобразования является наиболее выгодным в области небольших электрических мощностей порядка нескольких киловатт.

Для преобразования используется цепь батарей из последовательно и параллельно соединенных полупроводниковых элементов.

Термобатареи размещены непосредственно в активной зоне ядерного реактора или вынесены за его пределы, где горячие спаи нагреваются натрий-калиевым теплоносителем, разогретым в активной зоне.

ТЭП обладают рядом специфических особенностей, которые главным образом и определяют области их использования, а именно:

- обладают высокой надежностью, обусловленной простотой конструкции;
- отсутствием движущихся частей;
- непрерывностью выработки электроэнергии за весь срок ресурса;
- возможностью работы в любых климатических условиях;
- большим сроком службы (10 лет);
- полной автономностью действия;
- освоенностью производства в промышленных масштабах и положительным опытом эксплуатации.

5.1.5.1.2.2. Унифицированный стирлинг-электроагрегат (СЭУ)

Для энергоустановок электрической мощностью от 1 до 200 кВт в качестве преобразователей тепловой энергии весьма перспективны унифицированные стирлинг-электроагрегаты. СЭУ состоит из нескольких агрегатируемых блоков: блока двигателя, блока генератора, блока управления, блока системы подвода и отвода тепла.

В качестве источника тепла система теплоотвода СЭУ может комплектоваться камерами сгорания жидкого или газообразного топлива, топочными устройствами, ядерными реакторами.

Предлагаемые к созданию СЭУ обладают следующими техническими преимуществами:

- высокой эффективностью преобразования тепловой энергии в электрическую;
- высокой надежностью и безотказностью работы с ресурсом 30 тыс. часов, сроком службы не менее 10 лет;
- стойкостью к возможным колебаниям уровня теплоподвода;
- простотой монтажа, наладки и обслуживания вследствие блочно-модульной конструкции;
- возможностью работать от энергии ядерного реактора, от энергии сжигания любого вида топлива.

СЭУ прорабатываются на стадии НИР и проходят испытания и отработку на макетах. Проходящий в ФЭИ отработку двигатель Стирлинга с теплообменником на основе тепловых труб по полученным характеристикам находится на мировом уровне.

Достигнут высокий КПД ~28 % при давлении гелия в цикле около 5 МПа.

5.1.5.1.2.3. Газотурбинные установки (ГТУ)

ГТУ являются высокоэкономичными унифицированными энергопреобразователями тепловой энергии в электрическую и в широком диапазоне мощностей могут быть использованы в качестве автономных компактных источников энергоснабжения (электро- и теплоснабжения) в транспортабельном или стационарном исполнениях, работающих с нагревом от органического топлива или от ядерного реактора.

ГТУ состоят из собственно ГТУ с системами подвода высокотемпературного тепла к турбине и отвода тепла на теплофикационные нужды, электрогенератора и может быть выполнена по открытой и закрытой схеме.

ГТУ обладает рядом положительных свойств, основными из них являются:

- простота тепловой и кинематической схемы;
- сравнительно высокая экономичность энергопреобразования;
- простота конструкции, наличие технологической базы по производству;
- большой ресурс (20–40 тыс. часов), высокая надежность;
- ремонтопригодность, возможность агрегатной замены;
- сравнительно малая удельная масса, стоимость;
- высокая маневренность, быстрый запуск, простота регулирования;
- возможность использования различных источников нагрева и различного органического топлива;
- возможность работы без охлаждающей воды;
- простота эксплуатации, период работы без обслуживания более 2–3 тыс. часов, возможность работы в автоматическом режиме с дистанционным управлением.

Объединение ядерного источника тепловой энергии с ГТУ открывает возможность для создания энергоустановки, удовлетворяющей практически всем требованиям энергоустановок малой мощности для децентрализованного теплоэлектроснабжения.

5.1.5.2. Концепция безопасности

В разработках рассматриваемых типов энергоустановок значительное место уделено вопросам технологической, радиационной и ядерной безопасности. В рамках настоящего пособия трудно осветить все аспекты затронутых вопросов, поэтому ограничимся лишь перечислением основных положений, направленных на обеспечение безопасности.

Безопасность установки при работе в течение всего цикла достигается:

1. Интегральной компоновкой реакторного блока, которая обеспечивает заполнение теплоносителем активной зоны, локализацию и предотвращение радиоактивных утечек; обеспечивает лучшее развитие естественной циркуляции теплоносителя.

2. Размещением реакторного блока в страховочном контейнере, который, в свою очередь, помещается в железобетонную герметичную «шахту» с бетонной пробкой. Шахта закрыта герметичной защитной оболочкой (колпаком), что обеспечивает полную радиационную и пожарную безопасность энергоустановки.

3. Высокой надежностью систем расхолаживания, что решается принятой компоновкой энергоустановки, обеспечивающей отвод тепла за счет естественной конвекции теплоносителя в первом и промежуточном контурах. Оценки показывают, что в стационарном режиме естественная циркуляция обеспечивает работу реактора на 5–10 % номинальной мощности.

Отвод остаточных тепловыделений может также осуществляться за счет принудительной циркуляции теплоносителя в одной из петель от сжигания органического топлива.

Имеется возможность демонтажа и захоронения реакторного блока вместе со стальным страховочным контейнером и шахтой непосредственно на месте эксплуатации (при подземном расположении) или в могильнике.

4. Заводское изготовление реакторного блока в сборе со стальным страховочным контейнером и агрегатная заводская поставка блоков преобразования обеспечивает высокое качество и повышает надежность и безопасность установки.

5. Установки с небольшим реактором малой мощности имеют малый объем топлива. И даже в случае аварийного расплавления топливо застывает в нижней части основного корпуса реактора или, в крайнем случае, внутри страховочного корпуса, так что все радиоактивные продукты деления удерживаются внутри двойного корпуса реактора.

6. Установки с быстрыми жидкометаллическими реакторами малой мощности более безопасны по сравнению с другими типами реакторов и имеют свои специфические особенности:

• низкий уровень энергонапряженности, большой запас до кипения теплоносителя и низкое давление паров, что практически исключает возможность появления быстроразвивающихся течей или неплотностей в корпусе реактора;

• отсутствие радиолиза на натрий и натрий-калий с образованием взрывоопасного водорода;

• большой ресурс активной зоны, что исключает необходимость ее замены в течение всего срока работы энергоустановки;

• динамическая устойчивость, присущая реакторам при изменении температуры и мощности, что позволяет использовать автоматизированные системы управления;

• в реакторах малой мощности обеспечению безопасности способствуют такие факторы, как меньшая величина натриевого пустотного эффекта реактивности, отрицательная обратная связь по разогреву топлива, возможность отвода остаточного тепла воздухом с наружной поверхности корпуса реактора.

7. Предусмотрена многоконтурная технологическая схема передачи от реактора к потребителям экологически чистого тепла.

8. Системы специального дозиметрического контроля непрерывно информируют эксплуатационный персонал о радиационной обстановке на станции.

5.1.6. Плавучая атомная станция с высокотемпературным гелиевым реактором

Предлагается использовать при создании необходимых для народного хозяйства страны и прежде всего для районов Крайнего Севера и Дальнего Востока научно-технический задел по атомным энергетическим установкам с высокотемпературным гелиевым реактором. Работы по этому направлению проводились совместно рядом предприятий различных отраслей и академией наук в течение последних 15 лет.

Может возникнуть вопрос: почему именно для этого направления предлагается такой тип установки, когда в стране созданы и эксплуатируются сотни транспортных установок с водо-водяными реакторами и реакторами с жидкометаллическим теплоносителем. По-видимому, необходимо исходить из следующих критериев и требований потенциальных заказчиков:

- высочайшая степень безопасности, экологической чистоты в необжитых районах;
- достижение более высокого КПД, т. е. обеспечение наивысшей экономичности;
- мобильность станции и минимизация с целью обеспечения наименьшего веса, а значит, и увеличение возможностей по транспортировке в прибрежных морских регионах и в руслах рек.

Что же может дать новый тип установки при реализации каждого из этих принципов?

По-видимому, целесообразно с точки зрения безопасности иметь теплоноситель, не изменяющий свое агрегатное состояние. Это хорошо и с точки зрения фактора незамерзаемости при всех даже невероятных обстоятельствах. Это приемлемо и с точки зрения физики реактора, ибо гелий (его утечка либо впрыск) не вносит изменений в реактивность системы, а стало быть, повышается безопасность.

Крупным достоинством гелия является его инертность, что позволяет прогнозировать как существенно больший ресурс оборудова-

ния контура, так и отсутствие транспортировки в контуре окислов, т. е. можно ожидать меньшую активность теплоносителя. В дополнение к этому нужно отметить неактивируемость гелия, а также то обстоятельство, что в невязких газах твердые продукты деления осаждаются на стенках оборудования контура. Все это приводит к тому, что, в случае разгерметизации контура и утечки гелия, радиационная обстановка в районе станции будет менее напряженная.

Нужно учитывать и то, что при резком увеличении температуры возможность разгерметизации, например у ВВР, неизмеримо выше ввиду резкого увеличения давления за счет парообразования в активной зоне, чего в газах не наблюдается. И здесь же нужно отметить, что само истечение теплоносителя из разрыва заметно отличается для воды и газа; для газа наблюдается медленное развитие аварии.

Следует также отметить еще два обстоятельства, которые являются немаловажными для предлагаемых установок.

Это в первую очередь возможность неограниченного по времени расхолаживания воздухом в случае аварии с потерей теплоносителя, для ВВЭР время расхолаживания будет определяться наличием запаса дистиллята и производительностью опреснительной установки. И второе – это возможность любой ориентации из-за отсутствия уровня, а стало быть, и отсутствия обнажения части активной зоны в аварийной ситуации при внешних воздействиях – ударах штормовых волн, паводках и т. д.

К вопросу об экономичности и уменьшении массогабаритных характеристик. Установка в условиях регенеративного цикла либо применения утилизационного контура дает возможность получения КПД до 40 %. Это почти вдвое выше, чем у эксплуатирующихся сейчас транспортных установок. Такое увеличение достигается тем, что применение гелия позволяет существенно поднять рабочую температуру цикла без ухудшения ее весогабаритных характеристик. Действительно, в ВВР ограничителем является (t_3), т. е. чтобы поднять температуру, нужно поднять давление и в пределе достигнуть сверхкритики, что установку существенно утяжелит. Сходная позиция и по жидкометаллическому теплоносителю, только здесь ограничителем является высокая скорость коррозии и эрозии с увеличением температуры, что тоже ведет к увеличению массы. Увеличение же температуры гелия не ведет ни к коррозионно-эрозионному износу, ни к резкому увеличению давления, и при равных условиях гелиевые установки имеют преимущества как по начальной температуре цикла, так и по массе.

Несколько слов о возможности создания установки малой массы и размеров. Проработки на стадии технического предложения показали, что можно создать капсулированную установку, размеры которой не превысят по диаметру активной зоны 4,5 м, а по длине 14 м.

Универсальная установка представляет собой блок в составе реактора, турбокомпрессорного агрегата, генератора и теплообменников, объединенных в единый модуль и помещенных в прочноплотную капсулу. В качестве теплоносителя – рабочего тела – предусматривается, как уже сказано, гелий, который благодаря своим уникальным свойствам (инертность, нетоксичность, неактивируемость, хорошие теплофизические свойства) является приемлемым для перспективной энергетики.

По результатам проработок, выполненных для транспортных АЭУ, одной из экономичных схем является схема с регенератором, обеспечивающим КПД выше 80 %. При этом в зависимости от задач в теплообменниках может использоваться как вода, так и воздух (рис. 5.14 и 5.15).

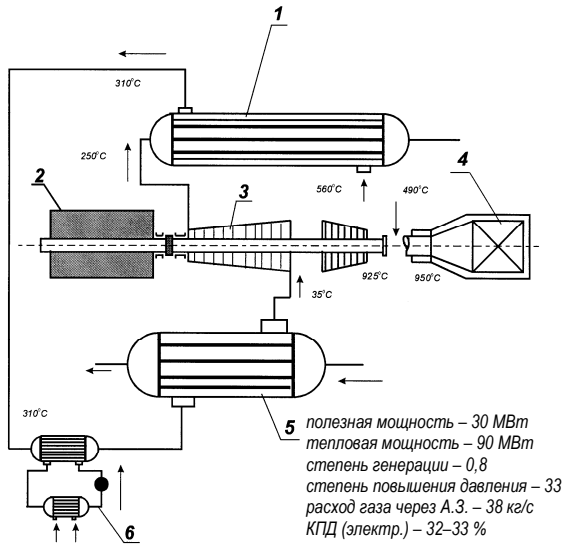


Рис. 5.14. Принципиальная схема установки с одновальным ГТД:
1 – регенератор; 2 – электрогенератор; 3 – ГТД; 4 – реактор; 5 – концевой охладитель; 6 – контур парогенерации и теплоснабжения

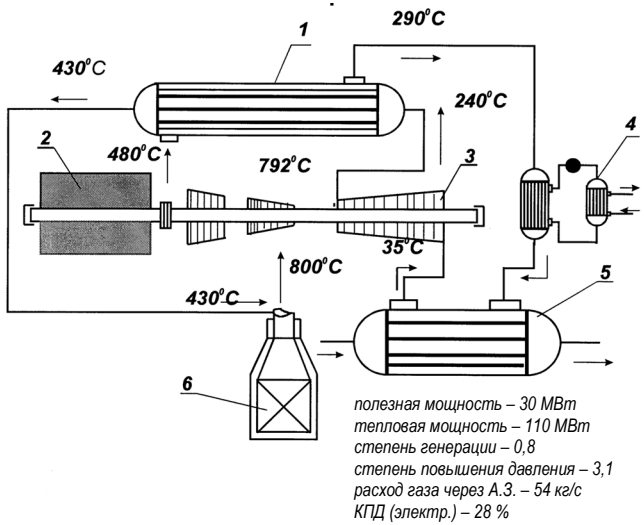


Рис. 5.15. Принципиальная схема установки с двухвальным ГТД:
1 – регенератор; 2 – электрогенератор; 3 – ГТД; 4 – реактор; 5 – концевой охладитель;
6 – контур парогенерации и теплоснабжения

Во всех вариантах установок, в реакторах используются унифицированные тепловыделяющие сборки с твердым замедлителем (гидрид циркония, графит) или без замедлителя. Разработанный и испытанный шаровой твэл с керном из мононитрида урана в вольфрамовой оболочке позволяет штатную эксплуатацию при параметрах теплоносителя:

- температура гелия на выходе из реактора, °С ..... до 1000
- давление, МПа 10,0

При рабочих параметрах относительный выход осколков деления на уровне $R/B = 10^{-7}$ при достигнутом ресурсе 7500 часов на номинальной мощности. Это обстоятельство позволяет ограничиться биологической защитой только в районе реактора либо существенно ее облегчить, при этом достигается резкое снижение массы всей установки. По оценкам она составит 700 т.

Активная зона набирается из тепловыделяющих сборок. Количество их в зависимости от наличия и типа замедлителя варьируется в пределах 250…650 шт.

Во всех рассмотренных вариантах конструкции размеры активной зоны для реактора тепловой мощностью 100 МВт не превышают $D = 350$ мм, $H = 800$ мм, $V = 0{,}56$ м^3.

Регулирование реактора осуществляется двумя приводами СУЗ электромеханического типа, приводящими в движение стержни АЭ-АР (6); избыточная реактивность компенсируется выгорающими поглотителями и пятью группами компенсирующей решетки (1 – ЦКГ, 2 – СКГ, 2 – ПКГ).

Реактор сконструирован как отдельный блок, имеющий герметичный разъем с возможностью стыковки с турбокомпрессорным и генераторным блоками (рис. 5.16).

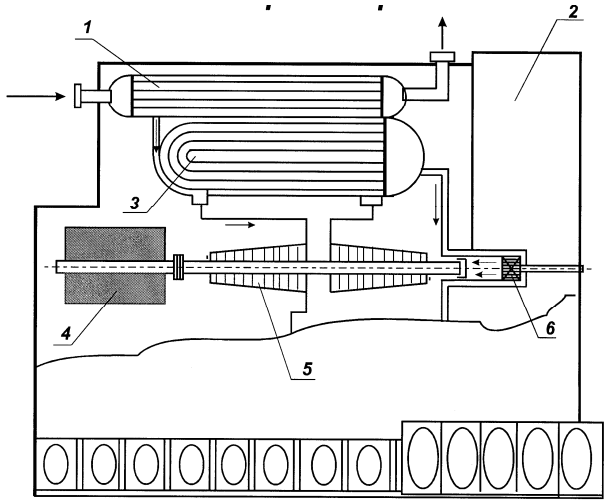


Рис. 5.16. Компоновочная схема установки с горизонтальной активной зоной реактора:
1 – концевой охладитель; 2 – реактор; 3 – регенератор; 4 – электрогенератор; 5 – турбокомпрессор; 6 – активная зона

Конструкция газотурбинного двигателя в зависимости от результатов работ по оптимизации частоты вращения электрогенератора может быть как одновальной, так и двухвальной. При использовании двухвальной конструкции частота вращения электрогенератора, приводимого автономной турбиной, не связана с частотой вращения турбокомпрессорного блока, что позволяет обеспечить более оптимальные газодинамические характеристики компрессора и турбины высокого давления за счет некоторого усложнения кон-

струкции ротора и газовых трактов. Предварительные оценки показывают, что, несмотря на значительное число ступеней турбомашин, высокое давление в контуре и оборотность, возможно обеспечить суммарную длину ГТД порядка 4 м при диаметре не более 1,5 м.

При этом уровень температур в цикле не превышает достигнутый в серийных конструкциях корабельных и, тем более, авиационных ГТД, что позволяет ориентироваться на традиционные для газотурбостроения материалы.

Наличие герметичного корпуса турбогенераторного блока дает возможность практически исключить утечки газа из контура и проблему концевого уплотнения выходного вала. Подшипниковые узлы ГТД и электрогенератора целесообразно проектировать на базе электромагнитного принципа поддержания роторов.

Оптимальная термодинамическая схема установки выбирается на основе конкретных требований по количеству необходимой тепловой и электрической энергии (типа охлаждающей среды) и параметрам тепловых сетей.

Регенератор установки, обеспечивающий повышение ее экономичности на 8–10 % (абс.) и снижение температуры газа на входе в охладитель, может проектироваться на базе освоенных хромоникелево-молибденовых сплавов и трубной системы из трубок малого диаметра (например, 10×1,5). Концевой охладитель может быть создан на базе титановых сплавов и при наличии предвключенного вспомогательного парогенератора или водоподогревателя имеет незначительную массу и незначительные габариты. Для воздуха размеры как регенератора, так и концевого теплообменника существенно возрастут, однако и в этом случае их объем не превысит 60 м^3, а масса 50 т.

Описанная установка может быть как транспортабельной, так и стационарной (рис. 5.17). Для первого варианта водоизмещение носителя не должно превысить 4,5 тыс. тонн, а осадка – 3 м. За счет чего это достигается? Сама станция является только рабочим цехом, где имеется все необходимое для выработки энергии и обеспечения безопасной эксплуатации. Однако все условия проживания должны обеспечиваться другим судном, которое должно иметь всю инфраструктуру комфортного жилья и полноценного отдыха. Кроме этого, нам кажется, что для обеспечения безопасности и решения экологических вопросов в условиях необжитых районов, где отсутствуют перегрузочное оборудование, могильники, специалисты и т. п., целесообразно было бы технологию перегрузки осуществить либо за-

меной модулей-контейнеров с последующей их транспортировкой на перегрузочные базы, где производится разделка капсулы, ревизия и утилизация с использованием части оборудования (ГТД, генератор, теплообменники, биологическая защита), либо перегрузкой топлива ссыпанием, схема которой приведена на рис. 5.18.

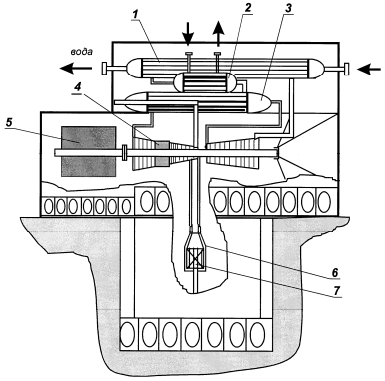


Рис. 5.17. Компоновочная схема установки с вертикальной активной зоной: 1 – концевой охладитель; 2 – вспомогательный парогенератор; 3 – регенератор; 4 – газотурбинный двигатель; 5 – электродвигатель; 6 – реактор с биологической защитой; 7 – активная зона

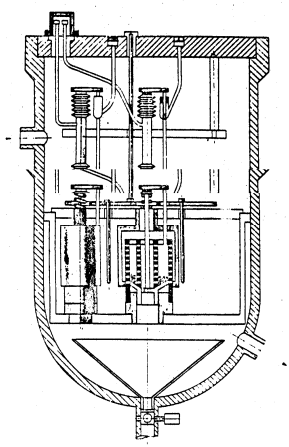


Рис. 5.18. Схема перегрузки реактора без снятия крышки

Возможны два варианта размещения установки (рис. 5.19 и 5.20):

1. Носитель-платформа, которая комплектуется двумя модулями-контейнерами с АЭУ;

2. Предлагается блочная схема, исполнение блоков двух типов: в лодочных корпусах размещается в одном АГТУ о ВТГР и во втором – система управления и вспомогательное оборудование и резервные установки с запасами органического топлива. Эти блоки состыковываются и образуют АЭС, причем каждый блок имеет свою платформу. Каждый блок управления комплектуется двумя блоками с АЭУ.

Для станций этого типа может быть целесообразен единый энергоноситель – электричество, которое можно использовать и для теплоснабжения, но это должен определять заказчик.

Важно отметить, что при проектировании АЭС вопросам обеспечения безопасности населения и защиты окружающей среды уделя-

ется первоочередное внимание. Эти проблемы являются определяющими при выборе местоположения АЭС, разработке систем безопасности, определении размеров санитарно-защитной зоны и т. п.

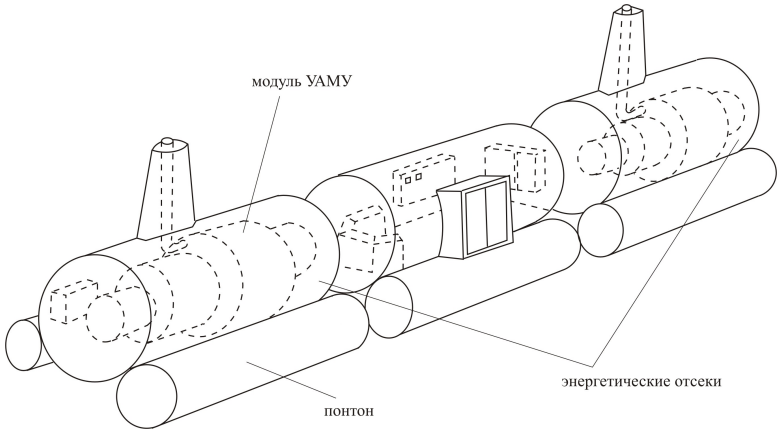


Рис. 5.19. Проект «Пласт»

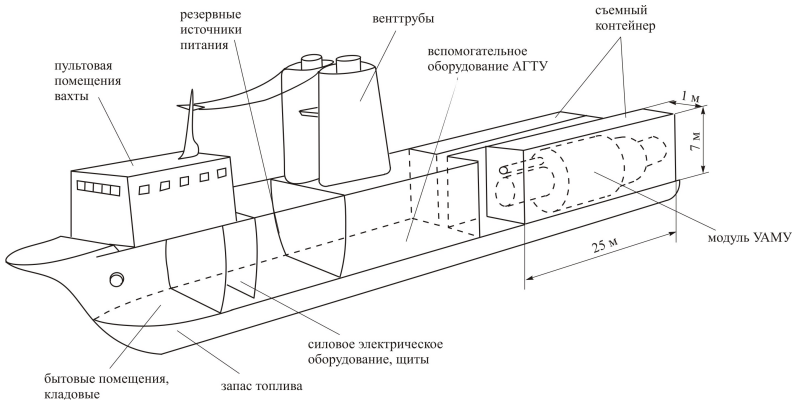


Рис. 5.20. Проект «Пласт»

Действующие государственные нормы и правила (НРБ-76/67, ООП-72/87, СПАЭС-79) устанавливают такие требования к радиационному воздействию АЭС на население и окружающую среду, при которых ни одно лицо из населения не будет подвергаться неоправданному высокому радиационному риску при нормальных условиях эксплуатации АЭС, а также при проектных авариях.

Однако выполнение указанных нормативов является необходимым, но не достаточным условием обеспечения приемлемого на сегодняшний день уровня безопасности АЭС. Современная концепция безопасности АЭС должна, по нашему мнению, быть способной убедить общественность, что в случае любой возможной аварии, в том числе гипотетической, ситуация останется под контролем; принятия чрезвычайных мер по защите населения не потребуется, а радиационные последствия не превысят согласованных пределов. Реализация этой концепции возможна на основании известного принципа защиты в глубину, в рамках которого безопасность обеспечивается наличием многоэшелонной защиты от выхода радиоактивных веществ (5 барьеров, а именно: твэл, контур, капсула, защитные оболочки и ограждение):

- высокое качество проектирования и изготовления, обеспечивающих полную готовность блоков, и отсутствие строительно-монтажных работ;
- наличие надежных средств диагностики, предотвращения и подавления аварийных режимов с использованием присущих внутренних свойств безопасности (внутренней самозащищенности, в частности переход в подкритическое состояние при заполнении активной зоны водой);
- исключение этапа перегрузки непосредственно в районе действия в процессе эксплуатации либо применение технологий перегрузки без разгерметизации отсека-контейнера;
- принятие мер по устойчивости к внешним воздействиям и ситуациям, связанным с ошибками персонала;
- возможность организации естественной циркуляции либо принудительное использование остаточного тепла;
- использование систем, предохраняющих физические барьеры от разрушения;
- меры дополнительной защиты населения и окружающей среды в тех случаях, когда защитные барьеры по тем или иным причинам недостаточно эффективны.

При проектировании нашей АЭС вышеуказанные принципы были реализованы в полном объеме. Так, впервые в практике проектирования транспортных ЯЭУ ядерная установка имеет в своем составе не два, а три физических защитных барьера: оболочки твэлов, содержащих топливо в виде матрицы; прочный первый контур, прочноплотная капсула АЭУ. Эти барьеры сами по себе уже гарантируют безопасную эксплуатацию АЭС как при нормальных условиях, так и при проектных авариях по перечню, регламентированному ПБЯ-8-08 и ТОБ АЭС. Действительно, при авариях, например с разгерметизацией первого контура, газовый теплоноситель уве-

ренно удерживается в защитной капсуле (при теплоотводных авариях) установка гарантированно расхолаживается, в том числе и воздухом без разрушения топливной композиции.

Важнейшую роль в обеспечении безопасности будут играть и противоаварийные защитные барьеры – прочноплотная защитная оболочка АЭУ и защитное ограждение, которые являются судовыми конструкциями и обеспечивают безопасность АЭС, в частности, при навигационных авариях, внешних воздействиях, как природных, так и техногенных.

Расчеты показывают, что такой набор из пяти защитных барьеров позволяет локализовать, например, такую тяжелую аварию, как разгерметизация первого контура с последующим отказом систем расхолаживания, сопровождающуюся разрушением отдельных топливных элементов. Аварийные дозы за пределами АЭС не превысят при этом 0,5 бэра по внешнему излучению и 1,5 бэра по облучению щитовидной железы.

Опыт эксплуатации судовых и корабельных ЯЭУ показывает, что наиболее тяжелые радиационные последствия реализуются при возникновении гипотетических аварий при перегрузке топлива, когда «вскрыты» несколько защитных барьеров. В данном случае реализация подобных аварий исключается за счет организационных мероприятий, заключающихся в том, что операции по перегрузке топлива не будут проводиться в местах дислокации АЭС. Справедливости ради следует отметить, что принципы перегрузки данного вида топлива позволяют вообще исключить возможность возникновения вспышки СЦР за счет, например, перегрузки дозированного количества топлива, без вскрытия крышки реактора.

И наконец, об аварийном затоплении АЭС. Эта авария в настоящее время относится к гипотетическим, т. е. требуется лишь оценить последствия этой аварии и указать направления мероприятий по защите населения и окружающей среды. По нашему мнению, для плавучей АЭС данную аварию следует относить к классу проектных аварий, последствия которых должны ограничиваться в рамках регламентированных пределов. Для АЭУ с газовым теплоносителем это сделать наиболее просто, ибо безопасность газового реактора мало зависит от его пространственной ориентации, газовый теплоноситель не меняет фазы при изменении (нарушении) режимов теплоотвода, отсутствует влияние на реактивность системы; подкритичность обеспечивается при попадании в контур морской воды, наличие пяти защитных барьеров обеспечивает удержание и сепарацию нуклидов при миграции их в морскую воду. Расчетные оценки показывают, что при затоплении АЭС радиус пятна, на котором происходит превышение $ДК_Б$ (допустимая концентрация в питьевой воде для отдельных лиц

населения), не превысит нескольких километров, т. е. речь не идет о региональном воздействии данной аварии.

5.1.7. Автономный источник энергоснабжения ЯППУ повышенной безопасности КЛТ-40

Высокое качество ядерной перепроизводящей установки (ЯППУ) КЛТ-40, обладающей повышенной безопасностью, достигнуто на базе опыта создания и эксплуатации аналогичного оборудования и систем на советских атомных ледоколах. Прежде всего это действующие атомные ледоколы «Арктика», «Сибирь» «Россия», «Советский Союз», ледоколы с ограниченной осадкой совместной советско-финской постройки «Таймыр» и «Вайгач». Не имеет аналогов 30-летняя безаварийная эксплуатация родоначальника атомного флота – ледокола «Ленин». О надежности и высоких ресурсных характеристиках его ЯППУ свидетельствует наработка, достигшая для отдельного оборудования более 107 тысяч часов. Накоплен ценнейший опыт: установками советских атомных ледоколов безаварийно наработано более 100 реакторо-лет, что подтверждает отработанность технических решений, положенных в основу создания ЯППУ КЛТ-40 лихтеровоза-контейнеровоза «Севморпуть», вступившего в эксплуатацию в 1988 году. Кроме того, это свидетельствует в пользу целесообразности использования ЯППУ КЛТ-40 в качестве источника энергии в гамме самых различных объектов.

5.1.7.1. ЯППУ КЛТ-40

Главная цель и главное достижение – безопасность

При создании реакторной установки КЛТ-40 первостепенное внимание уделялось вопросам обеспечения надежности и безопасности, рассмотрению широкого спектра проектных, запроектных аварий и внешних воздействий на установку.

При обосновании безопасности и анализе развития аварий учитываются свойства самозащищенности реактора, аккумулирующая способность установки, пассивные принципы аварийного теплоотвода, отказы оборудования систем безопасности по общим причинам, возможное невмешательство персонала в первые часы после возникновения аварии, ошибочные действия персонала, приводящие к исходным событиям или усугубляющие развитие аварии. В качестве принципов предупреждения эксплуатационных аварий и перевода их на пути безопасного развития приняты: обеспечение

периодических проверок оборудования и систем, важных для безопасности, диагностирование технического состояния трубопроводов и оборудования контура первичного теплоносителя, высокая квалификация персонала и обучение его действиям в аварийных ситуациях, возможность выполнения персоналом корректирующих действий в условиях наличия оперативного запаса времени и средств оперативной поддержки оператора, полная локализация любых выбросов при авариях с разгерметизацией активной зоны.

В результате ЯППУ КЛТ-40 удовлетворяет всем требованиям отечественных и международных нормативных документов по безопасности.

Конструкция и общие характеристики

ЯППУ КЛТ-40 представляет собой однореакторную установку с водо-водяным реактором корпусного типа (рис. 5.21).

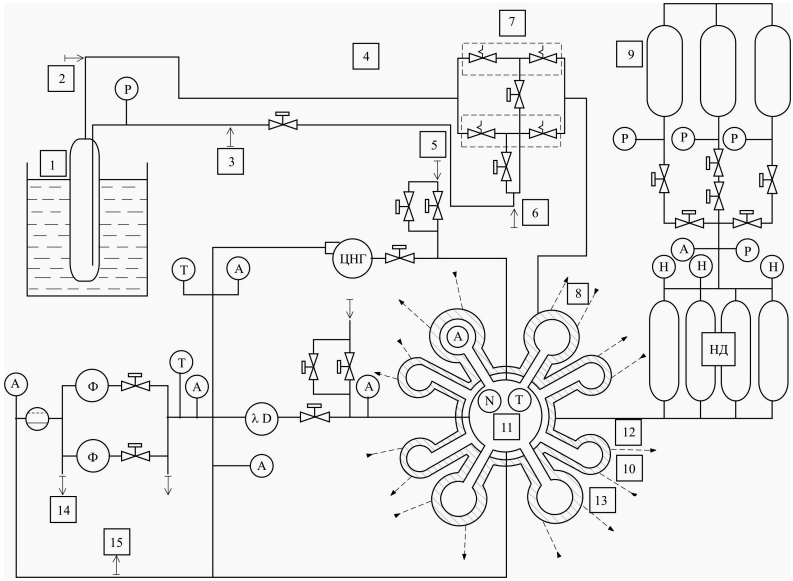


Рис. 5.21. Основной контур циркуляции:
1 – расширительная емкость; 2 – система воздуха низкого давления; 3 – дренаж; 4 – система воздухоудаления; 5 – система подпитки и аварийной проливки; 6 – система опрессовки; 7 – предохранительное устройство; 8 – пар и питательная вода; 9 – газовые баллоны; 10 – охлаждающая вода; 11 – реактор; 12 – циркуляционный насос; 13 – парогенератор; 14 – возврат после рециркуляции; 15 – отбор на пробы и рециркуляцию

Основное оборудование – реактор, парогенераторы и насосы контура первичного теплоносителя – объединено короткими силовыми патрубками в компактный парогенерирующий блок (рис. 5.22).

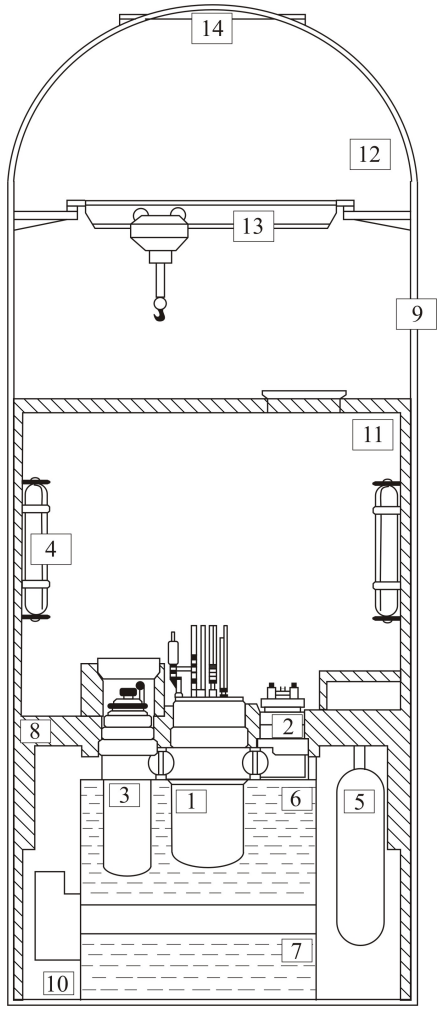


Рис. 5.22. Паропроизводящая установка в защитной оболочке:
1 – реактор; 2 – электронасос; 3 – парогенератор; 4 – баллоны системы ГВД; 5 – гидробаллон; 6 – бак МВЗ; 7 – барботажная емкость; 8 – биологическая защита; 9 – стенки защитной оболочки; 10 – поблочное пространство; 11 – нижнее аппаратное помещение; 12 – верхнее аппаратное помещение; 13 – кран; 14 – люковое закрытие

Реактор состоит из корпуса, крышки, выемного блока и активной зоны. На крышке реактора установлены пять приводов органов компенсации избыточной реактивности (КГ) и четыре исполнительных механизма аварийной защиты (А3). Приводы КГ и механизмы А3 имеют разные принципы действия.

Активная зона состоит из комплекта тепловыделяющих сборок (ТВС), заменяемых после выработки топлива. В состав ТВС входят тепловыделяющие элементы стержневого типа.

Парогенератор – прямоточный теплообменный аппарат, трубная система которого набрана из цилиндрических спиральных змеевиков, изготовленных из коррозионно-стойкого материала.

Циркуляционный электронасос – центробежный, одноступенчатый, бессальниковый, с герметичным двухскоростным электродвигателем.

Исполнительный механизм А3 состоит из реечного механизма с пружиной, сервопривода и асинхронного электродвигателя.

Привод КГ включает винтовой механизм, редуктор и шаговый электродвигатель.

Все источники излучений окружены биологической защитой, гарантирующей безопасность персонала, населения и окружающей среды.

Таблица 5.4

Основные характеристики ЯППУ КЛТ-40 атомного лихтеровоза-контейнеровоза «Севморпуть»

Тепловая мощность реактора, МВт 135
Паропроизводительность, т/ч (кг/с) 215 (59,7)
Температура пара, °С 290
Давление пара, МПа (кг/см^2) 3,9 (40)
Скорость изменения мощности, %/С .....0,1 и 1
Температура контура первичного теплоносителя, °С:
На входе в реактор.....278
На выходе из реактора.....312
Давление контура первичного теплоносителя, МПа 12,8

ЯППУ оснащена комплексом аппаратуры технологического и дозиметрического радиационного контроля за состоянием активной зоны, герметичностью контуров, обстановкой в помещениях и выходом активности за пределы объекта (табл. 5.4).

Концепция безопасности

Основой концепции безопасности реакторной установки КЛТ-40 является внутренняя самозащищенность.

Свойства внутренней безопасности реактора обусловлены:

- отрицательными коэффициентами реактивности активной зоны, гарантирующими самогашение цепной реакции деления в активной зоне при непредусмотренном повышении мощности и температуры в реакторе;
- пассивным принципом гашения реактора рабочими органами;
- высокой аккумулирующей способностью;
- исключением трубопроводов большого диаметра в контуре первичного теплоносителя и введением устройств, ограничивающих его истечение при разгерметизации.

Защита в глубину

Реализация этого принципа служит надежной гарантией исключения радиоактивных выбросов.

В реакторной установке организован ряд последовательных барьеров на пути выхода радиоактивных продуктов из топлива: оболочка твэл, контур первичного теплоносителя, защитная оболочка, защитное ограждение, – и приняты меры, предотвращающие разрушение этих барьеров.

Комплекс защитных барьеров обеспечивает нераспространение радиоактивных продуктов за пределы защитной оболочки во всех авариях, включая разрывы трубопроводов контура первичного теплоносителя максимального диаметра полным сечением.

Системы безопасности

Выполненные, исходя из принципа единичного отказа, системы безопасности являются элективным средством предотвращения аварий. Включение систем безопасности во всех аварийных ситуациях – автоматическое, блокировка срабатывания систем безопасности исключена. Имеется возможность дистанционного включения систем безопасности персоналом.

Аварийный останов реактора осуществляется введением в активную зону стержней А3 и КГ от различных по конструкции приводов за счет энергии сжатия пружин, электродвижения или гравитационных сил. Предусмотрена страховочная система ввода жидкого поглотителя. На случай выхода из строя центрального поста управления предусмотрен аварийный пост.

Комплекс систем управления и автоматизации технических средств построен таким образом, что управление и контроль за наиболее важными параметрами установки, влияющими на ядерную безопасность, осуществляются по трехканальной схеме, а сигналы АЗ и экстренного снижения мощности вырабатываются по мажоритарному принципу.

Система отвода остаточных тепловыделений включает независимые каналы расхолаживания с отводом тепла через парогенераторы или через теплообменник в морскую воду или в атмосферу. Теплоотвод через парогенераторы производится двумя независимыми каналами, использующими активный и пассивный принципы работы.

Система аварийного охлаждения (проливки) состоит из двух независимых каналов, в которые входят пассивные (гидроаккумуляторы) и активные (электронасосы) средства подачи воды в реактор.

Важным элементом систем локализации последствий аварий является защитная оболочка. Она представляет собой прочноплотную выгородку и рассчитана на внутреннее давление, реализующееся при максимальной проектной аварии – разрыве полным сечением трубопровода контура первичного теплоносителя максимального диаметра.

Работа системы снижения аварийного давления в защитной оболочке основана на пассивном принципе и обеспечивает непревышение допустимого давления в защитной оболочке и эффективную локализацию последствий аварии.

Система заполнения защитной оболочки предотвращает ее разрушение и обеспечивает теплоотвод от реактора при затоплении судна. Работа системы основана на пассивном принципе без использования источников энергии.

Анализ безопасности

Высокий уровень безопасности реакторной установки КЛТ-40 обоснован результатами анализа широкого спектра технически возможных аварийных ситуаций (проектных и сверхпроектных), проводимого при сочетании детерминистского и вероятностного подходов.

Анализ выполнен с учетом опыта эксплуатации атомных ледоколов, требований отечественных и международных правил безопасности в предположении наложения на исходное аварийное событие отказов в системах безопасности, вводимых в действие при этих событиях, а также возможных ошибок персонала.

При полной потере электропитания эффективная естественная циркуляция воды в контуре первичного теплоносителя и высокая его теплоемкость обеспечивают поддержание установки в безопасном состоянии без ограничения по времени.

При неуправляемом извлечении наиболее эффективного органа воздействия на реактивность (центральной компенсирующей группы), а также в случае ошибки оператора в процессе пуска или при работе на мощности обеспечивается безопасность за счет срабатывания аварийной защиты и отрицательных обратных связей по температуре топлива и теплоносителя, свойственных данному типу реактора.

Таблица 5.5

Меры, позволяющие обеспечить суммарную частоту аварий с нарушением пределов безопасности не более $2 \cdot 10^{-6}$ реакторо-лет

Исходные события	Частота исходного события, 1/год	Частота нарушения пределов безопасности, 1/год
Непреднамеренное введение положительной реактивности	$1 \cdot 10^{-5}$	$5 \cdot 10^{-7}$
Обесточивание	$1 \cdot 10^{-3}$	$6 \cdot 10^{-7}$
Разрушение трубопровода питательной воды	$1 \cdot 10^{-4}$	$1 \cdot 10^{-7}$
Разгерметизация контура первичного теплоносителя: малая течь	$1 \cdot 10^{-2}$	$1 \cdot 10^{-7}$
Разрыв трубы полным сечением Ду15 Ду25 (с учетом специальных устройств)	$6 \cdot 10^{-3}$ $9 \cdot 10^{-5}$	$3 \cdot 10^{-7}$ $4 \cdot 10^{-7}$
Разрыв трубки ПГ	$2 \cdot 10^{-2}$	$1 \cdot 10^{-8}$
Сумма		$2 \cdot 10^{-6}$

При мгновенной разгерметизации трубопровода максимального диаметра на полной мощности принятые технические меры исключают осушение и перегрев активной зоны, что обеспечивает непревышение допустимых норм по радиационным последствиям. Этому способствуют примененные системы локализации, включая защитную оболочку со средствами снижения давления.

Принятые в реакторной установке решения позволяют обеспечить суммарную частоту аварий с нарушением пределов безопасности не более 10^{-6} на 1/реакторо-год, что соответствует общепринятым требованиям (табл. 5.5).

Эффективность и высокая радиационная безопасность реакторной установки КЛТ-40 подтверждены длительным опытом успешной эксплуатации ЯППУ атомных ледоколов. Радиационное воздействие на персонал ниже общепринятых норм МАГАТЭ. Среднегодовая дозовая нагрузка на персонал по опыту работы составляет не более 0,5 бэра. Наличие четырех надежных контролируемых барьеров на пути потенциального распространения радионуклидов, выделение санитарно-защитных зон является гарантией высокой экологической чистоты реакторной установки и ее безопасности.

Радиационное воздействие на население и окружающую среду при нормальной эксплуатации отсутствует.

Наличие барьеров безопасности и локализующих систем практически полностью исключает выброс активности за пределы объекта в наиболее тяжелых проектных авариях. Доза облучения при этом за пределами объекта не превысит 1 Мбэр, что более чем в 200 раз ниже годовой дозы облучения от естественного фона. При сверхпроектных авариях с наложением двух и более отказов в системах безопасности обеспечен достаточный резерв времени для подключения дополнительных средств, исключающих возможность плавления активной зоны. За счет барботажной системы снижения давления в защитной оболочке и высокой эффективности конструкции самой защитной оболочки даже при гипотетической аварии с постулируемым полным оплавлением активной зоны, уровни радиации за пределами объекта составят на расстоянии 1 км при наихудших погодных условиях не более 2,5 бэра, что заметно ниже допускаемых при аварийном облучении доз.

Для накопления и временного хранения жидких и твердых радиоактивных отходов на ПАЭС предусмотрены специальные цистерны и контейнеры, размещенные в защитных боксах. Объем радиоактивных отходов невелик, определяется в основном работами по перегрузке топлива и в пересчете на год составляет: жидкие – 20 $м^3$, твердые – 5 $м^3$. По мере накопления отходы вывозятся с ПАЭС к месту хранения или переработки.

При эксплуатации установки КЛТ-40 какой-либо сброс радиоактивных отходов в окружающее пространство отсутствует, что свидетельствует об абсолютно экологической чистоте плавучего энергоисточника.

Освоенность работ по перегрузке реактора, ремонту и замене оборудования установки КЛТ-40, относительно небольшое количество радиоактивных отходов и отработанность на атомных ледоколах технологической схемы их приема, переработки и захоронения позволяют гарантировать экологическую чистоту при проведении технического обслуживания станции.

В мировой истории реакторостроения отечественные ледокольные установки – одни из немногих, которые прошли все фазы «жизненного» цикла, включая снятие с эксплуатации. Объем отходов, подлежащих захоронению после разукрупнения оборудования, не превышает 45 $м^3$ (25 % от массы реакторной установки). Большая часть низкоактивного оборудования и конструкций КЛТ-40 может вывозиться без использования защитных контейнеров на переплавку на металлургические заводы. Общестанционная часть оборудования и конструкций не радиоактивна и может демонтироваться с использованием общепромышленных методов и средств.

Стоимость снятия блоков атомной станции на базе реакторной установки КЛТ-40 с эксплуатации составляет не более 10 % от стоимости строительства.

Использование ПАЭС электрической мощностью 80 МВт с двумя реакторами КЛТ-40 эквивалентна сокращению ежегодного потребления в районах Крайнего Севера 200 тыс. тонн каменного угля или 120 тыс. тонн мазута. Для доставки такого количества топлива требуется 30 танкеров или 60 сухогрузов, а для доставки с баз – 10000 автоцистерн и 15000 автосамосвалов.

5.1.7.2. Атомная плавучая водоопреснительная станция АПВС-40

С установкой КЛТ-40 успешно эксплуатируется лихтеровоз-контейнеровоз «Севморпуть» с ее модификацией КЛТ-40М (тепловая мощность реактора 171 МВт) – ледоколы с ограниченной осадкой «Таймыр» и «Вайгач». Проработаны вопросы возможного применения ЯППУ КЛТ-40-2 (две установки КЛТ-40) для оснащения судов многоцелевого назначения (типа СА-30). Кроме того, установка может быть использована для:

- плавучих водоопреснительных станций;
- плавучих электростанций;
- подземных электростанций;
- береговых электростанций, возводимых наплавным способом.

АПВС-40 представляет собой специальное несамоходное судно, предназначенное для получения питьевой воды из морской (табл. 5.6).

Таблица 5.6

Основные технические характеристики АПВС-40

Длина, м	160
Ширина, м	32
Осадка, м	6
Высота борта, м	10
Полное водоизмещение, т	28500
Производительность по опресненной воде, $м^3$/сут	40000
Количество реакторов, шт	1
Количество опреснительных установок, шт	2
Автономность работы по запасам реагентов, год	1
Продолжительность работы	
до перезарядки топлива реактора, год	2,5
Продолжительность работы в течение года, ч	не менее 8000
Общий срок службы, год	25
Общий срок службы до заводского ремонта, год	12,5
Численность персонала, чел.	60

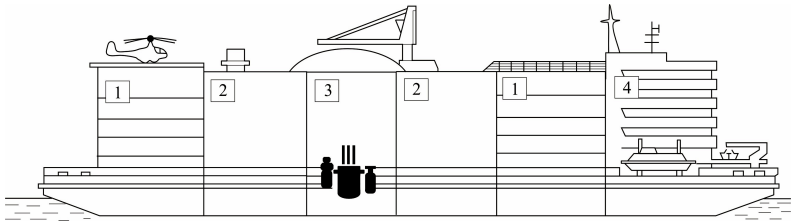


Рис. 5.23. Компоновка судна:
1 – опреснительная установка; 2 – машинное отделение;
3 – центральный энергетический отсек; 4 – жилой блок

В состав станции входят: ядерная паропроизводящая установка, опреснительная установка и установки приготовления питьевой воды, а также обслуживающие общесудовые системы (рис. 5.23).

Главный энергетический источник судна – ЯППУ КЛТ-40

АПВС-40 укомплектована двумя дистилляционными опреснительными установками с горизонтально-трубными пленочными аппаратами ДОУ ГТПА-840 и установкой приготовления питьевой воды УППВ-40, предназначенной для приготовления питьевой воды на базе термической опреснительной воды, поступающей из опреснительных блоков.

АПВС-40 может поставляться в двух модификациях:

- с размещением установки по приготовлению питьевой воды на береговой площадке;
- с размещением этой установки на судне (рис. 5.24).

Надежная и эффективная технологическая схема обеспечивает приготовление физиологически полноценной питьевой воды кальциевой группы гидрокарбонатного класса высокого качества.

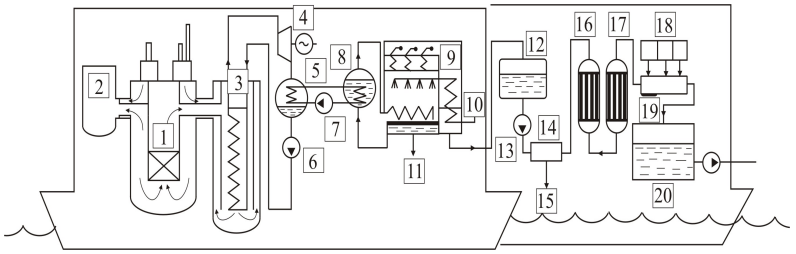


Рис. 5.24. Схема станции:
1 – реактор; 2 – циркуляционный насос I контура; 3 – парогенератор; 4 – турбогенератор; 5 – конденсатор; 6 – электронасос II контура; 7 – электронасос промежуточного контура; 8 – парогенератор; 9 – дистилляционная опреснительная установка; 10 – морская вода; 11 – упаренная морская вода; 12 – приемная цистерна дистиллята; 13 – электронасос подготовки питьевой воды; 14 – смеситель; 15 – раствор H_2CO_3; 16 – фильтр обогащения; 17 – намывной сорбционный фильтр; 18 – установка для хлорирования, фторирования, стабилизации; 19 – смеситель; 20 – цистерны питьевой воды

Влияние реакторной установки на опреснительную воду полностью исключено трехконтурной схемой и наличием барьера по давлению. Выбор и обустройство места стоянки, организация приема забортной воды и сброса ее с повышенной концентрацией солей в море, а также наличие экологического блока переработки бытовых отходов полностью исключает влияние станции на экологию региона.

АПВС-40 является экологически чистым источником опреснения морской воды и получения из нее физиологически полноценной высококачественной питьевой воды, соответствующей требованиям Всемирной организации здравоохранения.

Плавучая атомная электростанция ПАЭС-100

Энергоснабжение прибрежных промышленных районов, в том числе отдаленных и труднодоступных, наряду с традиционными методами использования стационарных электростанций может быть обеспечено плавучими электростанциями, работающими на ядерном топливе.

Таблица 5.7

Основные технические характеристики ПАЭС-100

Длина, м	120
Ширина, м	30
Осадка, м	6
Водоизмещение, т	16000–20000
Электрическая мощность (брутто), МВт	100
Напряжение, кВ	6,3
Тепловая мощность реактора, МВт	160–170
Количество реакторов, шт	2
Температура пара, °С	290
Давление пара, кгс/см^2	40
Срок службы корпуса реактора, корпусов основного оборудования и трубопроводов, лет	40
Численность обслуживающего персонала, чел.	60

В основу проектирования энергетической системы ПАЭС-100 положен принцип моноблока: реактор–турбина–генератор–линия электропередачи.

Схемно-конструктивные решения станции позволяют по желанию заказчика производить отпуск совместно электричества, тепла, пресной воды в различных соотношениях, при сохранении суммарной тепловой мощности. В качестве источника пара в составе плавучей АЭС предполагается использовать две ядерные паропроизводящие установки КЛТ-40 (табл. 5.7).

Основные достоинства плавучих атомных электростанций:

- возможность их серийного производства в короткие сроки по отработанным проектам на специализированных заводах, расположенных в промышленно развитых районах с последующей буксировкой ЛАЭС к месту эксплуатации;
- сокращение сроков строительства за счет параллельного выполнения работ по строительству самой ПАЭС и береговых сооружений, обеспечивающих эксплуатацию станции на месте ее стоянки;
- возможность свободного выбора и изменения мест стоянки станции;
- упрощение сейсмической защиты.

Указанные достоинства позволяют рекомендовать ПАЭС-100 в качестве многоцелевых комплексов для любых стран и регионов мира, примыкающих к морским побережьям.

5.1.7.3. Подземная атомная электростанция на базе реакторной установки КЛТ-40

В состав энергоблока атомной электростанции, размещаемой в подземных тоннелях, входят две ядерные паропроизводящие установки КЛТ-40, вспомогательные и обслуживающие системы и оборудование, комплект технологического оборудования, хранилищ и шахт, необходимых для выполнения перегрузки активных зон реакторов, проведения ремонтных операций и технических освидетельствований.

Общестанционные системы и оборудование подземных атомных электростанций, обеспечивающие функционирование энергоблоков, могут размещаться как внутри тоннелей, так и на поверхности.

В процессе эксплуатации все радиоактивные отходы поступают в хранилища, рассчитанные на 2 года хранения. Предусмотрен бассейн для хранения в течение 2 лет двух отработанных зон. По истечении 2 лет эксплуатации все отходы от установки по мере необходимости должны выгружаться и отправляться на спецпредприятие для переработки.

Создание подобных подземных АЭС в полной мере соответствует современным тенденциям повышения безопасности объектов атомной энергетики.

5.1.7.4. Береговая атомная электростанция

Создание береговых АЭС, возводимых наплавным способом, базируется в основном на тех же технических решениях, что и создание плавучих станций, и обладает большинством их достоинств, которые были приведены выше.

Использование в качестве источника энергии в составе береговой АЭС отработанной ЯППУ повышенной безопасности КЛТ-40 позволяет реализовать возможность серийного производства в короткие сроки по отработанной технологии на специализированных заводах, расположенных в промышленно развитых районах, с последующей транспортировкой оборудования АЭС крупными модулями водным путем к месту окончательного монтажа на береговой площадке. При этом обеспечивается сокращение сроков строительства за счет параллельного выполнения работ по крупноблочному изготовлению оборудования самой станции и строительству береговых сооружений.

Основное отличие береговых атомных станций от плавучих станций заключается в большем объеме береговых строительных работ и меньшем объеме работ по обустройству водной акватории.

Указанные достоинства позволяют рекомендовать береговые АЭС, возводимые наплавным способом, в качестве многоцелевых энергетических комплексов (получение электроэнергии, тепла, пресной воды) для любых стран и регионов мира, примыкающих как к морским побережьям, так и к крупным судоходным рекам.

Использование ЯППУ повышенной безопасности КЛТ-40 в качестве автономного источника энергоснабжения, созданной на базе технических решений, проверенных длительной успешной эксплуатацией советских атомных ледоколов, гарантирует надежность эксплуатации объектов различного назначения, оснащенных этой установкой.

По уровню безопасности и экологической чистоты реакторная установка КЛТ-40 отвечает отечественным и международным нормативным документам, что снимает какие-либо ограничения по применению ее на объектах, располагающихся вблизи населенных пунктов. Решения, принятые по реакторной установке, согласуются с концепцией безопасности реакторов малой и средней мощности, рассмотренной МАГАТЭ.

5.1.8. Реакторная установка АСТ-30Б для АСММ

Описание установки

Реакторная установка АСТ-30Б представляет собой установку с водо-водяным реактором интегрального типа.

Таблица 5.8

Основные характеристики реакторов АСТ-30Б, АСТ-300, АСТ-500

Характеристика	Значение			
	АСТ-30Б		АСТ-300	АСТ-500
1. Тип реактора	Водо-водяной, интегральный, на тепловых нейтронах			
2. Тип циркуляции теплоносителя первого контура	Естественная			
3. Тепловая мощность реактора, МВт	10	30	300	500
4. Активная зона: топливо	UO_2			
количество топливных сборок, шт	55		85	121
материал оболочки твэл	циркониевый сплав			
обогащение топлива подпитки по ^{235}U, %	2,0–2,4	3,6	1,6–2,0	
кампания, лет	6		6	6–8
количество перегрузок за кампанию, шт	3		3	3–4

Окончание табл. 5.8

Характеристика	Значение		
	АСТ-30Б	АСТ-300	АСТ-500
5. Тип теплообменника	змеевиковый, встроенный в корпус реактора	прямотрубный, встроенный в корпус реактора	
6. Флюенс (E > 1 МВт) на корпус, нейтр/см^2	$< 10^{16}$	$1.6 \cdot 10^{17}$	$< 10^{16}$

В табл. 5.8 представлены технические характеристики реакторов этих установок, в том числе приведены характеристики активной зоны.

Структура физических барьеров безопасности на пути распространения первого контура в окружающую среду представлена на рис. 5.25.

Система первого контура включает:

- реактор, в корпусе которого расположен контур охлаждения активной зоны с теплообменниками и парогазовый компенсатор давления;
- систему очистки.

Циркуляция теплоносителя по контуру охлаждения активной зоны на всех эксплуатационных режимах работы установки – естественная.

Второй контур

Второй промежуточный контур предназначен для отвода тепла от первого контура и передачи его сетевой воде в сетевых теплообменниках.

Второй контур состоит из двух петель теплообмена, каждая из которых включает:

- электронасос;
- паровой компенсатор давления;
- теплообменники первого-второго контуров;
- сетевой теплообменник, состоящий из секций.

Давление во втором контуре выше, чем в первом, что является барьером для выхода радиоактивности из первого контура.



Рис. 5.25. Физические барьеры безопасности

Сетевой контур

Сетевой контур предназначен для отвода тепла от второго контура и передачи его потребителям. Кроме того, сетевой контур может быть использован для отвода тепла от реактора при расхолаживании установки. Сетевой контур состоит из двух петель (по числу петель второго контура). Циркуляция по сетевому контуру осуществляется электронасосами.

Давление в сетевом контуре выше, чем во втором, что является еще одним барьером от попадания радиоактивности в сетевую воду.

Принципиальная схема установки приведена на рис. 5.26. В состав установки входят следующие системы.

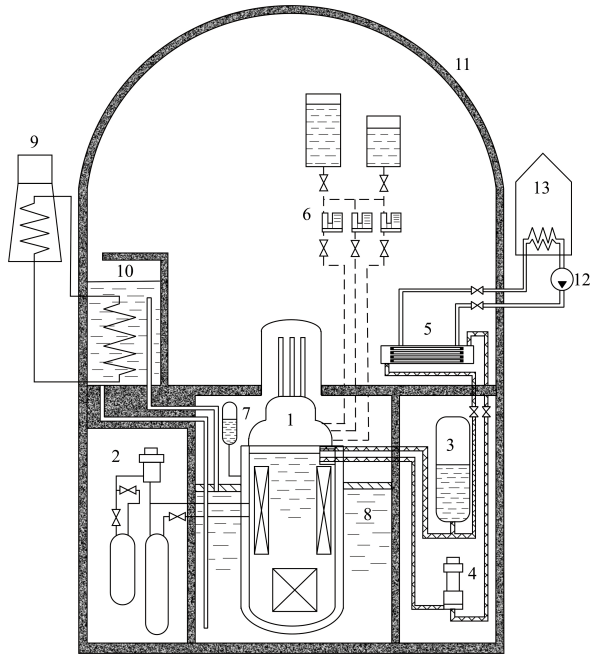


Рис. 5.26. Принципиальная схема установки АСТ-30Б:
1 – реактор; 2 – система очистки; 3 – компенсатор давления II контура; 4 – насос II контура; 5 – сетевой теплообменник; 6 – система подпитки реактора; 7 – компенсатор объема; 8 – бассейн системы аварийного расхолаживания; 9 – теплообменник системы аварийного расхолаживания; 10 – бак системы аварийного расхолаживания; 11 – защитная оболочка; 12 – насос сетевого контура; 13 – потребитель тепла

Система подпитки первого контура

Система подпитки первого контура предназначена для восполнения потерь воды из реактора при технологических операциях.

Кроме того, система может быть использована в качестве страховочного средства для восполнения потерь теплоносителя при разгерметизации первого контура или для прекращения цепной реакции введением в реактор борсодержащего раствора.

Система включает в себя:

- три электронасоса;
- бак с запасом подпиточной воды;
- бак с запасом борсодержащего раствора.

Система является трехканальной, с независимостью каналов друг от друга.

Система разгрузки корпуса реактора по давлению

Система предназначена для создания и поддержания вокруг корпуса реактора давления, близкого давлению в реакторе, что исключает возможность его разгерметизации.

Система включает:

- герметичный корпус вокруг корпуса реактора;
- компенсатор давления.

Корпус вокруг корпуса реактора заполнен водой под давлением. Вода, залитая в корпус, выполняет две функции: обеспечивает хорошую теплопередачу от реактора к воде бассейна и сохраняет активную зону реактора под уровнем теплоносителя даже при гипотетической аварии с разгерметизацией основного корпуса.

Система аварийного расхолаживания

Система предназначена для аварийного отвода от реактора остаточных тепловыделений, когда расхолаживание другими системами невозможно. Система включает:

- бассейн с водой, в который погружен реактор;
- бак с запасом воды, подключенный к бассейну и расположенный внутри защитной оболочки вдоль стен в необслуживаемом подъемным краном пространстве;
- два воздушных теплообменника, подключенных к баку запаса воды и бассейну.

Система работает следующим образом. Тепло от активной зоны передается через корпус реактора к воде, заполняющей второй корпус, далее через стенку второго корпуса к воде бассейна, затем к воде бака запаса. От воды бака тепло отводится в воздушных теплообменниках. Вся система действует за счет естественной циркуляции воды во всех компонентах до конечного поглотителя, т. е. построена на пассивном принципе. Кроме того, система постоянно находится в работе, что предотвращает ее отказ на ввод в действие.

Время отвода тепла от реактора системой аварийного расхолаживания не ограничено. Однако даже на случай отказов в системе, например при разрушении воздушных теплообменников в результате каких-либо катастрофических явлений, предусмотрено следующее техническое решение. Бассейн, в который погружен реактор, постоянно сообщается с баком запаса воды, расположенном выше бассейна, двумя трубопроводами. Один соединяет верхнюю часть бассейна реактора с верхней частью бака, а второй – нижнюю часть бассейна с нижней частью бака. За счет этого между бассейном и

баком осуществляется конвективный теплообмен. Значительный объем воды (300 м^3), а значит, большая теплоаккумулирующая способность бака обеспечивают длительный (не менее недели) теплоотвод от реактора.

Одним из основных путей обеспечения предельно достижимого уровня безопасности установки АСТ-30Б является повышение надежности систем безопасности за счет использования самосрабатывающих устройств или устройств прямого действия.

Самосрабатывающие устройства – это класс пассивных устройств, которые предназначены для ввода в действие защитных и локализующих систем безопасности, являются защитной или локализующей арматурой и т. п. К числу таких устройств относятся размыкатели электропитания по давлению (РЭД), гидроуправляемые пневмораспределители (ГУП), мембранные предохранительные устройства.

АСУ ТП реакторной установки рассматривается составной неотъемлемой частью АСУ ТП станции с комплексным решением следующих вопросов:

- обеспечение безопасности работы реакторной установки во всех режимах эксплуатации;
- контроль и диагностика реакторной установки и собственно АСУ ТП;
- информационная поддержка оператора, включая «советчик оператора» и др.

Таким образом, безопасность реакторной установки АСТ-30Б обеспечивается без участия персонала защитой установки на пассивных принципах за счет естественных процессов и применения пассивных устройств глушения реактора, аварийного отвода тепла, локализации радиоактивных выбросов, при этом:

- радиационное загрязнение окружающей среды не превышает естественного фона при нормальной эксплуатации и проектных авариях;
- радиационные последствия при запроектных авариях не превышают пределов, установленных для нормальной эксплуатации.

В установке АСТ-30Б получили развитие принципы и решения, реализованные в установке АСТ-500, которые подтверждены комплексом научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, опытом изготовления и испытания оборудования.

Необходимо отметить, что более низкие параметры первого контура, размещение реактора в бассейне с водой обеспечивают бо-

лее высокий уровень безопасности установки АСТ-30Б по сравнению с установкой АСТ-500, высокий уровень безопасности которой подтвержден экспертами МАГАТЭ.

Кроме того, использование установки АСТ-30Б в варианте с повышенным давлением в реакторе предпочтительнее варианта с атмосферным давлением, так как оба варианта имеют одно и то же конструктивное исполнение и один уровень безопасности, но при использовании с атмосферным давлением в первом контуре установка имеет более низкие технико-экономические показатели.

Конструктивные решения реакторной установки увязаны с имеющимися в России производственными и технологическими возможностями, что позволяет поставить заказчику весь комплекс оборудования установок с гарантией высокого качества исполнения и сроков поставки.

Учитывая отработанность большей части используемых в установке АСТ-30Б технических решений, не требуется проведения больших объемов опытно-конструкторских работ, что позволяет сократить сроки создания.

5.1.9. АБВ – энергоисточник повышенной безопасности для универсальных атомных станций малой мощности

Реакторная установка АБВ для универсальной атомной станции, предназначенной для выработки электроэнергии, пара, опреснения морской воды и теплоснабжения. Тепловая мощность 50 МВт. Срок службы 50 лет.

Технические принципы и решения

В качестве источника первичной энергии в реакторной установке АБВ используется водо-водяной реактор, замедлителем и теплоносителем в котором является обычная вода. Это наиболее распространенный, хорошо изученный и освоенный в мировой практике тип реактора, имеющий огромный опыт эксплуатации, насчитывающий несколько тысяч реакторо-лет.

В отличие от существующих реакторов ВВЭР и их зарубежных аналогов PWR, в АБВ все оборудование первого контура размещено в одном корпусе (интегральный реактор). Такая «баковая» схема позволила исключить крупные трубопроводы, предельно упростить контур циркуляции.

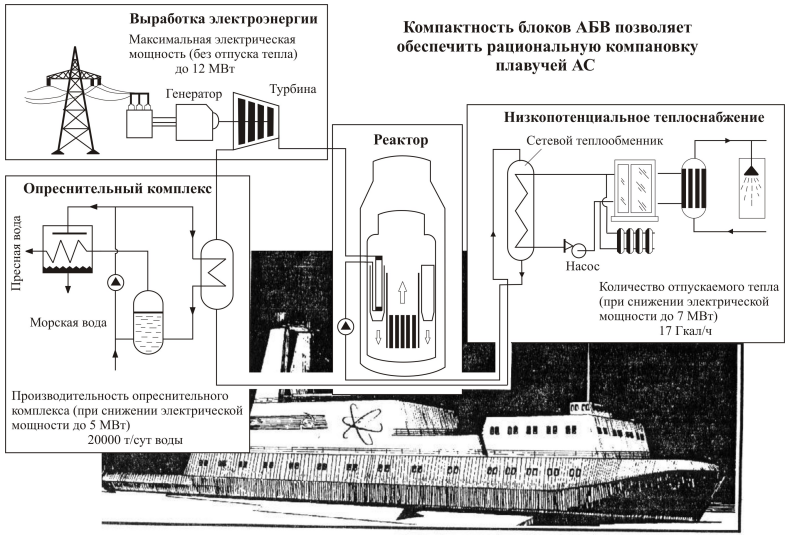


Рис. 5.27. Передвижная станция малой мощности

Компактность реактора, простота первого контура позволили реализовать естественную циркуляцию теплоносителя, исключить насосные агрегаты. В активной зоне вода, нагреваясь, поднимается и поступает во встроенные парогенераторы, где передает тепло среде второго контура, охлаждается и опускается на вход в активную зону.

Для АБВ принята традиционная, для водо-водяных реакторов – двухконтурная схема трансформации энергии атома в электричество и тепло – для промышленности и бытового потребления, а также опреснения воды.

Второй контур служит для отвода тепла от основного контура циркуляции в парогенераторах с получением пара и транспортировки его к паротурбинной установке.

Передача тепла для промышленного и бытового теплоснабжения, а также в контур опреснения морской воды осуществляется через отдельные теплообменники. Попадание радиоактивности потребителям полностью исключено.

Низкая энергонапряженность и естественная циркуляция внутри реакторного теплоносителя – важные факторы, повышающие безопасность активной зоны.

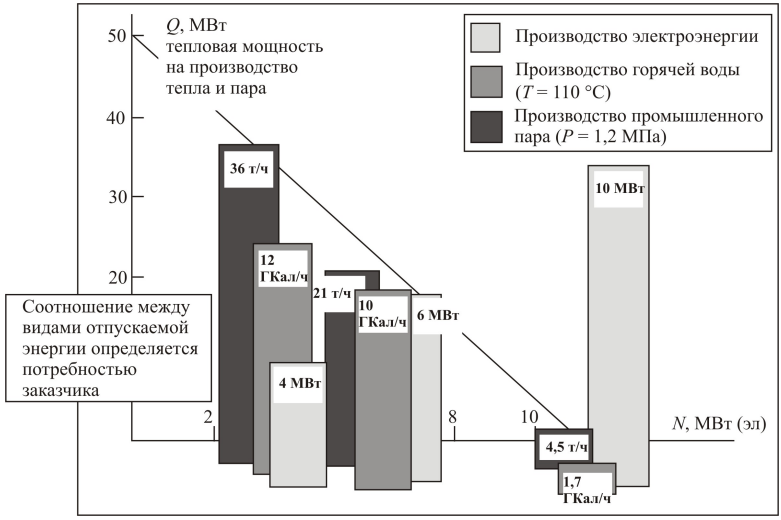


Рис. 5.28. Соотношение между видами отпускаемой энергии, определяемой потребностью заказчика

Оборудование реакторной установки размещено под прочноплотной защитной оболочкой, обеспечивающей защиту от падения самолета, ударной волны, таранящего удара судна и других внешних воздействий, а также рассчитанной на внутреннее избыточное давление и являющейся дополнительным внешним барьером локализации выбросов радиоактивности на случай запроектных аварий.

Все оборудование реакторной установки АБВ объединено в три блока, позволяющие создавать различные компоновки атомной станции (исходя из потребностей заказчика). При традиционном способе возведения атомной станции блоки оборудования реакторной установки могут быть доставлены на предполагаемую площадку любым видом транспорта. Масса наибольшего блока, включающего основное оборудование реакторной установки, составляет 200 т.

Для атомных станций, размещенных в удаленных районах, где определяющим фактором стоимости возведения объекта является продолжительность строительных и монтажных работ, предусмотрен модульный вариант компоновки реакторной установки. Единый функционально законченный модуль полной заводской готовности массой 600 т, в котором прочноплотный корпус модуля выполняет функцию защитной оболочки, доставляется к месту строительства специальным автомобильным или водным транспортом. В этом случае объем и стоимость строительных работ минимальны.

Таблица 5.9

Технико-экономические показатели АЭС с реакторами АБВ

	Плавучая	Наземная
Срок создания, лет	3	4–5
Количество обслуживающего персонала, чел.	50	125
Себестоимость отпускаемой электроэнергии (в ценах 1991 г.), коп/кВт·ч	8–12	15–20
Расходы на снятие с эксплуатации, млн руб.	5–10	10–15

Компактность блоков реакторной установки АБВ позволяет обеспечить рациональную компоновку и безопасность и при размещении АБВ в составе плавучей АС. Гибкость реакторной установки АБВ предопределяет широкие возможности применения для обеспечения прибрежных районов электроэнергией, теплом, пресной водой и промышленным паром.

Безопасность

Универсальный рецепт безопасности в любых аварийных ситуациях – заглушить реакцию деления (снизить мощность) и отвести запасенное реактором тепло.

Выбор типа топлива и теплоносителя, соотношение их долей в реакторе позволили получить такие физические свойства активной зоны, которые способны осуществить самоглушение или самоограничение мощности реактора.

При повышении мощности, температуры или появлении пара скорость ядерной реакции уменьшается, происходит самоглушение реактора и процесс прекращается. В АБВ нет физических оснований для процессов типа взрыва.

В реакторе АБВ охлаждение активной зоны ни при каких условиях не может прекратиться, поскольку обеспечена самоциркуляция теплоносителя в реакторе – пассивный теплосъем при нормальной эксплуатации и аварийных ситуациях.

В АБВ системы безопасности выполнены в виде нескольких независимых каналов, работают на пассивном принципе действия, используя естественные физические законы природы (гравитация, конвекция, конденсация) без потребления энергии и воды извне и вмешательства персонала.

Для длительного аварийного охлаждения тепло передается за счет естественной циркуляции по контурам системы расхолажива-

ния с выпариванием в парогенераторах запасов чистой воды в атмосферу. Эффективность систем расхолаживания и запасы воды таковы, что отвод остаточного тепла может осуществляться в течение нескольких недель без подвода извне электроэнергии и воды.

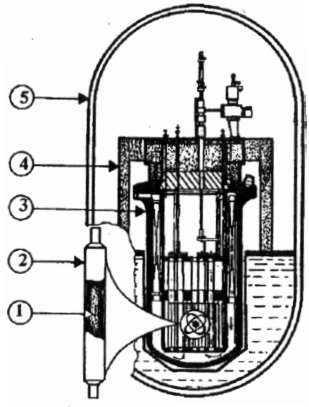


Рис. 5.29. Защитные барьеры на пути распространения радиоактивности: 1 – топливная композиция; 2 – оболочка топливного элемента; 3 – корпус реактора; 4 – герметичные помещения; 5 – защитная оболочка

Полная пассивность систем безопасности АБВ, функционирующих без потребления энергии и воды, достигается за счет использования самодействующих устройств ввода систем в действие, минуя традиционные цепи автоматики и защиты.

Внутренняя самозащищенность и самодействующие системы безопасности обеспечивают устойчивость реактора АБВ к любым ошибкам персонала и отказам оборудования.

Уникальное качество АБВ – самоуправление самыми тяжелыми авариями в течение нескольких десятков часов («безлюдное» самообеспечение безопасного состояния позволяет не сомневаться в возможностях персонала по управлению авариями) – служит надежной гарантией безопасности реакторной установки.

Устойчивость к ошибкам и отказам оборудования позволяют определить АБВ как «всепрощающий реактор». Конечно, к сожалению, можно что-то сломать, вывести из строя, но реактор АБВ справится с этими проблемами сам. Реактор будет заглушен и расхоложен, т. е. переведен в безопасное состояние независимо от правильности оценки состояния установки оператором и его действий. Выброс радиоактивности исключен.

Радиационная безопасность

Интегральная компоновка реакторной установки АБВ обусловливает низкие активирующие потоки нейтронов за корпусом реакторной установки, активацию конструкций, технических сред и воздуха в окружающих реакторную установку помещениях.

В АБВ выброс долгоживущих аэрозолей, способных накапливаться в организме, в 1000 раз меньше аналогичных выбросов активности угольных ТЭС, т. е. практически отсутствует.

Радиационное воздействие на наделение в условиях нормальной эксплуатации не вносит сколь-либо заметного вклада в естественный радиационный фон (200 Мбэр/год). Дозовая нагрузка на расстоянии 1 км составляет 0,01 Мбэра за год («Дружелюбный» реактор).

Допустимые уровни активности теплоносителя и герметичность оборудования технических контуров непрерывно контролируются автоматической системой радиационного технологического контроля.

Системы радиационной безопасности, использование принципа многобарьерности, значительно развитого в АБВ, гарантируют эффективное ограничение радиационных последствий аварий.

Вероятность реализации аварий с тяжелыми повреждениями активной зоны АБВ значительно снижена по сравнению с существующими в мире установками.

АБВ – реактор гарантированной безопасности. Последствия самой тяжелой аварии «за забором» станции не превышают уровня естественного фона. Проблема эВакуации исключается.

Принятые проектные решения снимают вопрос о факторе расстояния при выборе места расположения блоков атомных станций с реакторами АБВ, позволяют размещать их в непосредственной близости от городов и других энерго- и теплопотребителей.

Экологические достоинства

АБВ – это экологически чистый энергоисточник. Выбросы радиоактивных веществ в процессе эксплуатации отсутствуют. Образующиеся твердые и жидкие радиоактивные отходы локализованы и надежно изолированы от окружающей среды. Какое-либо ощутимое воздействие на биосферу отсутствует.

Активность газоаэрозольных выбросов в АБВ значительно ниже санитарных норм, составляет 0,01 Мбэра в течение года. Такое радиационное воздействие сопоставимо с естественным излучением в течение лишь одного часа.

Из реактора выгружаются 55 кассет один раз в 3 года. Один раз в 10 лет твердые радиоактивные отходы (в основном отработавшие топливные кассеты) общей массой девятнадцать тонн вывозятся специализированными транспортными средствами в места переработки и захоронения. На АС наземного базирования контролируемое хранение такого количества радиоактивных отходов не представляет технических трудностей и безопасно для окружающей среды и населения.

Для плавучих АС технология и системы перегрузки топлива полностью унифицированы с применяемыми на атомных ледоколах и осуществляются с использованием плавбазы обслуживания.

В АБВ создана система замкнутого водооборота. Жидкие радиоактивные отходы отсутствуют.

Для плавучих АС с реакторами АБВ высокие экологические характеристики обеспечиваются исходя из принципа «минимум отходов на борту». Эта технология отработана при эксплуатации атомного ледокольного флота и на практике доказала свою экологическую чистоту. В акватории размещения плавучих АС отходы не хранятся, не перерабатываются и не производится их захоронение.

В интегральном реакторе АБВ наличие значительного слоя воды, окружающего активную зону и эффективно ослабляющего нейтронное воздействие на корпусные конструкции, исключает изменение их механических свойств в течение 50–60 лет, что позволяет обеспечить общий срок эксплуатации атомной станции с реактором АБВ, с учетом замены реакторной установки, не менее 100 лет.

Радиационные условия позволяют уже через год после остановки реактора производить демонтажные работы с использованием штатного оборудования без применения специальных средств защиты, уникальных манипуляторов.

Объем отходов, подлежащих захоронению после разукрупнения оборудования, составляет 130 тонн (25 % от массы реакторной установки). Большая часть низкоактивного оборудования может вывозиться без использования защитных контейнеров на переплавку на металлургические заводы.

Основная часть оборудования и конструкций АБВ не радиоактивна и может демонтироваться с использованием общепромышленных методов и средств.

Незначительная величина активности и небольшое количество радиоактивных отходов обуславливают относительно низкую стоимость работ по снятию с эксплуатации атомных станций с реакто-

рами АБВ, которая при доведении площадки до состояния «зеленой лужайки» составляет не более 10 % от стоимости строительства.

Использование блока с реактором АБВ эквивалентно сокращению ежегодного потребления 60 тыс. тонн каменного угля, 30 тыс. тонн дизельного топлива, для доставки которых потребуется 6 танкеров или 25 сухогрузов.

5.1.9.1. Плавучая атомная теплоэлектростанция на базе РУ АБВ

В составе плавучей атомной теплоэлектростанции используется реакторная установка тепловой мощностью 40–50 МВт ЛЕВ. Реактор АБВ – это реактор нового поколения повышенной безопасности, обладающий свойствами внутренней самозащищенности и оснащенный пассивными самодействующими системами безопасности. Все это обеспечивает устойчивость реактора АБВ к любым ошибкам персонала и отказам оборудования.

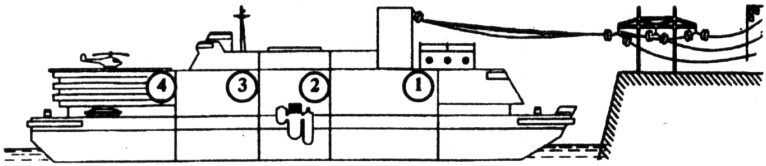


Рис. 5.30. Плавучая атомная теплоэлектростанция на базе РУ АБВ:
1 – машинное отделение; 2 – центральный энергетический отсек; 3 – котельное отделение; 4 – жилой блок

Общие характеристики станции

Плавучая атомная электростанция (ПАЭС), шифр «Энергия», предназначена для снабжения тепловой и электрической энергией населенных пунктов и промышленных предприятий, расположенных в отдаленных от ЛЭП районах Крайнего Севера и Дальнего Востока. Станция обеспечивает снабжение береговых потребителей электроэнергией мощностью ~16 МВт (без отпуска тепла), электроэнергией мощностью ~12 МВт (с одновременным отпуском тепла мощностью 24 Гкал/ч), напряжением 6,3 (10,5) кВ, частотой 50 Гц, температурой теплофикационного контура 120 (150) °С, температурой возвратной воды 70 °С.

Работа станции обеспечивается при температуре воздуха от –50 до +25 °С, высоте волны до 1,5 м, скорости ветра до 40 м/с и перепаде высот приливно-отливного режима 8 м.

Станция состоит из двух автономных блоков электрической мощностью 6 МВт и тепловой до 12 Гкал/ч каждый. В составе энергетического комплекса станции предусмотрена резервная дизельная электростанция мощностью 5,6 МВт и напряжением 6,3 кВ, позволяющая обеспечить бесперебойное снабжение береговых потребителей при выводе из действия одного из основных блоков на перегрузку топлива. Перегрузка топлива в зависимости от цикла использования ПАЭС должна производиться через 4–5 лет эксплуатации.

Конструктивно-плавучая атомная электростанция представляет собой судно с избыточным надводным бортом и развитой надстройкой.

Основные размерения станции определены из условий размещения оборудования ПАЭС и обеспечения жизнедеятельности 55 человек.

Основные размеры станции:

- длина наибольшая, м 100
- ширина наибольшая, м 22
- высота борта, м 10
- осадка, м 3–4.5
- водоизмещение порожнем, т 7170
- водоизмещение полное, т 8700

Полное водоизмещение и, соответственно, максимальная осадка обусловлены приемом в цистерны, размещаемые во втором дне 1300 т топлива для резервных дизель-генераторов, что позволит обеспечить их работу в течение 45 суток на полной мощности.

5.1.10. АТЭЦ-80 и АТЭЦ-150 – универсальные энергоисточники из мощностного ряда реакторных установок 50–230 МВт (эл.)

АТЭЦ-80 и АТЭЦ-150 – универсальные энергоисточники из мощностного ряда реакторных установок 50–230 МВт (эл.) для атомных теплоэлектроцентралей, которые могут быть использованы для выработки электроэнергии, тепла и промышленного пароснабжения. Тепловая мощность реактора – 250 МВт, срок службы – 60 лет.

Технические принципы и решения такие же как для энергоустановки АБВ.

Безопасность

Благодаря своей конструкции, выбору типа топлива и теплоносителя, реактор АТЭЦ обладает способностью к самоограничению и самогашению мощности без использования традиционных средств защиты; к самоохлаждению при естественной циркуляции воды в

реакторе и в контурах установки и даже при ее значительной потере из реактора – в режиме кипения и конденсации; к самоограничению потерь воды из реактора за счет пассивных ограничителей истечения и самосрабатывающих устройств, перекрывающих место истечения; к локализации и ослаблению активности в границах пассивных эшелонированных барьеров.

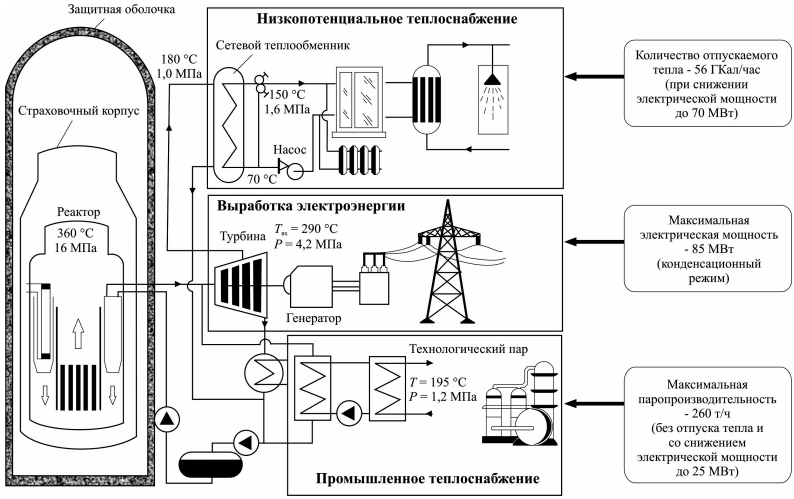


Рис. 5.31. АТЭЦ-80 – технологическое тепло и электроэнергия

Самозащищенный реактор АТЭЦ инерционен, способен к самовозврату в безопасное состояние в случае каких-либо возмущений. В нем исключены быстрые, взрывного характера процессы самопроизвольного роста мощности, давления в реакторе, перегрев и разрушение топливных сборок.

Пассивный теплосъем с активной зоны в аварийных ситуациях, построенный на естественной циркуляции и выпаривании воды при независимости от внешних источников энергии, позволяет осуществить самоохлаждение активной зоны. Использование воздухоохлаждаемых теплообменников позволяет сделать этот процесс неограниченным во времени.

Системы безопасности АТЭЦ состоят из независимых каналов, работоспособность которых не может быть одновременно нарушена ни при внешних (взрыв, землетрясение, наводнение, полное обесточивание и т. д.), ни при внутренних крупномасштабных воздействиях (пожар, затопление). В этих каналах используется разнотипное оборудо-

вание, разная природа включающих сигналов, применены системы, которые ни при каких условиях не могут быть отключены персоналом.

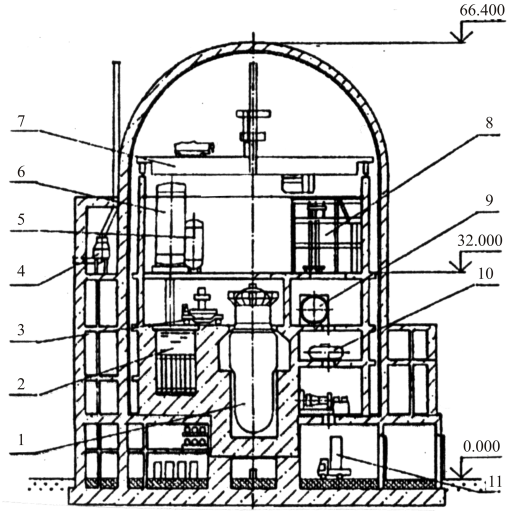


Рис. 5.32. Компоновка реакторного отделения в защитной оболочке:
1 – реакторный блок; 2 – бассейн выдержки отработанного топлива; 3 – машина перегрузочная универсальная; 4 – теплообменник воздушного расхолаживания; 5 – емкость запаса воды для охлаждения активной зоны; 6 – теплообменник аварийного расхолаживания; 7 – мостовой кран; 8 – стенд наладки; 9 – шлюз транспортный; 10 – барботер; 11 – «чехол» свежего топлива

Возможность самоуправления авариями в течение достаточно длительного времени (располагаемое время – более суток) и безлюдное самообеспечение безопасного состояния.

Принятый подход к построению систем и устройство предотвращения аварий с тяжелыми последствиями позволил снизить вероятность неконтролируемых системами безопасности состояний до 10^{-8} 1/реакторо-год (одна авария в 100 млн лет), т. е. практически исключить.

Внутренняя самозащищенность, самодействующие системы безопасности, уникальная устойчивость и живучесть реактора по отношению к любым видам ошибок персонала и отказам оборудования позволяют определить АТЭЦ как «всепрощающий реактор».

Можно что-то сломать, вывести из строя, недооценить опасность аварийной ситуации, наконец, неправильно ее интерпретировать, но «пассивный» реактор АТЭЦ с естественной безопасностью справится с этими проблемами сам.

Реактор будет заглушен и расхоложен, т. е. переведен в безопасное состояние независимо от правильности оценки состояния установки оператором и его действий. Выброс радиоактивности исключен.

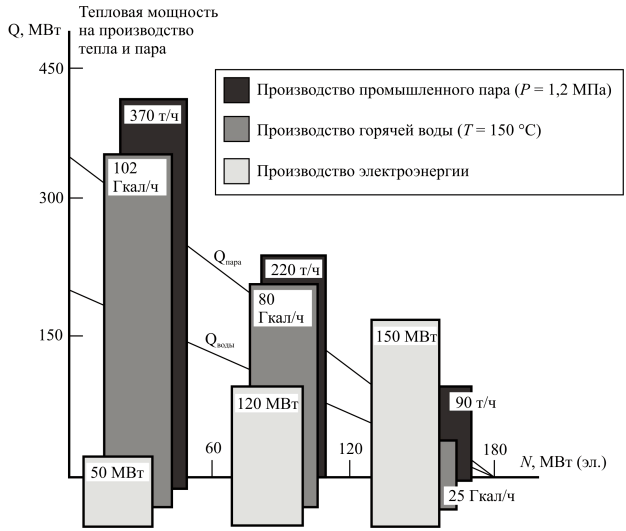


Рис. 5.33. АТЭЦ-150 – основные потребительские характеристики

В АТЭЦ реализован и значительно развит принцип многобарьерности (последовательный ряд независимых барьеров, преград на пути распространения радиоактивности). Защитные барьеры поставлены в привилегированные условия по сравнению с АЭС. Количество барьеров увеличено.

Многобарьерность исключает выбросы активности в сколько-нибудь заметных количествах как при эксплуатации, так и при самых маловероятных аварийных ситуациях.

В условиях нормальной эксплуатации дозовая нагрузка на расстоянии 1 км составляет 0,01 Мбэра за год. Такое радиационное воздействие не вносит сколь-либо заметного вклада в естественный радиационный фон (200 Мбэр/год) и в сотни раз меньше радиационного воздействия от угольных ТЭС. АТЭЦ – это в полном смысле дружелюбный реактор.

Последствия самой тяжелой аварии, вероятность реализации которой оценивается величиной 10^{-8} 1/реакторо-год «за забором» станции составляют 100 Мбэр и не превышают естественного радиационного фона. Проблема эВакуации исключается.

Принятые проектные решения обеспечивают качественно новый уровень безопасности и снимают вопрос о факторе расстояния при выборе места расположения блоков атомных станций с реакторами АТЭЦ, позволяют размещать их в непосредственной близости от городов и других паро- и теплопотребителей.

Экологические достоинства

АТЭЦ – это экологически чистый энергоисточник, гарантирующий отсутствие какого-либо ощутимого влияния на биосферу.

Использование двух блоков АТЭЦ-80 позволяет исключить выбросы 350 000 тонн в год углекислого газа и сохранить около 0,4 млрд $м^3$ кислорода-воздуха, сократить ежегодное потребление 700 000 т угля, для транспортировки которого требуется 12 000 вагонов.

Использование одного блока АТЭЦ-150 позволяет исключить выбросы 300 000 тонн в год углекислого газа и сохранить ежегодно около 700 млн $м^3$ в год кислорода-воздуха.

В АТЭЦ-80 загружается 12 т урана, который размещен в 55 кассетах активной зоны реактора. Один раз в два года при частичной перегрузке из реактора удаляется 18 отработавших кассет, которые замещаются таким же количеством свежего топлива.

В АТЭЦ-150 один раз в 2 года при частичной перегрузке из реактора удаляются 28 отработавших кассет, которые замещаются таким же количеством свежего топлива. Выгружаемое топливо хранится на станции в специальном бассейне выдержки в течение 5 лет, после чего топливо вывозится на переработку. Контролируемое хранение выгоревшего топлива в бассейн-выдержке под многометровым слоем воды безопасно для окружающей среды и населения.

В АТЭЦ создана система замкнутого водооборота. Жидкие радиоактивные отходы отсутствуют.

Активность газоаэрозольных выбросов в АТЭЦ пренебрежимо мала и может быть сравнима с радиационным воздействием в течение лишь одного часа от естественного излучения.

Заведомо низкая энергонапряженность энергоисточника, наличие значительного слоя воды, окружающего активную зону интегрального реактора, предопределяют относительно низкие уровни нейтронного облучения корпусных конструкций, исключают изменение их механических свойств в течение 50–60 лет. С учетом замены реакторной установки атомная теплоэлектроцентраль способна эксплуатироваться в течение более 100 лет.

Проблемы снятия с эксплуатации блоков АТЭЦ решены уже сегодня при существующем уровне технического развития.

Радиационные условия при демонтаже наиболее активных корпусных конструкций позволяют уже через год после остановки реактора производить демонтажные работы с использованием штатного оборудования без применения специальных средств защиты, уникальных манипуляторов и других дорогостоящих устройств.

Объем отходов, подлежащих захоронению после разукрупнения оборудования, не превышает 50 м^3. Большая часть низкоактивного оборудования и конструкций реакторной установки может вывозиться без использования защитных контейнеров на переплавку на металлургические заводы. Основная часть оборудования и конструкций АТЭЦ не радиоактивна и может демонтироваться с использованием общепромышленных методов и средств.

Короткие сроки и приемлемые условия демонтажных работ, небольшое количество радиоактивных отходов – вот то, что выгодно отличает АТЭЦ от ядерных энергоисточников действующих АЭС. При доведении площадки станции до состояния «зеленой лужайки» стоимость демонтажных работ составляет не более 10 % от стоимости строительства АТЭЦ. Затраты на природоохранительные мероприятия в процессе эксплуатации АТЭЦ отсутствуют.

Технико-экономические показатели АТЭЦ

	АТЭЦ-80	АТЭЦ-100
Срок создания, лет	7–8	8
Срок службы, лет	60	60
Себестоимость вырабатываемой энергии (в ценах 1991 г.):		
• электроэнергии, коп/кВт·ч	2,4	1,74
• тепла, руб/Гкал	9,6	6,44
Расходы на снятие с эксплуатации от капзатрат, %	10	10

В заключение приведем основные положения концепции безопасности.

Перечень основных положений концепции безопасности

1. Концепция реактора повышенной безопасности (КРПБ).

2. Требования к активной зоне.

3. Требования к системе СУЗ.

4. Применение программы гарантии качества.

Концепция реактора повышенной безопасности

• Срок службы основного оборудования должен быть не менее 60 лет.

• Число часов использования номинальной мощности должно быть не менее 7500–8000 в год.

• Низкая вероятность тяжелых повреждений топлива (10^{-6}–10^{-7}).

• Использование внутренних свойств безопасности.

• Пассивные средства защиты и отвода тепла.

• Локализующие системы (страховочный корпус, отключающие устройства, задвижки на КС, герметичные помещения).

• Защита от внешних воздействий (ударной волны взрыва, падения частей самолета, пожаров и т. д.).

• Исключение проникновения радиоактивности к потребителю тепла.

• Подавление радиолиза.

• Вероятностные методы оценки последствий аварий.

• Применение средств диагностики основного оборудования.

• Применение программы гарантии качества.

• Сравнительный экологический анализ энергоисточников разных типов.

Требования к активной зоне

• Применение материалов, конструкций и решений, апробированных практикой реакторостроения.

• Низкая тепловая нагрузка топлива (15–20 кВт/кг против 40– 50 кВт/кг) для ВВЭР.

• Рекомендуется (для снижения обогащения топлива) использовать: спад мощности после исчерпания запаса реактивности (~0,4 МВт(т)/сут) и существенное снижение или исключение конденсации захваченного в опускной канал третьего контура пара (ожидаемое высвобождение реактивности до 1,5 %).

• Компенсация запаса избыточной реактивности осуществляется механически перемещаемыми поглотителями и выгорающим поглотителем нейтронов.

• Применение второй жидкостной системы страховочной аварийной защиты (со временем срабатывания не более 2 мин).

• Ресурс работы топлива до 6 (проект) – 8 лет (на перспективу).

Требования к системе СУЗ

• Размещение поглотителей кластерного типа в каждой рабочей сборке (кроме центральной) с объединением кластеров 3 кассет на один привод.

• Размещение каналов ИК в пределах корпуса реактора.

• Ограничение скорости введения реактивности (до 1,0–1,5 мм/сек).

• Ограничение числа одновременно перемещаемых РО СУЗ.

• Применение не менее двух комплектов аварийной защиты.

• Применение устройств прямого действия для механического размыкания цепи силового питания приводов, но обязательно с воздействием на все приводы одновременно.

• Следует проанализировать целесообразность введения «плавающей» установки по пределу мощности и давления на каналах контроля нейтронной мощности и датчиках давления.

Естественное начало перехода российской ядерной энергетики на новую технологическую платформу – это реализация имеющегося опыта в рамках проекта «АЭС-2006», включая возможность использования МОХ-топлива в реакторах ВВЭР нового поколения. Необходимое условие существования масштабной ядерной энергетики – замыкание топливного цикла и решение проблемы ОЯТ действующих реакторов. Дальнейшее развитие новой технологической платформы включает в себя разработку кипящих корпусных реакторов большой мощности с естественной циркуляцией теплоносителя, а затем легководных кипящих реакторов с коэффициентом воспроизводства, близким к 1.

Качественно новый этап формирования современной технологической платформы связан с освоением температурного уровня ~1000°С – с развитием газоохлаждаемых высокотемпературных реакторов сначала на тепловых, а затем и на быстрых нейтронах и с переходом к ядерно-водородной энергетике. Ясно, что создание высокотемпературного быстрого реактора является весьма отдаленной перспективой. Сегодня это чисто научная задача, от решения которой, однако, во многом зависит прогресс всего человечества, его энергетическая безопасность. Именно такими задачами и должна заниматься настоящая наука.

В то же время концепция тепловыделяющей сборки с короткими твэлами, защищенными от перепадов давления, открывает возможность создания термостойкой керамической активной зоны с относительно малой долей керамического материала и большой за-

грузкой топлива, что как раз и требуется для высокотемпературного газоохлаждаемого реактора на быстрых нейтронах. А короткий керамический твэл – первый шаг на пути к высокотемпературному быстрому реактору.

Описанный маршрут логично вытекает из всей предшествующей более чем полувековой истории ядерной энергетики, из реальных потребностей сегодняшнего дня и ближайшего будущего.

Новая технологическая платформа России должна создаваться эволюционным путем в русле развития мировой ядерной энергетики. Если же время и средства вновь будут потрачены на погоню за очередным невиданным в мире чудо-реактором с «природной», «естественной» или даже «божественной» безопасностью и столь же неслыханной экономичностью, то в недалеком будущем это может закончиться для нас строительством современных АЭС по иностранным лицензиям.

6. ОТНОСИТЕЛЬНАЯ ОПАСНОСТЬ ЯДЕРНОГО И УГОЛЬНОГО ТОПЛИВНЫХ ЦИКЛОВ

Перспективы роста современного энергопроизводства, истощение традиционных технически и экономически доступных энергоресурсов и загрязнение окружающей среды порождают проблему выбора оптимальной структуры энергетики. Причем возникает необходимость в оценке не только экономической стоимости и конкурентоспособности различных способов производства энергии, но и их относительной опасности для окружающей среды и здоровья человека.

Выбор для сравнения циклов двух типов энергетики – ЯТЦ и УТЦ – обусловлен тем, что в ближайшие десятилетия они будут преобладающими способами производства энергии.

Как правило, ядерный топливный цикл (ЯТЦ) и угольный топливный цикл (УТЦ) включают в себя такие стадии, как начальная (добыча, переработка и транспортирование топлива), основная (производство энергии АЭС или ТЭС), заключительная (транспортирование и переработка топлива и отходов, удаление отходов). ЯТЦ может включать возврат (рецикл) невыгоревшего топлива на повторное использование.

При сравнении ядерного и угольного топливных циклов обобщена имеющаяся отечественная и зарубежная информация [1–17].

В этом сравнении учитываются все стадии цикла (не только работа АЭС и ТЭС) и все возможные факторы воздействия как радиационного, так и нерадиационного воздействия.

6.1. Ядерный топливный цикл (ЯТЦ)

При рассмотрении нерадиационных факторов воздействия ЯТЦ в качестве исходных выбраны данные, отвечающие современному уровню технологии.

Удельная потребность ЯТЦ в природном уране 200–240 т на 1 ГВт·год. Содержание урана в руде 0,2 %, степень извлечения урана из руды и при ее переработке – 95 %. 50 % руды добывают закрытым (в рудниках) способом, 50 % – открытым (в карьерах). 80 % обогащенного урана получают газодиффузионным методом, 20 % – газовыми центрифугами.

Ущерб для здоровья человека оценен по трем показателям.

1. Число случаев преждевременной смерти (от рака, в результате облучения; от профессиональных заболеваний, не связанных с облучением; от несчастных случаев; от рака, вызванного у населения химическими канцерогенами).
2. Потеря трудоспособности, человеко-лет.
3. Потеря продолжительности жизни, человеко-лет.

Рассмотрим ЯТЦ для АЭС с легководным реактором на тепловых нейтронах электрической мощностью 1000 МВт.

6.1.1. Начальная стадия

Добыча и переработка урановой руды

При добыче топлива из земли извлекается $1{,}2 \cdot 10^5$ т урановой руды и несколько миллионов тонн пустой породы на 1 ГВт·год.

В результате переработки руды количество шлама равно примерно $1{,}3 \cdot 10^5$ т.

Стоимость природного урана 40–90 долларов за 1 кг. Расход земли: временно отчуждаемая – 20÷60 га, постоянно отчуждаемая – 2 га.

Общая эффективная эквивалентная доза за счет добычи урановой руды составляет 1,7 чел.·Зв/ГВт·год.

В настоящее время разработана технология получения урана без предварительной добычи руды, путем его подземного выщелачивания из рудного тела. При такой технологии на поверхность земли извлекается гораздо меньше руды и отчуждается во много раз меньше земли.

Число случаев преждевременной смерти – 0,13.

Потери трудоспособности – 2,6 человеко-лет.

Потери продолжительности жизни – 3,9 человеко-лет.

Раковые заболевания с летальным исходом $1{,}4 \cdot 10^{-2}$/ТВт·ч, без летального исхода – $3{,}4 \cdot 10^{-2}$ ТВт·ч, генетические повреждения – $2{,}8 \cdot 10^{-2}$/ТВт·ч.

Конверсия оксида в гексафторид – 6–11 долларов на 1 кг урана.

Тепловая мощность источника энергии, необходимая для данной стадии, – 15 МВт.

Разделение, обогащение

Стоимость работы разделения 80–130 долл/кг ЕРР (единица работы разделения).

Нерадиоактивные отходы – до 400 т/год.

Выход радиоактивных отходов при конверсии уранового концентрата в UF_6: ^{235}U – 4 кг/ГВт·год, ^{238}U – 595 кг, при обогащении: ^{235}U – 0,1 кг; ^{238}U – 297 кг.

Эффективная эквивалентная доза – 1,1 чел.·Зв/ТВт·год.

Временное отчуждение земли – 0,15 га.

Число случаев преждевременной смерти – 0,001.

Потери трудоспособности – 0,2 человеко-лет.

Потери продолжительности жизни – 0,3 человеко-лет.

Раковые заболевания с летальным исходом – $1{,}2 \cdot 10^{-6}$, без летального исхода – $2{,}9 \cdot 10^{-6}$, генетические повреждения – $5{,}7 \cdot 10^{-8}$.

Тепловая мощность источника энергии – 97 МВт.

Изготовление топлива

Потребность 30–50 тонн UO_2 (3 %).

Стоимость изготовления топлива 200–350 долл/кг U.

Временное отчуждение земли – 0,02 га.

Выбросы ^{235}U – 4,2 кг, ^{238}U – 59 кг.

Ущерб для здоровья такой же, как и на этапах разделения и обогащения.

Тепловая мощность источника энергии – 0,5 МВт.

6.1.2. Основная стадия

Производство энергии

АЭС ($N_{эл.}$ = 1000 МВт) потребляет за кампанию (3 года) 50…80 т UO_2 (3 %).

Потребление в год ~25 т UO_2 (~200 т природного урана).

Накапливает в год среднеактивных и низкоактивных отходов – 800 т (160 $м^3$), высокоактивное облученное ядерное топливо – 25…30 т (2,5 $м^3$).

Радиоактивные отходы (РАО) составляют не более 3 %.

Себестоимость электроэнергии 2…4 ц/кВт·ч.

Временное отчуждение земли составляет 30…60 га при охлаждении градирнями, постоянно отчуждаемая земля – 0,02 га.

Коллективная эквивалентная доза для персонала составляет 4 чел.·Зв/ГВт·год, для населения 0,4…1,8 чел.·Зв/ГВт·год. Раковые заболевания с летальным исходом – $3{,}2 \cdot 10^{-2}$, без летального исхода – $7{,}6 \cdot 10^{-2}$, генетические повреждения – $6{,}4 \cdot 10^{-3}$.

Число случаев преждевременной смерти – 0,11.

Потери трудоспособности – 2,2 человеко-лет.

Потери продолжительности жизни – 3,3 человеко-лет.

В 2000 г. себестоимость электроэнергии АЭС США – 1,83 ц/кВт.

В облученном топливе с выгоранием 36 МВт·сутки/кг содержится 204 кг урана-235; 28,3 т урана-238; 280 кг нуклидов плутония; 1,1 т продуктов деления; 15 кг нептуния-237 и 6 кг трансплутониевых элементов.

Мощность тепловых сбросов в конденсатор составляет 67 % от общей тепловой мощности.

Мощность тепловых сбросов через трубу в атмосферу – 0.

Стоимость сооружения – 0,8…0,9 млрд долларов.

Затраты на топливообеспечение – 12 млн долларов.

6.1.3. Заключительная стадия

Транспортировка и хранение ОЯТ

В ЯТЦ не приходится иметь дела с перевозкой значительных грузов на большие расстояния. Транспортировка ОЯТ обходится в 20–80 долл/кг. Хранение ОЯТ – 40–200 долл/кг.

Коллективная доза и ущерб для здоровья персоналу и населению очень незначительны и могут не приниматься во внимание.

Переработка ОЯТ обходится в 720 долл/кг.

Захоронение остеклованных ВАО – 100–580 долл/кг.

Количество РАО на 1 ГВт·год:

Хвосты от переработки руд – $(3\div6)\cdot10^4$ м^3.

Отходы с низкой и средней удельной активностью – 600 м^3, высокой – 4 м^3.

Коллективная эквивалентная доза 2–10 чел/Зв/ГВт·год.

Число случаев преждевременной смерти – 0,1.

Сокращение продолжительности жизни – 2,5 человеко-лет.

Потери трудоспособности – 1,5 человеко-лет.

Раковые заболевания с летальным исходом – $1{,}6\cdot10^{-1}$, без летального исхода – $4\cdot10^{-1}$, генетические повреждения – $3{,}3\cdot10^{-2}$.

Демонтаж реакторов

Доля затрат на снятие с эксплуатации АЭС 7÷15 % от капитальных вложений.

Доза облучения – не более 0,4 чел/Зв/ГВт·год.

Число случаев преждевременной смерти – 0,003.

Потеря продолжительности жизни 0,03 чел.·лет.

Потери трудоспособности – 0,015 чел.·лет.

Общая стоимость АЭС – 1–2 млрд долларов.

6.2. Угольный топливный цикл (УТЦ)

В УТЦ основное воздействие на население обусловлено выбросами в атмосферу на этапе производства электроэнергии. Остальные этапы цикла обуславливают воздействие главным образом на персонал, занятый добычей, переработкой и транспортировкой топлива.

Добыча, транспортировка, углеобогащение

Для получения 1000 МВт·год электроэнергии необходимо 4 млн т. угля (стоимость 600 руб/т, США – 15–30 долл/т).

Сбросы в открытые водоемы – 850 т взвешенных веществ, минеральных солей – 16 тыс. т.

Нарушение земельных угодий – 40 га.

Выдача на поверхность 8 млн $м^3$ вскрышных и вмещающих пород.

Выброс в атмосферу 7 тыс. т твердых веществ.

Использование воды в качестве технологической и транспортирующей среды – 1,71 млн $м^3$.

Выбросы угольной пыли – 60 тыс. т.

Выбросы метана – 10–40 тыс. т.

Суммарная коллективная доза облучения шахтеров – 7 чел.·Зв (в 4 раза больше, чем ЯТЦ).

Унос пыли при транспортировке составляет 12–24 тыс. т. Около 40 % всех перевозок железнодорожного транспорта приходится на перевозки угля.

Требуется более 144 тыс. вагонов (60 т) в год.

Выход отходов обогащения от 0,15–0,35 т на 1 т обогащенного.

Общий ущерб на этих трех этапах:

Преждевременная смерть – 12.

Потеря трудоспособности – 200 человеко-лет.

Сокращение продолжительности жизни – 180 человеко-лет.

6.3. Производство энергии

Требуется более 4 млн т угля в год. 300 и более вагонов в сутки. Потребляется кислорода – $5{,}5 \cdot 10^9$ $м^3$/год.

Выбросы в атмосферу, т/год: CO_2 – 10 000 000; SO_x – 124 400; NO_x – 34 000; зола – 7 300; твердые отходы – 830 000 т/год.

Себестоимость электроэнергии (2,5÷4) ц/кВт·ч.

Эффективная коллективная доза облучения для населения 4 чел.·Зв/год, что существенно превышает дозу за счет выбросов АЭС аналогичной мощности.

Число случаев преждевременной смерти за счет облучения населения (выбросы ТЭС) – 0,055 и за счет заболевания нерадиационной этиологии – 360.

Сокращение продолжительности жизни – 2,2 и 10^4 чел.·лет, соответственно.

Потеря трудоспособности 1,4 и 7200 человеко-лет.

Мощность тепловых сбросов через трубу в атмосферу составляет 15 % от тепловой мощности и сбросов в конденсатор – 52 %.

Стоимость сооружения – 0,7 млрд долларов.

Затраты на топливообеспечение – 0,3 млрд долларов.

Итоговые удельные затраты – 1 млрд долларов.

6.4. Отвалы

Золошлаковые отвалы, образующиеся в результате работы ТЭС мощностью 1000 МВт за год, занимают площадь 120–160 га и содержат более 830 тыс. т твердых отходов (зола – 650 тыс. т, шлак – 180 тыс. т).

Степень загрязнения окружающей среды золоотвалами зависит от состава золы, способа ее консервации, физико-географических и климатических условий места расположения.

Отвал содержит токсические элементы (мышьяк – 90 т, барий – 300 т, ртуть – 20 т, ванадий – 70 т), а также естественные радионуклиды (калий-40 до 650 кг, уран-238 до 10000 кг, радий-226 до $4 \cdot 10^{-2}$ г, свинец-210 до 0,2 г).

Содержание естественных радиоактивных нуклидов в золе от 500–9000 Бк/кг.

Если удельная активность золы более 7000 Бк/кг, то она считается радиоактивными отходами.

Следует отметить что, как в ЯТЦ, так и УТЦ, риск, обусловленный радиоактивными факторами, на фоне спонтанной смертности от рака, составляющей в большинстве стран около 1500 случаев в год на 1 млн населения, представляется крайне незначительным (0,17 случая в год).

Под внешней стоимостью топливного цикла (ВСТЦ) понимают затраты, наложенные на общество и окружающую среду, которые

не учитывают производители и потребители энергии, т. е. затраты в настоящее время, не включенные в рыночную стоимость.

ВСТЦ включает ущерб (полная экономическая стоимость вреда, связанная с физическим воздействием), наносимый естественной и техногенной окружающей среде: глобальное потепление, профессиональные заболевания, аварии, влияние газоаэрозольных и радиоактивных выбросов на здоровье населения, с/х культуры, леса, радиационные и нерадиационные воздействия на здоровье персонала.

В противоположность циклам УТЦ стадия производства энергии в ЯТЦ не является доминирующим источником вредных выбросов в окружающую среду.

При определении экономической оценки воздействий использовались общие оценки стоимости среднестатистической жизни.

Анализ отечественных и зарубежных работ по экономическому анализу риска позволяет в настоящее время сделать вывод о том, что для обоснования и принятия нормативных значений параметров экономического анализа риска нет острой необходимости в дополнительных научных исследованиях. Эта задача может быть решена специалистами на основе уже имеющихся материалов.

В ряде зарубежных исследований разработаны экономические эквиваленты удельным экологическим ущербам от различных загрязнителей атмосферы. Например, стандартные экологические эквиваленты выбросам в атмосферу, разработанные в рамках программы TEMIS (Total Emission Model for Integrated System, Институт прикладной экологии, Германия, 1993), составляют за одну тонну выбросов оксидов серы – 500 нем. марок, оксидов азота – 4000, углекислого газа – 100, частицы – 1000.

Европейская комиссия (ЕК) официально опубликовала результаты крупного исследования, которые подтверждают, что внешние затраты ЯТЦ гораздо ниже аналогичных затрат в случае УТЦ.

Окончательные результаты исследования Externe доказывают, что стоимость производства электроэнергии с использованием угля удвоилась бы при учете внешних затрат, таких как нанесение вреда окружающей среде и здоровью населения.

Средняя величина внешних затрат для УТЦ в пятнадцати рассматриваемых европейских странах составляет 4,1–7,3 ц/кВт·ч, для ЯТЦ – 0,4.

Оценка экономического ущерба с учетом парникового эффекта и без аварий (отн. ед.) для УТЦ составляет 60…100, для ЯТЦ – 1.

В случае ЯТЦ методология, применяющаяся для расчета внешних затрат, рассматривает полный топливный цикл, включая радиоактивные эмиссии и общее загрязнение окружающей среды, радиологическое воздействие на население, а также вероятность опасности.

Некоторые факторы, которые здесь количественно не оцениваются, должны значительно увеличить эколого-экономический эффект от развития атомной энергетики: потребление ТЭЦ кислорода и природоохранные мероприятия для его восстановления, выбросы тяжелых элементов и нарастание парникового эффекта, последствия которого в настоящее время широко обсуждаются и ощущаются, временное или постоянное отчуждение земельных ресурсов.

Список литературы к разделу 6

1. Бабаев Н.С. и др. Ядерная энергетика, человек и окружающая среда. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
2. Справочник по ядерной энерготехнологии. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
3. Кесслер Г. Ядерная энергетика. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
4. Шевелев Я.В. Эффективная экономика ядерного топливно-энергетического комплекса. – М.: РГТУ, 1996.
5. Сводный том материалов по МОЯТЦ. МАГАТЭ. – Вена, 1990.
6. Бойко В.И., Кошелев Ф.П. Аргументы и проблемы атомной энергетики // Безопасность, экономика и экология ядерных технологий. – Томск, 2001.
7. Бойко В.И., Кошелев Ф.П., Колчин А.Е. Нужна ли АЭС Томскому региону? // Экология, экономика, безопасность. – Томск, 1995.
8. Атомная техника за рубежом: 1999. – № 6; 1998. – № 10; 2000. – № 7, 9.
9. Атомная энергия. – Т. 87. – Вып. 6. – 1999.
10. Энергия: 1998.– № 2; 1999. – № 11; 2000. – № 5–6; 2001. – № 9.
11. Бюллетень МАГАТЭ. – Т. 41. – 1. – 1999.
12. Бюллетень Центра общественной информации по атомной энергии. – 1991. – № 4; 1999. – № 2; 1996. – № 10–11; 1997. – № 7–8; 1998. – № 3, 4, 11, 12; 1999. – № 3, 4, 11; 2000. – № 3, 4; 2001. – № 5, 6, 11.
13. Энергетика, 2001. – № 3.
14. Энергетическое строительство. – 1994. – № 11; 1995. – № 6.
15. Экологической мониторинг. Состояние окружающей среды Томской области в 1999 году // Обзор. Государственный комитет по охране окружающей среды Томской области.– Томск, 2000.
16. Электроэнергетика и природа // Экологические проблемы развития электроэнергетики. – М.: Энергоатомиздат, 1995.

7. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ОТКРЫТОГО И ЗАМКНУТОГО ЯДЕРНОГО ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА

Как известно, в мире сегодня отсутствует единая политика обращения с отработавшим ядерным топливом (ОЯТ). Основными подходами при рассмотрении данной проблемы являются два – это открытый и замкнутый ядерный топливный цикл (ЯТЦ). Открытый ЯТЦ считается более простым, а значит, и экономически целесообразным, поскольку в этом случае основное внимание уделяется вопросу промежуточного хранения ОЯТ и последующего его захоронения. При этом значительно упрощается технологическая цепочка обращения с ОЯТ, поскольку отсутствует его дорогостоящая химическая переработка и связанные с нею громоздкие процедуры обработки, кондиционирования и удаления отходов высокой, средней и низкой активности. Однако в этом случае из дальнейшего обращения выводится большое количество весьма ценных материалов, которые после их извлечения из ОЯТ можно вновь использовать в качестве ядерного топлива для реакторов.

В то же время большинство стран, имеющих развитую ядерную энергетику, предпочитают замкнутый ЯТЦ. Облученное топливо после определенного времени его контролируемого хранения в бассейнах выдержки при АЭС (как правило, этот срок составляет от 3–5 до нескольких десятков лет) поступает на специальные радиохимические заводы для переработки, цель которой заключается в отделении урана и плутония от осколков продуктов деления (радиоактивных отходов) для дальнейшего использования в качестве топлива в реакторах на тепловых и быстрых нейтронах.

Проведенные в течение последнего десятилетия специалистами ряда стран с развитой ядерной энергетикой исследования экономической стороны проблемы переработки ОЯТ и повторного использования рециклированных урана и плутония показывают, что в действительности стоимость электроэнергии, полученной с использованием открытого ЯТЦ, лишь незначительно ниже. Но при этом не надо забывать, что переработка ОЯТ в большей степени отвечает как условиям нераспространения, так и значительному уменьшению количества радиоактивных отходов.

При проведении изучения и сравнения экономических показателей открытого и замкнутого ядерного топливного цикла специалисты пользовались различными исходными данными и методиками. Ниже приводится краткий обзор наиболее известных оценок. Обращает внимание тот факт, что полученные учеными заключительные результаты часто расходятся, причем довольно значительно.

В ходе первой оценки, проведенной в 1989 г., выполнено сравнение стоимости производства электроэнергии приблизительно в 2010 г. на атомных электростанциях с реактором PWR с открытым ЯТЦ и с быстрым реактором сравнимой мощности с замкнутым ЯТЦ.

Прогноз стоимости урана был выбран в соответствии с официальными французскими прогнозами, сделанными в 1986 г. Нижний предел цены на уран по этому прогнозу в 1995 г. должен был составлять 35 долл/фунт U_3O_8 (около 80 долл/кг) с ростом 1 % в год, а верхний предел цены – 39 долл/фунт U_3O_8 (около 90 долл/кг) с ростом 2–5 % в год. Эти прогнозы, как известно, не оправдались, поэтому полученные на их основе оценки относятся скорее к более отдаленному будущему.

При проведении расчетов была принята ненулевая цена плутония как энергетического эквивалента использования урана в PWR. Эта гипотеза основывалась на предположении, что к 2010 г. будет сформирован рынок плутония. Сейчас цену плутония часто принимают нулевой, что понижает стоимость замкнутого ЯТЦ.

Срок эксплуатации АЭС принимался равным двадцати пяти годам, а срок эксплуатации установок топливного цикла – сорока годам. Масштаб предприятий топливного цикла быстрых реакторов рассчитывался на обеспечение 15 серийных реакторов. Величина нормы дисконтирования была принята равной 8 %.

Результаты оценки стоимости производства электроэнергии на перспективных быстрых реакторах с замкнутым ЯТЦ и реакторах PWR с открытым ЯТЦ в 2010 г. представлены в табл. 7.1.

Из табл. 7.1 видно, что при принятых прогнозах роста цены на уран к 2010 г. топливная составляющая стоимости производства электроэнергии на БР будет на 20–30 % ниже, чем на PWR. Стоимость производства электроэнергии на БР будет на 7–12 % выше, что в свете неопределенности исходных данных является незначительной величиной.

Таблица 7.1

Стоимость производства электроэнергии на перспективных серийных реакторах в 2010 г. (первая оценка)

Показатель	Серийный БР (замкнутый ЯТЦ)		Серийный PWR (открытый ЯТЦ)	
Мощность электрическая, МВТ	1500		~1500	
Глубина выгорания, ГВт·сут/т	150		45	
Коэффициент воспроизводства	1,2		–	
Составляющие стоимости производства электроэнергии, фр. сантим/кВт·ч:				
• капитальная	13,5		10,7	
• эксплуатационная	4,4		3,9	
	низкой	высо-кой	низкой	высо-кой
• топливная, при цене урана	4,0	4,4	5,0	6,3
Итого	**21,9**	**22,3**	**19,6**	**20,9**
Отношение топливной составляющей БР/PWR	0,8	0,7	–	–
Отношение стоимости производства электроэнергии БР/PWR	1,12	1,07	–	–

Для варианта с низкой ценой урана проведен анализ на чувствительность. Организация переработки ОЯТ БР на заводе мощностью 400 т/год сократит различие в стоимости производства электроэнергии БР/PWR до 2 %, нулевую цену плутония – до 6 %, увеличение глубины выгорания топлива в БР до 200 ГВт·сут/т – до 6 %, а продление срока эксплуатации реакторов до 40 лет – тоже до 6 %.

В процессе работы было отмечено, что в целом экономика использования плутония в тепловых реакторах спорна и маловероятна с точки зрения переработки ОЯТ исключительно с целью выделения плутония и его рецикла в LWR, чтобы добиться его конкурентоспособности по сравнению с открытым ЯТЦ.

В 1993 г. во время проведения второй оценки было осуществлено сравнение двух концепций послереакторной части ЯТЦ. Это сравнение интересно тем, что оно было проведено ответственными лицами организаций, на практике реализующих принципиально разные подходы к послереакторной стадии ЯТЦ.

Во Франции последовательно реализуется концепция замкнутого ЯТЦ для реакторов PWR. Ядерная энергетика Франции ежегодно нарабатывает около 1100 т ОЯТ, и большая его часть перерабатывается. В перспективе планируется полностью перерабатывать все ОЯТ. При этом регенерированные уран и плутоний используются в реакторах PWR, их объемы постепенно увеличиваются.

В Швеции принято решение о закрытии ядерной энергетики к 2010 г. и последовательной реализации концепции открытого ЯТЦ. Пока же ежегодно ядерная энергетика Швеции нарабатывает около 250 т ОЯТ. Чтобы справиться с имеющимися количествами, проводится комплекс работ по подготовке к геологическому захоронению всего ОЯТ и других видов радиоактивных отходов АЭС.

Для французских АЭС стоимость послереакторной стадии ЯТЦ составила около 0,022 фр/кВт·ч в ценах 1991 г., а в Швеции она оценивается в 0,02 кроны/кВт·ч; примерное соотношение валют – 1 франк равняется 1,2 шведской кроны. Следовательно, можно говорить о примерном равенстве стоимости послереакторных частей замкнутого ЯТЦ Франции и открытого ЯТЦ Швеции. Однако специалисты отмечают, что степень неопределенности в оценке стоимости открытого ЯТЦ значительно выше. Важнейшие этапы открытого ЯТЦ – разборка ОЯТ и его геологическое захоронение – еще не отработаны в промышленном масштабе. В то же время из 0,022 фр/(кВт·ч) стоимости послереакторной части замкнутого ЯТЦ 0,018 фр/(кВт·ч) промышленно обоснованы.

В 1991–1993 гг. была проведена третья оценка. Группа экспертов OECD оценила стоимость ЯТЦ для перспективных реакторов типа PWR и BWR, а также CANDU и ATR, планировавшихся к вводу в эксплуатацию в 2000 г. Они подробно рассмотрели экономические характеристики замкнутого и открытого ЯТЦ для АЭС с реакторами PWR.

За основу были приняты характеристики PWR французской серии № 4:

- тепловая мощность 4020 МВт (тепл.);
- электрическая мощность 1390 МВт (эл.);
- проектный срок эксплуатации – 30 лет;
- средний КИУМ за проектный срок эксплуатации – 75 %;
- кампания топлива составляет 4 года, ежегодные перегрузки, средняя глубина выгорания 42,5 ГВт·сут/т U.

В исследовании были рассмотрены два варианта послереакторной части ЯТЦ. Первый вариант включал переработку ОЯТ и ре-

цикл регенерированного урана и плутония. Использовались технико-экономические характеристики нового гипотетического завода по переработке ОЯТ. Данные для этого варианта представлены английской фирмой BNFL и французской «Cogema». Ожидаемые в перспективе стоимости этапов послереакторной стадии ЯТЦ для данного варианта были определены на основании опыта, полученного при проектировании, строительстве и эксплуатации наиболее современных заводов по переработке ОЯТ THORP (Великобритания) и UP-3 (Франция).

Второй вариант основан на долговременном хранении ОЯТ и последующем его захоронении. Стоимостные показатели для данного варианта подготовлены экспертами шведской компании SKB.

Использованные в исследовании стоимости этапов ЯТЦ учитывали требования нормативной базы атомной энергетики стран OECD в части защиты окружающей среды и безопасности.

Для расчета усредненной за срок эксплуатации реактора стоимости ЯТЦ применялся метод оценки эффективности капиталовложений. Этот метод учитывает капиталовложения по каждому компоненту стоимости и в течение всего рассматриваемого периода. Для учета разновременности капиталовложений использовалась норма дисконтирования, которая принималась равной 5 % в год. Усредненная стоимость ЯТЦ есть суммарные приведенные затраты с учетом следующих обстоятельств.

Стоимость дореакторной части сравниваемых в исследовании вариантов ЯТЦ не различалась. Стоимость послереакторной части замкнутого ЯТЦ оказалась примерно вдвое выше, чем у открытого ЯТЦ. Во многом это различие определялось разнесенностью во времени этапов открытого ЯТЦ. Во-первых, переработка ОЯТ в замкнутом ЯТЦ по времени происходит намного раньше, чем разборка и захоронение ОЯТ в варианте открытого ЯТЦ. Поэтому в дисконтированной стоимости ЯТЦ переработка ОЯТ обходится дороже. Во-вторых, момент получения выгоды от возврата регенерата урана и плутония в цикл значительно удален по времени, что уменьшает влияние этой выгоды на общую стоимость замкнутого ЯТЦ.

Доля послереакторной части в общей усредненной стоимости ЯТЦ не превышала 20 %. Поэтому значительное различие в стоимости послереакторной стадии замкнутого и открытого ЯТЦ не привело к значительному различию в общей усредненной стоимости этих топливных циклов. Еще меньшее влияние это оказало на различие в стоимости производства электроэнергии на АЭС с различными ва-

риантами ЯТЦ, так как доля топливной составляющей стоимости производства электроэнергии на АЭС в странах OECD обычно составляет 15–25 % при норме дисконтирования 5 %.

Учитывая неопределенность в исходных технических и экономических данных, был проведен опыт на ЯТЦ реактора, деленные на приведенную к той же дате полную выработку электроэнергии за срок эксплуатации реактора.

Усредненная стоимость ЯТЦ реактора PWR с замкнутым и открытым топливным циклом представлена в табл. 7.2.

Таблица 7.2

Усредненная за срок эксплуатации стоимость ЯТЦ реактора PWR с замкнутым и открытым топливным циклом

Показатель	Замкнутый ЯТЦ			Открытый ЯТЦ		
	Первая загрузка	Перезагрузки	Итого	Первая загрузка	Перезагрузки	Итого
Природный уран	0,17	1,47	1,64	0,17	1,47	1,64
Конверсия в гексафторид	0,03	0,18	0,21	0,03	0,18	0,21
Обогащение	0,18	1,67	1,85	0,18	1,67	1,85
Производство топлива	0,19	0,81	1,00	0,19	0,81	1,00
Итого (дореакторная часть)	0,57	4,13	4,70	0,57	4,13	4,70
Транспортировка на переработку	0,02	0,09	0,11	–	–	–
Переработка и остекловывание отходов	0,32	1,34	1,66	–	–	–
Захоронение ВАО	0,00	0,02	0,02	–	–	–
Транспортировка и хранение ОТВС	–	–	–	0,10	0,41	0,51
Разборка и захоронение	–	–	–	0,05	0,20	0,25
Итого (послереакторная часть)	0,34	1,45	1,79	0,5	0,61	0,76
Возврат регенерата урана	–0,01	–0,17	–0,18	–	–	–
Возврат плутония	–0,01	–0,07	–0,08	–	–	–
Итого (по возвратам)	–0,02	–0,24	–0,26	–	–	–
Всего (стоимость ЯТЦ)	**0,89**	**5,34**	**6,23**	**0,72**	**4,74**	**5,46**

Исследование показало, что усредненная за срок эксплуатации реактора стоимость замкнутого ЯТЦ составляет 0,623 ц/кВт·ч, а для открытого – 0,546 ц/кВт·ч. Разница в 12 % с учетом степени неопределенности исходных данных трактуется как неанализ результатов исследования на

чувствительность. Специалисты рассмотрели влияние на усредненную стоимость ЯТЦ при изменении следующих параметров:

- проектный срок эксплуатации реактора (25–40 лет);
- содержание урана-235 в отвалах заводов по обогащению (0,2–0,3 %);
- глубина выгорания (40 – 60 ГВт·сут/т);
- величина нормы дисконтирования (2–15 %).

Стоимость переделов ядерного топливного цикла, диапазон изменения стоимости представлен в табл. 7.3.

Анализ на чувствительность показал, что усредненная стоимость замкнутого ЯТЦ реактора LWR с вероятностью 95 % будет лежать в диапазоне 0,517–0,706 ц/кВт·ч. Усредненная стоимость открытого ЯТЦ реактора LWR с вероятностью 95 % будет лежать в диапазоне 0,428–0,630 ц/кВт·ч. Вероятный диапазон усредненной стоимости открытого ЯТЦ 37 % несколько шире, чем для усредненной стоимости замкнутого ЯТЦ, равного 30 %.

Таблица 7.3

Диапазон изменения стоимостей переделов ЯТЦ, принятый для анализа на чувствительность

Компоненты стоимости ЯТЦ	Базовая величина	Диапазон изменения
Дореакторная стадия		
Стоимость природного урана, долл/кг U	50	40–90
Конверсия оксида в гексафторид, долл/кг U	8	6–11
Стоимость работы разделения, долл/кг EPP	110	80–130
Изготовление ядерного топлива, долл/кг U	275	200–350
Послереакторная стадия. Вариант переработки ОЯТ		
Транспортировка ОЯТ (в пределах Европы), долл/кг U	50	20–80
Переработка ОЯТ (за исключением захоронения остеклованных ВАО), долл/кг U	720	540–720
Захоронение остеклованных ВАО, долл/кг U	90	90–580
Послереакторная стадия. Вариант захоронения ОЯТ		
Транспортировка и хранение ОЯТ, долл/кг U	230	60–290
Разборка и захоронение ОЯТ, долл/кг U	610	140–670

Усредненная стоимость замкнутого и открытого ЯТЦ реактора BWR была рассмотрена в исследовании экспертов OECD укрупненно. Результаты оценки показали, что усредненная стоимость замкнутого и открытого ЯТЦ реактора BWR аналогичной мощности и с аналогичным графиком сооружения и эксплуатации близки к усредненной стоимости соответствующих ЯТЦ реактора PWR.

Четвертая оценка. Начиная с 1990 г. был проведен ряд исследований конкурентоспособности замкнутого ЯТЦ в условиях Германии. Выбор для исследования Германии обусловлен тем, что в этой стране велись дебаты о выборе концепции послереакторной стадии ЯТЦ. Для экономических оценок применялись различные подходы, что в определенной степени оказывало воздействие на результаты исследования. Наиболее высокую оценку среди специалистов получили полномасштабные исследования, проведенные Германским институтом энергетического хозяйства EWI и немецкой компанией VDEW, а также уже упоминавшееся выше исследование OECD. Результаты сравнения открытого и замкнутого ЯТЦ, выполненного экспертами OECD, обновлены и адаптированы к условиям Германии специалистами «Cogema».

Немецкие исследования, выполненные до 1994 г., в целом показали преимущество открытого ЯТЦ перед замкнутым. Однако после выхода в 1994 г. нового немецкого ядерного законодательства эти преимущества, в соответствии с выводами авторов, практически исчезли. По мнению авторов, это может объясняться тем, что новое законодательство дало немецким энергетическим компаниям большую свободу в выборе варианта ЯТЦ. Законодательство разрешило энергетическим компаниям реализацию открытого ЯТЦ.

Сравнение затрат на замкнутый и открытый ЯТЦ для немецкой ядерной энергетики провела компания «Cogema» в 1996 г. В соответствии с имеющимися контрактами, в настоящее время в Германии реализуется вариант замкнутого ЯТЦ на основе реакторов LWR. ОЯТ немецких АЭС перерабатывается на мощностях компаний «Cogema» (Франция) и BNFL (Великобритания) в соотношении примерно 50:50. Выделенный при переработке плутоний в виде MOX-топлива загружается в немецкие реакторы типа PWR и BWR. Однако в связи с приближающимся сроком окончания контрактов на переработку ОЯТ вопрос о выборе варианта ЯТЦ для немецкой ядерной энергетики пересматривается.

Специалистами «Cogema» было проведено обобщающее сравнение вариантов ЯТЦ для ядерной энергетики Германии в целом. Использовались новейшие экономические характеристики заводов по переработке ОЯТ. В частности, учитывалось снижение за последние годы удельной стоимости переработки, улучшение уровней выделений урана и плутония, снижение удельного количества отходов переработки ОЯТ. Рассматривался как замкнутый ЯТЦ, основанный на возможностях компаний «Cogema» и предполагающий использование плутония в качестве MOX-топлива для реакторов LWR, так и открытый ЯТЦ с захоронением ОЯТ.

Оба варианта охватывали все этапы ЯТЦ, начиная от добычи природного урана и заканчивая обращением с ВАО и ОЯТ. Рассматривался также полный баланс топлива немецкой атомной энергетики и полные затраты на ЯТЦ с 1979 по 2029 гг. Таким образом, в данном случае рассматривался не открытый ЯТЦ в чистом виде, а некоторый переходный вариант от замкнутого ядерного топливного цикла к открытому.

Мощность атомной энергетики Германии была принята постоянной на уровне 22 ГВт начиная с 1994 г. Предполагалось, что благодаря программе улучшения топливных характеристик реакторов средняя глубина выгорания выгружаемого ОЯТ к 2015 г. достигнет значения 52 ГВт·сут/т. Полученные результаты не дают предпочтения ни одному из вариантов.

При этом техническая неопределенность в оценке стоимости реализации замкнутого ЯТЦ значительно ниже открытого. По некоторым оценкам, около 80 % общей стоимости замкнутого ЯТЦ доказана в промышленном масштабе, в то время как риск и неопределенность в стоимости открытого ЯТЦ велики и будут оставаться на современном уровне еще значительное время. В особенности это касается разборки и кондиционирования ОЯТ открытого ЯТЦ, а также надежности и стоимости захоронения облученного топлива в геологические формации.

Результаты исследования, проведенного компанией «Cogema», были проанализированы на чувствительность к изменению основных технических и экономических факторов. Этот анализ показал, что стоимость замкнутого ЯТЦ довольно стабильна и мало зависит от изменения начальных параметров. Диапазон колебания стоимости замкнутого ЯТЦ составляет около 5–9 % от средней стоимости. Это объясняется технической и промышленной освоенностью, а значит, стабильностью главных компонентов, определяющих стоимость замкнутого ЯТЦ. Таким образом, замкнутый ядерный топливный цикл представляет сравнительно меньший риск для энергетических компаний. Для открытого ЯТЦ результаты показали большую степень неопределенности – 8–20 %.

Список литературы к разделу 7

1. Бюллетень по атомной энергии. – 2000. – № 6.
2. Известия атомной промышленности. – 1999. – № 4.
3. Бюллетень по атомной энергии. – 2003. – № 7.
4. Справочник по ядерной энерготехнологии. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
5. Атомная техника за рубежом. – 1999. – № 6.
6. Атомная энергетика Франции. Информационный материал. – М., 2004.

8. МОХ-ТОПЛИВО – ХАРАКТЕРИСТИКИ, ПРОИЗВОДСТВО, ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

В ходе ядерного разоружения в России и США высвобождаются значительные количества оружейных делящихся материалов – высокообогащенного урана и плутония. Проблема обращения с плутонием является частью общего процесса ядерного разоружения. Политической целью действий по ее решению является необратимость процесса ядерного разоружения. В соответствии с международными обязательствами Российской Федерации о необратимом выводе из военных программ значительных количеств оружейного плутония планируется его утилизация в атомной энергетике. Кроме того, плутоний накапливается в активной зоне при работе любого энергетического реактора с урановым топливом, то есть является неизбежным спутником урановой ядерной энергетики. По данным доклада, выполненного группой английских экспертов, общее количество Pu, хранящегося в мире во всевозможных формах, оценивается в 1239 т, из которых 2/3 находится в отработавшем ядерном топливе (ОЯТ) АЭС. Этот запас Pu ежегодно возрастает на 50 т. Количество военного Pu было оценено в 270 т, из которых 150 т находятся в бывшем Советском Союзе, 100 т – в США и менее чем по 10 т – во Франции и Китае [1].

В заявлении президента Российской Федерации, обращенном к участникам 41-й сессии Генеральной конференции МАГАТЭ, состоявшейся в октябре 1997 года, объявлено «о поэтапном изъятии из ядерных военных программ до 500 тонн высокообогащенного урана и до 50 тонн плутония, высвобождаемых в ходе разоружения». Согласно подписанному в 2000 г. соглашению по обращению с оружейным плутонием, США и Россия должны использовать в качестве ядерного топлива или иммобилизировать в виде радиоактивных отходов в течение последующих 20 лет по 34 т оружейного плутония [2].

Варианты ликвидации оружейного плутония. Возможны два пути обращения с оружейным плутонием – с энергетическим использованием в ядерных реакторах и без использования его энергосодержания [3].

В первом варианте высвобождаемый оружейный плутоний рассматривается как топливообеспечение атомной энергетики, наряду с другими делящимися материалами.

Второй вариант возможно реализовать следующим образом:

- смешивание с высокоактивными отходами;
- размещение в стекле или керамике;
- захоронение в глубоких геологических формациях. В этом случае необходима надежная изоляция (иммобилизация) плутония от окружающей среды.

Энергетическое использование оружейного плутония включает в себя следующие этапы работ:

• перевод (конверсия) металлического оружейного плутония в виде деталей и узлов ядерных боеприпасов в двуокись плутония необходимого качества;

• производство топлива на основе оружейного плутония – смешанного (МОХ) уран-плутониевого топлива. Возможно производство различных видов смешанного уран-плутониевого топлива. В качестве основных вариантов утилизации обосновывается возможность использования плутония в виде МОХ-топлива для реакторов различного типа (быстрых, тепловых, газовых);

• использование МОХ-топлива в ядерных реакторах;

• обращение с отработавшим МОХ-топливом и с радиоактивными отходами. Обращение с отработавшим МОХ-топливом во многом совпадает с обращением с отработавшим урановым топливом.

Важнейшей проблемой при утилизации плутония на всех этапах является проблема хранения, транспортирования материалов, создания безопасных пунктов хранения. Стоит задача качественного изменения подхода в вопросах регулирования ядерной и радиационной безопасности при хранении плутония, так как до настоящего времени эта деятельность осуществлялась с ориентированием в основном на обеспечение ядерной и радиационной безопасности при хранении энергетического плутония в виде диоксида. Плутоний, предполагаемый для вывода из оружейных программ, планируется до использования его в МОХ-топливе хранить в металлическом виде в специально сооруженном хранилище ПО «Маяк».

Ликвидация оружейного плутония путем иммобилизации. Варианты иммобилизации оружейного плутония, т. е. размещение оружейного плутония в твердой, устойчивой к любому воздействию фазе в виде стекла или керамики, связаны с определенными проблемами обеспечения безопасности при переводе в остеклованный вид, при транспортировании и долговременном хранении (захоро-

нении). Кроме того, этот путь также не дает полной уверенности в надежном, безопасном размещении плутония на протяжении многих миллионов лет и не предполагает утилизацию полезных энергетических свойств оружейного плутония, что, по-видимому, является также отрицательной стороной данного направления [4].

При решении проблемы утилизации избыточного оружейного плутония существенное значение придается скорейшему переводу оружейного плутония в состояние, характерное для отработанного ядерного топлива (ОЯТ), которое трудно использовать в военных целях. Для реализации этой цели существуют две принципиальные возможности: остекловывание в качестве отходов высокой удельной активности (ОВУА) и сжигание (использование) в реакторах.

Проблема остекловывания оружейного плутония рассматривается в первую очередь США и связана с принципиальным отказом от использования любого плутония. При остекловывании плутоний вводят в расплавленное стекло вместе с продуктами деления. В этом случае обратное извлечение плутония оказывается очень трудным из-за низкой растворимости стекла и высокой радиоактивности присутствующих в нем продуктов деления. Массовая доля плутония в стекле может составлять от 0,1 % до 4 %. Если принять ее равной 1 %, то для ликвидации 100 т оружейного плутония потребуется захоронить 10000 т стекла (34 т плутония – 3400 т стекла), не считая дополнительных отходов. Кроме этого, существуют проблемы, связанные с радиационным повреждением стекла, накоплением радиогенного гелия, отводом избыточного тепловыделения от 25 до 250 Вт/т.

Ориентировочная стоимость такого захоронения составляет за каждый год не менее 5 долларов США за каждый грамм плутония [2]. К тому же нет абсолютной гарантии сохранения его в неприкосновенности в течение длительного времени.

8.1. Характеристики МОХ-топлива

МОХ-топливо – это смешанное оксидное уран-плутониевое топливо (UO_2–PuO_2) для реакторов атомных электростанций. Термин МОХ произошел от английских слов Mixed-Oxide fuel. Первые работы по получению МОХ-топлива были выполнены еще в 50-х годах.

8.1.1. Физические свойства PuO_2 и PuO_2–UO_2

Теплопроводность смешанного оксидного топлива $(U, Pu)O_2$ незначительно отличается от теплопроводности UO_2. Она уменьшается с увеличением концентрации плутония для композиций, содержащих более 30 % PuO_2. Рассчитанные значения для высоких концентраций двуокиси плутония показали, что минимум теплопроводности в системе UO_2–PuO_2 наблюдается при содержании PuO_2 приблизительно 70 %.

Обнаружено влияние отношения O/Me на теплопроводность. В интервале 100–1200 °C отношение O/Me имеет намного большее влияние на теплопроводность, чем концентрация PuO_2 [6].

Смешанное окисное топливо и PuO_2 имеют различный характер зависимости равновесного кислородного потенциала от отношения O/Me.

Облучение смешанного окисного топлива сопряжено с наличием в нем радиальных и аксиальных температурных градиентов, которые приводят к возникновению градиентов кислородного потенциала, градиентов парциальных давлений составляющих окислов (UO_2, UO_3, PuO_2 и PuO) и активации ионов урана, плутония и кислорода в твердом окисле. Наличие этих градиентов является основной причиной перераспределения урана, плутония и кислорода, а также причиной перераспределения накапливающихся с выгоранием продуктов деления [6].

Модуль упругости поликристаллического твердого раствора $(U, Pu)O_2$ однофазного состава при комнатной температуре мало зависит от отношения O/Me. Он меняется примерно на 1 % при изменении O/Me от 1,968 до 2,006 [6].

Измерения показали, что скорость ползучести не зависит от размера зерен, плотности, методов изготовления образцов и концентрации примесей. В высоконапряженных областях скорость ползучести возрастает с увеличением O/Me от 1,88 до 1,995 и не зависит от размера зерен, концентрации примесей, метода приготовления исходного порошка и морфологии пор в спеченной таблетке [6].

8.1.2. Химические свойства PuO_2 и PuO_2–UO_2

Двуокись плутония почти абсолютно химически инертна к окружающей среде обычного состава. С подавляющим большинством металлов взаимодействие начинается лишь при 1000 °C и выше.

Гигроскопичность компактных образцов PuO_2 значительно зависит от метода получения. Окись, образованная в результате окис-

ления металла при комнатной температуре, обладает очень высокой гигроскопичностью. После прокаливания этой окиси в кислороде при 800 °С ее способность адсорбировать влагу резко уменьшается. Установлено, что такая способность сильно зависит от температуры прокаливания, полностью исчезая после прокаливания при 1200 °С. В процессе десорбции сначала при комнатной температуре удаляется физически адсорбированная влага, составляющая примерно 67 % общего количества. Для удаления оставшихся 33 % влаги необходимо нагревание до 1000 °С.

После адсорбции влаги следует адсорбция CO_2. В интервале 30–100 °С при давлении газа 0,1–600 мм рт. ст. после очень быстрой адсорбции следует очень медленная стадия.

При хранении PuO_2 обнаружено ее загрязнение адсорбированными окислами азота – NO и NO_2. Эти газы, обычно не содержащиеся в атмосфере, образуются в результате радиолиза адсорбированного воздуха под действием излучения плутония. Энергия десорбции NO составляет 81,2 кДж/моль. Десорбция NO происходит в узком интервале температур (150–200 °С) перед десорбцией CO_2. При большей линейной мощности создается больший градиент температур, оказывающий влияние на кислородный потенциал.

Повышенное содержание углерода и влаги в двуокисном топливе приводит к усилению взаимодействия с оболочкой. В качестве возможных путей уменьшения химического взаимодействия окисного сердечника со стальной оболочкой рассматривается уменьшение отношения O/Me, снижение температуры оболочки и применение геттеров (порошка металлического урана) [6].

8.1.3. Поведение PuO_2 и PuO_2–UO_2 под облучением

Значительные изменения, которые претерпевает смешанное окисное топливо под облучением, как и в случае UO_2, определяются, прежде всего, теплофизическими характеристиками. Низкая теплопроводность топлива приводит к возникновению большого температурного градиента в радиальном направлении цилиндрического твэла. Даже при малых диаметрах, которые имеют твэлы быстрых реакторов (около 5 мм), в центре топлива развиваются температуры выше 2000 °С при температурном градиенте около 1000 °С/мм.

Большой температурный градиент, который развивается в топливе в процессе облучения, способствует перестройке исходной структуры топлива и перераспределению его компонентов. При поперечном отводе тепла, как правило, происходит не только перенос

материала и миграция пор в направлении температурного градиента, но и изменение концентрации U, Pu и O. Скорость и полнота этих процессов зависят от режимов облучения, исходной структуры и пористости топлива, а также от его химического состава [6].

Перестройка структуры. В смешанном окисном топливе с низкой концентрацией PuO_2 (менее 5 %) перестройка структуры происходит без каких-либо особенностей по сравнению с UO_2, поскольку низкое содержание в смеси PuO_2 практически не отражается на температуре плавления, теплопроводности и кислородном потенциале топлива. Радиально ориентированные стабильные зерна быстро образуются при 1700 °C в результате интенсивного движения пор в область более высоких температур по температурному градиенту в результате процессов испарения и конденсации. Образование центральной полости является следствием миграции пор к температурному центру сердечника твэла. Кинетика перестройки структуры зависит от исходного числа пор в топливе, и в связи с этим наблюдается разница в кинетике перестройки структуры таблеточного и виброуплотненного топлива [6]. Высокие тепловые нагрузки и температура топлива приводят к его плавлению в центральной части. Так, плавление в таблеточном топливе наблюдается при линейной мощности, эквивалентной 60 Вт/см, и приблизительно при 50 Вт/см в виброуплотненном топливе (температура поверхности топлива 500 °C).

Перестройка структуры топлива сопровождается повышением его плотности и, следовательно, повышением теплопроводности и изменением температурного профиля в радиальном направлении, уменьшением максимальной температуры.

С повышением концентрации PuO_2 в смешанном топливе перестройка структуры под облучением происходит более интенсивно и полно, и как результат – понижается температура центра. Так, например, при прочих равных условиях расчетная максимальная температура смешанного окисного топлива при 623 Вт/см в тепловом реакторе оказалась на 180° ниже, чем топлива из UO_2.

Уплотнение смешанного топлива в процессе облучения происходит и в не подверженных структурным изменениям зонах даже при низких выгораниях (до 30000 МВт/т).

Объемное уменьшение пор зависит от характеристики исходной пористости и, следовательно, может регулироваться при изготовлении топлива.

Отмечается большая проводимость контакта топливо–оболочка для виброуплотненного топлива.

Перераспределение урана и плутония. В процессе облучения смешанного окисного топлива происходит перераспределение урана и плутония в топливном стержне, прежде всего в радиальном направлении. Наиболее вероятным механизмом миграции актиноидов является перенос материала в паровой фазе под действием высоких температур и температурного градиента. Скорость и степень перераспределения зависят от отношения Pu/U в паровой фазе над конденсированным топливом и от характера пористости. Значительную роль в перераспределении актиноидов в направлении температурного градиента играют радиальные трещины. Миграция происходит путем избирательного испарения урана и плутония с горячих поверхностей пор и трещин в топливе и конденсации на более холодных поверхностях пор, которые мигрируют вверх по температурному градиенту [6].

Таким образом, перераспределение урана и плутония в значительной степени совмещено с перестройкой структуры топлива, происходящей в начале облучения, и протекает наиболее интенсивно в топливе с низкой плотностью, например в виброуплотненном топливе, для которого характерна значительная перестройка структуры, или в таблеточном топливе с большим числом пор или дефектов.

Давление пара большинства соединений, содержащих уран и плутоний (UO_3, UO_2, PuO, PuO_2 и UO), зависит от состава, стехиометричности твердой фазы и температуры. Отношение Pu/U в паровой фазе в большинстве случаев отличается от этого отношения в твердом топливе. При наличии температурного градиента давление пара над топливом около центральной полости всегда будет много больше, чем над топливом в более холодной периферийной области, что и приводит к радиальному изменению состава топлива при наличии достаточно высокой температуры для протекания процесса парового переноса.

Радиальное изменение концентрации плутония происходит вследствие предпочтительного испарения окислов урана в центральной области и их конденсации в более холодной периферийной зоне. Основное изменение происходит в зоне столбчатых кристаллов как результат происходящего в процессе облучения перемещения пор вверх по температурному градиенту. Более летучий окисел урана конденсируется на холодной стороне поры, в то время как более горячая сторона поры обогащается менее летучей PuO_2.

В процессе облучения наблюдается гомогенизация гетерогенного смешанного окисного топлива, полученного спеканием меха-

нических смесей порошков UO_2–PuO_2, в котором неизбежно присутствуют локальные области с высокой концентрацией PuO_2. Выравнивание состава происходит и при использовании гранулированного виброуплотненного топлива, в котором PuO_2 присутствует в виде дискретных частиц, распределенных в матрице из частиц UO_2. В периферийных областях с более низкой температурой гомогенизация топлива практически не наблюдается.

Кислород в топливе и его перераспределение. Одним из наиболее важных параметров, влияющих на поведение окисного топлива под облучением, является его кислородный потенциал. Влияние концентрации кислорода на поведение окисного топлива под облучением гораздо сложнее в случае смешанного окисного топлива, чем UO_2. Это связано с тем, что, как было показано выше, при одинаковых значениях отношения O/Me (при постоянстве концентрации плутония в UO_2–PuO_2) смешанное окисное топливо имеет гораздо большее равновесное давление кислорода, т. е. более положительный кислородный потенциал (PuO_2 является более окисляющим соединением, чем UO_2). В зависимости от температуры и концентрации плутония давление кислорода над UO_2–PuO_2 может быть на много порядков выше, чем над UO_2, при одинаковой концентрации кислорода в топливе, особенно при низких температурах и значениях O/Me < 2. Концентрация кислорода в радиальном направлении сердечника твэла из UO_2–PuO_2 изменяется гораздо больше, чем твэла из UO_2, и имеется более интенсивное перераспределение кислорода от центра к периферии сердечника, чем для UO_2 [6].

В начальный момент облучения выгорание еще очень мало, чтобы продукты деления могли повлиять на ход процесса перераспределения кислорода. Однако значительная роль в переносе кислорода отводится примесям углерода и водорода, которые образуют в окисном смешанном топливе CO_2 и H_2O, действующие в качестве носителей кислорода в соответствии с константами равновесий H_2O/H_2 и CO_2/CO, значения которых зависят от температуры топлива.

Таким образом, в начальный период облучения, когда происходит перестройка структуры топлива, сопровождающаяся перераспределением урана и плутония, происходит перераспределение кислорода: кислород перемещается из горячей центральной области в более холодные периферийные области топлива, что увеличивает тенденцию оболочки к окислению, и, как следствие, в течение этого периода может происходить окисление оболочки, зависящее от значения отношения O/Me в топливе и от температурного градиента, который, в свою очередь, зависит от теплонапряженности топлива.

При дальнейшем облучении, когда происходит заметное накопление продуктов деления, градиент кислородного потенциала в топливе по мере его выгорания меняется незначительно. Наличие градиента кислородного потенциала вызывает перенос кислорода из горячей центральной части топлива к его более холодной периферийной области. Накопление продуктов деления приводит к новым путям переноса кислорода по температурному градиенту в направлении более низких температур, что увеличивает приток кислорода к оболочке и вероятность его взаимодействия с оболочкой. Образование двойных окисных соединений осколочных элементов способствует фиксации некоторого количества кислорода. Количество избыточного кислорода в топливе пропорционально выгоранию.

Изменение объема. Экспериментально доказано, что в быстром реакторе при температурах поверхности топлива 540–980 °С его распухание в результате выгорания значительно меньше, чем в тепловом при более низких температурах. Это связано с тем, что в температурных условиях быстрого реактора при выгорании топлива до 4–5 % выделяются почти все осколочные газы. Удержание пузырьков осколочных газов и вызванное ими распухание топлива происходят только в областях с температурой ниже 1400–1500 °С.

По мере повышения температуры в центре топлива от 1400 до 1800 °С сопротивление ползучести материала уменьшается и пузырьки осколочных газов растут быстрее, что приводит к увеличению распухания.

При выгорании 4 % и выше выделяется 80–90 % образовавшихся газов. Это увеличение газовыделения следует рассматривать как положительное явление, поскольку при этом уменьшается распухание топлива.

При цилиндрической геометрии твэла и температурах поверхности топлива более 900 °С результирующая скорость распухания может оказаться ниже из-за лучшего сдерживания оболочкой, увеличения средней температуры и повышенной пластичности топлива.

В результате проведенных в последние годы экспериментов установлено, что ранее выработанные критерии обеспечения безопасности неприемлемы к топливу с высоким выгоранием, особенно к МОХ-топливу, из-за высокого давления газообразных продуктов деления под оболочкой твэла [7].

8.2. Получение двуокиси плутония и смешанного оксидного топлива

В качестве основных технологий перевода металлического оружейного плутония в диоксид, пригодный для изготовления МОХ-топлива, используют водные технологии (растворение в кислоте с экстракционной чисткой и аммиачным осаждением), сухие пирохимические методы и комбинированный процесс.

PuO_2 является конечным продуктом прокаливания на воздухе различных соединений плутония: перекиси Pu(IV) и оксалатов Pu(III) и Pu(IV). Сухие остатки медленно нагревают до 700 °С. До постоянной массы доводят выдержкой при 1000–1200 °С [6].

Характеристики порошков PuO_2, как и UO_2, зависят от технологии их изготовления и в большей степени от температуры прокаливания – ее повышение приводит к огрублению порошка, увеличивается размер его частиц и насыпной вес, а также снижается химическая активность.

При разработке плутониевого топлива был использован опыт, накопленный в производстве изделий из UO_2. Все технологические процессы изготовления плутониевых твэлов осуществить труднее, и, следовательно, они дороже соответствующей технологии для урановых блоков. Это объясняется наличием прямого излучения и высокой радиотоксичностью продукта. В связи с этим требуется использование приемов дистанционного ведения технологического процесса и дополнительная защита от излучения.

Чтобы оправдать значительные капиталовложения в обеспечение безопасных условий персонала, необходима соответствующая производительность установок по изготовлению плутониевых твэлов: для смешанного оксидного топлива она оценивается примерно 30 т/год. Предполагается, что увеличение стоимости производства при использовании плутониевого топлива составит около 100 % по сравнению с существующей стоимостью производства топлива из ^{235}U.

Для действующих реакторов на быстрых нейтронах производство МОХ-топлива может осуществляться как по таблеточной, так и по вибротехнологии, показавшей высокую эффективность. Для водо-водяных реакторов целесообразно организовать производство смешанного топлива по таблеточной технологии, так как отработка производства смешанного топлива на основе вибротехнологии потребует длительного времени.

8.2.1. Изготовление таблеток

Наибольшая часть смешанного окисного топлива используется в виде таблеток, приготовленных прессованием и спеканием. Существенным являются следующие характеристики таблеток: плотность, содержание плутония, равномерность распределения плутония, отношение O/Me, содержание влаги, газа и других металлических и неметаллических примесей. Большое внимание уделяется контролю микроструктуры таблеток, от которой зависит радиационное поведение материала [6].

Исходный материал для приготовления таблеток из смешанного окисного топлива может быть приготовлен путем механического перемешивания порошков PuO_2 и UO_2 либо путем совместного осаждения окислов из водных растворов их солей, например из нитратных растворов, с последующим восстановлением прокаленного осадка. Выбор способа в значительной мере зависит от требований к микрогомогенности распределения плутония в материале и от физических свойств порошков.

Порошки смесей окислов, приготовленные методом соосаждения, обеспечивают получение спеченных таблеток с высокой равномерностью распределения плутония. Однако считается, что этот метод для производства топлива в больших масштабах, например для промышленных энергетических реакторов, экономически менее выгоден по сравнению с методом механического перемешивания порошков окислов UO_2 и PuO_2. Вместе с тем следует иметь в виду, что использование соосажденных смесей не требует полного разделения урана и плутония при переработке отработавших твэлов, что благоприятно скажется на стоимости внешнего топливного цикла.

Твердый раствор UO_2–PuO_2, образующийся в процессе спекания таблеток, спрессованных из механически смешанных порошков, имеет некоторую неравномерность распределения концентраций компонентов в малых объемах, что может приводить к ухудшению нейтронно-физических характеристик активной зоны реактора. Дополнительные технологические операции выравнивания концентрации компонентов в топливе приводят к удорожанию процесса.

Порошки смесей окислов, обеспечивающие необходимую плотность при спекании, имеют малый размер частиц и обладают плохой текучестью, поэтому перед прессованием их подвергают грануляции на автоматических прессах. Для грануляции может быть использован мокрый процесс, при котором органическое связующее

в виде раствора перемешивается с порошком окислов и после сушки его гранулируют протиранием через сетку, или сухой процесс, при котором порошок предварительно прессуют при давлении меньшем, чем при последующем прессовании таблеток, а затем гранулируют. В этом случае гранулированный порошок перемешивают с сухой связкой перед прессованием таблеток для уменьшения трения прессуемого материала о стенки пресс-формы и облегчения выталкивания таблетки из пресс-формы.

В целом технологические процессы прессования таблеток из смешанного топлива UO_2–PuO_2 не имеют принципиальных отличий от аналогичных процессов для UO_2.

Температура спекания таблеток обычно составляет 1500–1700 °С. В процессе спекания происходит улучшение гомогенности состава, удаление летучих примесей, адсорбированных газов и органического связующего.

На процесс спекания существенно влияет газовая среда, что связано с различием в сродстве урана и плутония к кислороду и водороду. При спекании в восстановительной атмосфере образуется двухфазная структура твердых растворов UO_2–PuO_2, причем состав твердых растворов зависит от режимов спекания.

Спекание ведут в восстановительной атмосфере смеси газов Ar-H, He-H или N-H, которые исключают возможность взрыва.

При спекании обычно достигается плотность таблеток, равная 93–96 % от теоретической, однако существуют методы, позволяющие регулировать плотность таблеток во время спекания.

Технологическая схема изготовления таблеток включает следующие операции: взвешивание и перемешивание UO_2, PuO_2 и связки (стеарата цинка), предварительное уплотнение, грануляция, дезактивирующая термообработка, смешивание со связкой, таблетирование, удаление связки, спекание, контроль.

Для получения правильной формы таблетки шлифуют. Наилучший эффект дает мокрое шлифование с использованием жидких охладителей и смазок, но удовлетворительные результаты могут быть получены и при сухом шлифовании.

Большое внимание при производстве окисного смешанного топлива придается контролю отношения O/Me, поскольку оно оказывает существенное влияние на свойства и стойкость материала.

8.2.2. Метод виброуплотнения

Метод виброуплотнения для изготовления твэл, хотя и не получивший широкого промышленного применения, привлекает принципиальной простотой технологии. Однако виброуплотненные твэлы имеют низкую теплопроводность сердечника вследствие его большой исходной пористости. Путем постепенного повышения мощности реактора и тепловой нагрузки на виброуплотненные твэлы при первом пуске можно избежать осевого переноса массы [6].

Стоимость изготовления типичного твэла для реактора на быстрых нейтронах при переходе на виброуплотненный сердечник уменьшается на 15 %. Снижение стоимости изменяется обратно пропорционально диаметру твэла. Удешевление достигается также упрощением возврата топлива из забракованных твэлов, особенно в конце технологического процесса, и исключением трудоемких операций изготовления и контроля большого числа калиброванных таблеток.

Применительно к топливу реакторов на тепловых нейтронах с небольшим содержанием PuO_2 разработан метод горячего ударного уплотнения, при котором механическая смесь порошков UO_2 и PuO_2 нагревается в вакуумном стальном контейнере до 1200 °С и уплотняется ударом на пневматическом прессе давлением 14 000–35 000 кгс/см^2; порошок при этом превращается в керамическую крошку с плотностью частиц более 98 % от теоретической. Этим методом получают полидисперсный продукт с частицами неправильной формы.

Достоинства метода виброуплотнения наиболее полно могут проявиться при достаточно экономичных методах приготовления исходного гранулята. Один из возможных методов – получение гранулята непосредственно в процессе химической переработки продукта в заключительной его стадии. При использовании водных методов переработки это золь-гель-процесс, при пирохимической переработке – пирогидролиз в кипящем слое.

8.2.3. Золь-гель-процесс

Золь-гель-процесс включает три основные стадии: приготовление золей, удаление воды с образованием твердых частиц геля, прокаливание [6].

Смешанное оксидное топливо получают путем перемешивания золей. Они устойчивы в течение нескольких месяцев и совместимы с золями урана. Особенности процесса образования золей PuO_2 обусловлены гидролитическими реакциями Pu(IV) и нестабильного

нитрата Pu(IV) в разбавленной HNO_3. Минимальная концентрация свободной HNO_3 в исходном растворе $Pu(NO_S)_4$ поддерживается не менее 1 М для предотвращения полимеризации плутония; при этом концентрация свободной азотной кислоты может быть до 3 М.

Виброуплотнение проводят под нагрузкой, которая передается на поверхность виброуплотняемого столба свободно лежащим стержнем массой около 1 кг. Эта нагрузка используется для того, чтобы обеспечить уплотнение верхних слоев порошка и обеспечить равномерность плотности столба. Для виброуплотнения микросфер $(U, Pu)O_2$ используют низкоэнергетическое вибрирование частиц двух или трех фракций, размеры которых выбирают таким образом, чтобы более мелкие частицы могли перемещаться в порах каркаса, образованного частицами крупной фракции. В оболочку твэла засыпают и виброуплотняют микросферы крупной фракции, а затем заполняют поры образованной упаковки более мелкими частицами. Таким методом получены упаковки микросфер с плотностью 85 % от теоретической плотности. В этом случае при виброуплотнении также используется нагрузочный стержень, который располагают на поверхности мелкой фракции для предотвращения сегрегации частиц.

Для действующих реакторов БОР-60 и БН-600 производство МОХ-топлива осуществляется как по таблеточной (ГНЦ РФ ВНИИНМ), так и по вибротехнологии (ГНЦ РФ НИИАР), [5].

Для реакторов ВВЭР-1000 целесообразно организовать производство смешанного топлива по таблеточной технологии.

Для производства МОХ-топлива для БН-800 на ПО «Маяк» созданы опытно-промышленные установки «Пакет» и «Гранат», на которых было изготовлено и испытано несколько десятков промышленных ТВС с МОХ-топливом, изготовленных по разной технологии. Максимальный расход плутония на установке «Гранат» составляет 50 кг плутония в год (или 1 т МОХ-топлива). Максимальная производительность установки «Пакет» – 100 кг плутония в год, или 30–36 тепловыделяющих сборок (ТВС) в год, что соответствует 1 т МОХ-топлива с 20 % содержанием плутония [8].

Для заводов по производству МОХ-топлива в США и РФ выбрана технология, экспортированная из Европы, отличающаяся двумя важными особенностями – процессом водяного отделения галлия от плутония и изготовления топлива сначала в форме таблеток с последующей загрузкой их в ТВС [9].

8.2.4. Опыт ГНЦ РФ НИИАР по изготовлению МОХ-топлива

В ГНЦ РФ НИИАР к настоящему времени сформулированы и экспериментально обоснованы базовые принципы перспективного замкнутого топливного цикла, построенного на взаимной совместимости технологий регенерации уран-плутониевого топлива и изготовления твэлов и ТВС [10]. Такими принципами являются:

- использование «сухих» пироэлектрохимических процессов для переработки облученного топлива и утилизации отходов;
- получение в процессе регенерации гранулята полидисперсного состава с высокой плотностью частиц;
- использование метода виброуплотнения для изготовления из гранулированного топлива тепловыделяющих элементов;
- использование дистанционно-управляемого автоматизированного оборудования при переработке топлива, изготовления твэлов и ТВС.

«Сухие» методы позволяют перерабатывать топливо с любым выгоранием и временем выдержки за малое количество технологических стадий. Среды, в которых проводят эти процессы, не имеют замедлителей, что дает возможность работать с высокими концентрациями делящихся и радиоактивных материалов. Именно поэтому «сухие» процессы высоко производительны, компактны и образуют малое количество отходов.

8.2.4.1. Пироэлектрохимическая технология переработки топлива

Исходным для этого процесса может быть любой вид топлива (оксид, металл, карбид, нитрид). На первой стадии его растворяют в расплаве солей, наиболее удобными и изученными из которых являются хлоридные. Из расплава топливо выделяют электролизом или методами осаждения в виде кристаллических оксидов, например UCh, PuCh или UPuCh. После отделения кристаллических продуктов от солей получают гранулят полидисперсного состава (частицы плотностью не менее 10,7 г/см^3 и размером не более 1,0 мм), пригодный для изготовления виброуплотненных твэлов. Пироэлектрохимический процесс позволяет удалить из топлива ПД с суммарным коэффициентом очистки более 100, достаточным с точки зрения физики реактора.

Характерная особенность процессов заключается в том, что практически все ПД сконцентрированы в твердую фазу. Объем отходов минимален и из них могут быть извлечены ценные элементы,

например металлы рутениевой подгруппы. В технологии нет жестких требований к газовой среде для проведения процессов, поэтому они осуществляются в защитных камерах с обычным воздухом.

8.3. Состояние работ по МОХ-топливу за рубежом

Первоначально плутоний нарабатывали только для военных целей. Между тем плутоний накапливается в активной зоне при работе любого современного энергетического реактора с урановым топливом, то есть является неизбежным спутником урановой ядерной энергетики. Плутоний, наряду с ^{235}U, является великолепным ядерным топливом, которое может быть использовано в ядерных реакторах практически любого назначения.

Современная ядерная энергетика базируется на тепловых водо-водяных реакторах PWR и BWR, использующих преимущественно слабообогащенный уран в виде диоксида. Разные типы реакторов в этом смысле различаются лишь количественно, но не качественно, и это различие определяется индивидуальными свойствами разных изотопов плутония и их вкладом в состав топлива, эволюционирующего в процессе кампании и при последующем рециклировании. Использование плутония в энергетике одновременно позволяет поставить барьер на пути его несанкционированного использования для производства ядерного оружия [8].

МОХ-топливо давно и успешно применяют во многих ядерных державах. В большинстве стран с развитой ядерной энергетикой, в первую очередь во Франции, Японии, Германии, Великобритании, Бельгии и др., уже накоплен 10–15-летний опыт разработки, производства и эксплуатации в указанных реакторах смешанного уран-плутониевого оксидного топлива. В этой перспективной области использования избыточного плутония лидерами, безусловно, являются страны Европы, в первую очередь Франция и в меньшей степени Германия – 1006 и 708 тепловыделяющих сборок (ТВС), соответственно, загружены в легководные реакторы (данные 1998 г.). Всего на зарубежных АЭС прошли и проходят испытания 2200 ТВС с МОХ-топливом.

В настоящее время в 33 реакторах Франции, Германии, Бельгии и Швейцарии используется МОХ-топливо с загрузкой до 30 %. Получена лицензия и подана заявка на загрузку такого топлива еще в 22 реактора. При этом не требуется заметных изменений условий эксплуатации реакторов. Достигнуто выгорание топлива 50 МВт·сут/кг, планируется повысить выгорание до 65–70 МВт·сут/кг [8].

Если рассматривать долгосрочный стратегический прогноз ядерной энергетики, то использование мультициклов плутония перекрывает весь энергетический потенциал ^{238}U и поэтому обеспечивает очень большие энергетические резервы в долгосрочной перспективе, когда количество делящихся материалов будет истощаться.

Однако Россия и США – страны, располагающие наибольшим количеством плутония и активно обсуждающие в международном масштабе утилизацию избыточного оружейного плутония, отстают от других стран не менее чем на 10–15 лет.

8.3.1. Великобритания

По оценкам экспертов, к 2010 г. около 2/3 мирового запаса выделенного Pu будет находиться на территории Соединенного Королевства (из них только от 5 до 10 т военного Pu), [1]. Оценивая используемые методы обращения, был сделан вывод о том, что хранение будет необходимой частью любой политики обращения с Pu в будущем. MOX-топливо можно применять только в виде 30 % загрузки активной зоны и при выгорании не выше 35 ГВт·сут/т U. Даже при выполнении этих условий количество вновь образующегося и потребляемого Pu оказывается скомпенсированным в противоположность чистого годового прироста в 200 кг Pu при использовании стандартного уранового цикла в реакторе PWR мощностью 1000 МВт (эл.). В зависимости от доли MOX-топлива, используемой в английских реакторах AGR, в них может быть переработано от 0.4 до 1.2 т Pu в год. Однако экономически сжигание Pu в AGR менее выгодно, чем в легководных реакторах (LWR) из-за высокой стоимости изготовления MOX-топлива.

В новых британских LWR, специально спроектированных для сжигания Pu, при загрузке MOX-топлива может быть осуществлена конверсия от 1.2 до 2.1 т Pu в год. Из 34 LWR, лицензированных в мире для 30 % загрузки MOX-топлива, лишь половина работает в этом режиме [1]. В настоящее время компанией BNFL получено разрешение на ввод в промышленную эксплуатацию завода по производству MOX-топлива в Селлафилде, построенного еще в 1996 году. Основными заказчиками BNFL являются энергетические компании Японии, которые отправляют на переработку в Великобританию облученное ядерное топливо своих атомных станций. По утверждению руководства BNFL, ввод завода в промышленную эксплуатацию позволит создать дополнительно около 400 рабочих мест.

8.3.2. Япония

Япония – один из мировых лидеров в использовании атомной энергии. В настоящее время порядка 34 % всей генерируемой в стране энергии производится на атомных станциях [7]. Сознавая крайнюю ограниченность собственных запасов органического топлива, Япония не просто развивает атомную энергетику, но и стремится к тому, чтобы сосредоточить на своей территории максимально возможное число элементов ядерного топливного цикла. Правительство страны продолжает настойчиво и последовательно идти по пути реализации так называемой «плутермальной программы», в рамках которой к 2010 году предполагается внедрить смешанное уран-плутониевое топливо на 16–18 блоках атомных станций.

Внедрение МОХ-топлива на японских островах планировалось начать еще в 1999 году. Годом ранее «Японская федерация энергетических компаний» (FEPCO) обратилась к компании Japan Nuclear Fuels Ltd. (JNFL) с просьбой оценить перспективы коммерческого производства МОХ-топлива в Японии. Эксперты JNFL пришли к выводу, что безопасность такого производства можно обеспечить при условии использования как японских, так и иностранных технологий. Получив положительную экспертную оценку, FEPCO объявила о том, что девять энергетических компаний начнут совместное коммерческое производство МОХ-топлива. По проекту основным производителем уран-плутониевого топлива в Японии должна была стать JNFL, а само производство 130 тонн МОХ-топлива ежегодно предполагалось наладить на новом комбинате в Рокасо. Использование МОХ-топлива планировалось начать еще в 1999 г. Однако после аварии на заводе по переработке урана в Токаймуре, в сентябре 1999 года, и возврата BNFL партии уран-плутониевого топлива, произведенного на опытном предприятии (MOX Demonstration Facility) в Селлафилде по причине фальсификации данных по качеству топлива, мнение общественности к этому проекту ухудшилось.

В начале 2001 года компания Tokyo Electric Power Co. (TEPCO) предприняла попытку начать использование МОХ-топлива, объявив о намерении загрузить его в реактор одного из блоков АЭС «Фукусима-Дайчи». Однако в марте губернатор префектуры Фукусима заявил, что местные власти не дадут на это своего согласия ввиду протестов населения. Тогда в TEPCO было решено начать работу с МОХ-топливом с крупнейшей в мире АЭС «Касивадзаки-Карива», в префектуре Ниигата. Для того чтобы выяснить позицию местного населения, впервые в истории Японии был проведен референдум по

вопросу загрузки МОХ-топлива в реактор третьего энергоблока станции. В ходе голосования 53 % жителей Каривы высказались против использования уран-плутониевого топлива на АЭС.

Как только стали известны итоги референдума, премьер-министр Японии Дзуинциро Коидзуми признал, что правительство недостаточно эффективно вело разъяснительную работу среди населения по вопросам энергетической политики, подчеркнув, однако, что плутермальная программа является важной составляющей национальной стратегии по совершенствованию ядерного топливного цикла. С целью выработки рекомендаций по убеждению общественности в безопасности и необходимости выбранного курса развития энергетики была сформирована рабочая группа. Японской федерацией энергетических компаний принято решение: начиная с октября 2001 года потратить от 500 до 600 миллионов йен (4,14–4,97 млн долларов) на пропагандистскую работу в целях формирования позитивного общественного мнения в вопросе об использовании МОХ-топлива на японских АЭС.

Таким образом, благодаря мощнейшей государственной поддержке программы использования уран-плутониевого топлива можно быть уверенным, что в конечном счете МОХ-топливо займет отведенное ему место в ядерно-топливном цикле Японии.

8.3.3. Германия

Германия – самый крупный производитель электроэнергии в Западной Европе: установленная мощность электростанций более 100 ГВТ. Производство электроэнергии в 2001 г. составило 596 ТВт·ч. Более половины электроэнергии производится на ТЭС на ископаемом топливе. В стране самый большой в Европе избыток электрогенерирующих мощностей – около 10 ГВт [4]. Национальные фирмы активно строят электростанции за рубежом. Около трети электроэнергии в стране производится на 19 ядерных энергоблоках суммарной электрической мощностью более 21 ГВт. Либерализация рынка электроэнергии и новая политика постепенного отказа от атомной энергии в Германии практически одновременные процессы.

В 2001 г. Бундестаг одобрил план постепенного вывода из эксплуатации девятнадцати АЭС страны в течение 20 лет. Первый блок будет окончательно остановлен в 2003 г., а последний – в 2023 г. ОВУА будут храниться на площадках АЭС 40 лет. Принят запрет на строительство новых АЭС. В свое время «Siemens» потратил на строительство завода в Ханау 1 млрд марок (470 млн долларов), од-

нако в 1995 году производство топливных сборок на нем было прекращено. После этого «Siemens» предлагал продать завод России или Соединенным Штатам для переработки оружейного плутония в МОХ-топливо.

В Германии и Франции основные усилия первоначально были сосредоточены на изготовлении МОХ-ТВС для программы создания быстрых реакторов-размножителей, но примерно в начале 80-х гг. работы были сосредоточены на изготовлении топлива для реакторов на тепловых нейтронах. К 1991 году в Германии были переработаны около 2 т плутония для изготовления топлива быстрых реакторов и 6,5 т плутония – для реакторов на тепловых нейтронах.

8.3.4. Франция

Во Франции, начиная с 1963 года, было изготовлено свыше ста тонн МОХ-топлива для реакторов на быстрых нейтронах «Рапсодия», «Феникс» и «Суперфеникс». Кроме того, более 12 тонн плутония использовано для изготовления МОХ-топлива для французских реакторов PWR [13].

В отработавшем ядерном топливе (ОЯГ) плутоний и уран отделяются от продуктов деления посредством экстракции из раствора с помощью процесса Purex, который используется с середины 60-х гг. Таким образом, это зрелый промышленный процесс, важный для конечной фазы топливного цикла. Кроме этого, компания Cogema и Комиссариат по атомной энергии (CEA) предложили также применять лучшие технологии переработки и рециклирования международных проектов, таких как обработка и остекловывание больших объемов жидких отходов или производство МОХ-топлива. Важность переработки ОЯТ для конечной фазы ядерного топливного цикла заключается прежде всего в том, что при этом можно кондиционировать на промышленном уровне долгоживущие отходы высокой удельной активности (ОВУА). Разработанный компанией процесс остекловывания R7/T7 фактически стал международным стандартом. Ряд стран, включая Японию, Германию, Бельгию, Францию и Швейцарию, принимают полученные таким образом стеклянные отливки в качестве промышленных отходов. Переработка ОЯТ компанией EDF дает возможность эксплуатировать 58 реакторов ЗЦК без какой-либо потребности в новом устройстве хранения и без накопления отработавшего ядерного топлива в пристанционных хранилищах. В другом варианте (открытый цикл) новый плутоний, созданный при облучении оксидного уранового топ-

лива, будет накапливаться, и существует единственное решение для его размещения – глубокое подземное хранилище. С технической точки зрения исследования позволяют перерабатывающим заводам на м. Аг учитывать в своей деятельности новые типы топлива, значения выгорания для которых может значительно увеличиться до 70 ГВт·сут/т. Переработка дает также возможность разрабатывать новые варианты обращения с ядерными материалами из облученных топливных сборок. Для продолжения исследований по переработке CEA и Cogema совместно учредили 10 исследовательских проектов, которые они финансируют на равной основе. Благодаря проводимым работам за последние 10 лет на предприятиях м. Аг достигнуты существенные сокращения газообразных и жидких сбросов. В период между 1988 и 1998 г. произошло четырехкратное увеличение массы переработанного ОЯТ (с 400 до 1600 т/год) и почти десятикратное снижение объема жидких радиоактивных отходов (ЖРО), удаляемых в море.

В CEA начаты программы исследований по проектированию усовершенствованных топливных сборок, способных к стабилизации всего плутониевого содержимого через мультирециклирование в обычных PWR. Предложенная недавно конструкция усовершенствованной плутониевой сборки (Advanced Plutonium Assembly, или APA) включает большой кольцеобразный стержень, состоящий из тонких кружков плутония, надетых на инертную опору, охлаждаемую с обеих сторон, подобно пластинчатому топливу. Референтная инертная матрица для топлива APA – это смешанное оксидное топливо $(PuCe)O_2$, содержащее 27 % плутония и 73 % церия. В исследованиях по трансмутации рассматриваются и другие инертные матрицы.

Долгосрочные исследования включают переработку усовершенствованных типов топлива PWR (таких как APA) в мультирециклируемый плутоний; отделение долгоживущих радионуклидов и трансмутацию для снижения токсичных отходов на временном отрезке в несколько десятков тысяч лет.

8.3.5. США

В настоящее время в стране наблюдается подъем атомной энергетики. За три последних года на 103 американских АЭС суммарной мощностью 100413 МВт (эл.), вырабатывающих 19,8 % потребляемой в стране электроэнергии, не было ни одного случая несанкционированного сброса стержней СУЗ. Ожидается, что под влиянием принимаемых мер в скором времени КИУМ достигнет

значения 90 %, что существенно скажется на дальнейшем снижении цены [9].

Работы по проблеме избыточного плутония ведутся по двум направлениям: иммобилизация плутония с целью его окончательного захоронения и сжигание в форме МОХ-топлива в действующих энергетических реакторах. На зимней сессии Американского ядерного общества 2002 г. были названы причины такой стратегии:

- гарантия, в случае если одна из технологий окажется неприемлемой;
- отсутствие консенсуса о наилучшем подходе;
- стоимость работ по обоим направлениям несущественно отличается от расходов при выборе одного из них.

Всего на проект обращения с избыточным плутонием в течение ближайших 20 лет намечено затратить 6,1 млрд долларов. Первоначально предполагалось создать на эти деньги в ядерном центре Саванна-Ривер три установки: для конверсии плутония, его иммобилизации и изготовления МОХ-топлива. По финансовым соображениям от первоначального плана одновременного сооружения всех трех установок пришлось отказаться.

Наряду с решением захоронить часть избыточного оружейного плутония, в марте 1999 г. Министерство энергетики США (DOE) заключило контракт с консорциумом DCS (Duke Engineering Cogema и Stone&Webster) для проектирования установки MFFF по производству МОХ-топлива (MOX Fuel Fabrication Facility) на основе опыта, накопленного АО Франции и Бельгии (в частности, на заводе MELOX фирмы Cogema, действующем в Южной Франции). Технология, экспортированная из Европы, отличается двумя важными особенностями – процессом водяного отделения галлия от плутония и изготовления топлива сначала в форме таблеток с последующей загрузкой их в ТВС. Контракт предусматривает три главных пункта:

- проект, лицензирование и эксплуатация MFFF;
- контроль качества МОХ-топлива;
- облучение МОХ-топлива в энергетических реакторах.

Первоначально DOE намеревалось переработать в форме МОХ-топлива 33 т Pu в 6 реакторах, но позднее снизило это количество до 25 т Pu. В качестве этих реакторов избраны три энергоблока АЭС Duke Power и блоки (первые и вторые) двух других АЭС McGuire (2 PWR × 1220 МВт (эл.)) и Catawba (2 PWR × 1205 МВт (эл.)). Во всех этих реакторах используются ТВС типа 17x17 с кампанией в 18 месяцев. Разработанный DCS процесс предусматривает трех-

ступенчатую систему использования 25 т Pu в период 2007–2022 гг. При этом намечается, что при геометрическом тождестве конструкций ТВС выгорание МОХ-топлива не превысит 50 МВт·сут/т тяжелого металла (ТМ) в наиболее напряженном твэле при среднем значении по ТВС не более 45 МВт·сут/т ТМ, но будет не менее 20 МВт·сут/т ТМ. Выгорание используемого в новых ТВС отвального урана с номинальным содержанием 0,25 % 235U будет ограничено величиной 60 МВт·сут/т ТМ. Концентрация оружейного Pu в МОХ-топливе составит от 4,07 до 4,37 %, доля этого топлива в активной зоне не превысит 40 %, оно не будет содержать выгорающих поглотителей.

Реализация проекта началась в марте 1999 г., а документация на строительство установки MFFF должна быть готова к марту 2002 г. После получения лицензии (2002 г.) на следующий год начнется строительство, а в 2006 г. установка вступит в строй.

На первом этапе обращения с МОХ-топливом, который продлится до 2007 г., DCS изучает ключевые факторы, определяющие надежность МОХ-топлива.

На втором этапе планируется постепенная загрузка ТВС с МОХ-топливом в реакторы. Схема размещения таких ТВС в прямоугольной активной зоне предусматривает три различные подзоны, различающиеся весовым отношением Pu к общей массе топлива – с относительно высоким значением в центральной части, среднем на периферии и низким в углах. Изотопный состав загружаемого топлива весьма пестрый. Кроме того, часть топлива перегружается по активной зоне. Начало широкомасштабного использования МОХ-топлива планируется к 2007 г., а загрузка активных зон полностью МОХ-топливом – к 2020 г. В декабре 2000 г. DCS представил Комиссии по ядерному регулированию (NRC) отчет о воздействии MFFF на окружающую среду, а в 2001 г. – запрос на разрешение строительства (CAR – Construction Authorization Reguest). Эти документы NRC приняла к рассмотрению в марте 2002 г.

На фоне успешной работы огромного парка АЭС и намечающегося прорыва в использовании избыточного количества плутония положение с радиоактивными отходами в США оставляет желать лучшего. Незавершенность строительства могильника для отходов высокой удельной активности (ОВУА) в горах Юкка и срыв приема отработавшего топлива (ОЯТ) от коммерческих АЭС привели к конфликтам с DOE. По принятому в 1983 г. в США закону о политике в области радиоактивных отходов DOE обязано было начать принимать ОЯТ и отходы с 31 января 1998 г., однако в силу ряда

причин оно не готово до настоящего времени. Предполагается, что федеральный могильник начнет работать не ранее 2010 г.

8.4. Российская МОХ-программа

Разработанная Минатомом в 1998 году концепция по обращению с плутонием, высвобождаемым в ходе ядерного разоружения, базируется на использовании его энергетического потенциала в атомно-энергетическом комплексе страны, в том числе путем развития производств и технологий замкнутого ядерного топливного цикла [3].

Энергетическое использование высвобождаемого оружейного плутония предполагает решение нескольких задач:

• создание производства ядерного топлива на основе оружейного плутония. Наиболее освоенным в настоящее время является смешанное оксидное уран-плутониевое топливо (МОХ-топливо). Его производство включает этап конверсии металлического оружейного плутония (деталей и узлов ядерных боеприпасов) в двуокись плутония необходимого качества и изготовление твэлов и ТВС из порошков диоксидов плутония и обедненного урана;

• модернизацию российских АЭС для использования в них МОХ-топлива;

• последующее контролируемое хранение облученного в реакторах МОХ-топлива, содержащего значительное остаточное количество плутония, утратившего после облучения оружейное качество.

В заявлении президента Российской Федерации, обращенном к участникам 41-й сессии Генеральной конференции МАГАТЭ, состоявшейся в октябре 1997 года, объявлено «о поэтапном изъятии из ядерных военных программ до 500 тонн высокообогащенного урана и до 50 тонн плутония, высвобождаемых в ходе разоружения». В дальнейшем цифры по плутонию были откорректированы: подготовленный проект нового межправительственного российско-американского соглашения предусматривает обязательство каждой из сторон утилизировать 34 тонны оружейного плутония.

В ходе встречи на высшем уровне, состоявшейся в Кельне в 1999 году, «Восьмерка» предложила поддержать проекты по скорейшему осуществлению крупномасштабных программ утилизации оружейных материалов. Признана необходимость международного подхода к финансированию с привлечением как государственных, так и частных средств.

С 1998 года Минатом с участием других министерств и ведомств ведет международное научно-техническое сотрудничество по двум межправительственным соглашениям:

• соглашение от 2 июня 1998 года между правительствами Российской Федерации, Германии и Французской Республики о сотрудничестве в области использования в мирных целях плутония, высвобождаемого в результате демонтажа сокращаемого российского ядерного оружия, к которому позднее выразили желание присоединиться Италия и Бельгия;

• соглашение от 24 июля 1998 года между правительствами Российской Федерации и США о научно-техническом сотрудничестве в области обращения с плутонием, изъятым из ядерных военных программ.

Для реализации этих соглашений правительствами США, Франции и Германии должны быть выделены финансовые средства на выполнение совместных исследовательских и проектных работ, тем самым обеспечивая некоторую финансовую и техническую поддержку начальной фазы российской программы по следующим направлениям:

• научно-исследовательские и предпроектные работы для создания демонстрационной и промышленной установок конверсии металлического оружейного плутония в оксид, пригодный для изготовления уран-плутониевого топлива для российских АЭС. Решаются задачи по очистке плутония от легирующих и радиогенных примесей, получению оксида плутония керамического качества и заданного изотопного состава, а также по утилизации отходов. В 2000 году должно быть выполнено «Обоснование инвестиций» на строительство промышленного производства для конверсии 2–3 т/год оружейного плутония на ПО «Маяк». С целью проверки промышленной технологии предусматривалось создание там демонстрационной установки с производительностью до 400 кг металлического плутония в год. Дополнительно разрабатывалась принципиально новая технология – сухая пирохимическая конверсия плутония. Российские исполнители: ГМЦ РФ ВНИИНМ, ГНЦ РФ НИИАР, ГСПИ, ПО «Маяк». Заключены контракты с Лос-Аламосской национальной лабораторией, Комиссариатом по атомной энергии (КАЭ) Франции, компаниями «Cogema» (Франция) и JNC (Япония);

• научно-исследовательские и предпроектные работы для создания демонстрационных установок и завода по изготовлению МОХ-топлива для реакторов ВВЭР-1000 и БН-600 с использованием оружейного плутония. Предусматривалось создание в ГНЦ РФ НИИАР

демонстрационных установок для изготовления опытных МОХ-ТВС реактора ВВЭР-1000 (таблеточное топливо) и МОХ-ТВС гибридной зоны БН-600 (виброуплотненное топливо). В 2000 году должно быть выполнено «Обоснование инвестиций» на строительство промышленного производства МОХ-топлива для реакторов ВВЭР-1000 и БН-600 с выбором места – ПО «Маяк» или в выработках Горнохимического комбината. Российские исполнители: ГНЦ РФ ВНИИНМ, ГНЦ РФ НИИАР, ГСПИ, ВНИПИЭТ, ПО «Маяк», ГХК. Заключены контракты с компаниями «Cogema» и «Siemens» (Германия), подготовлены контракты с JNC и Минэнергетики США;

• расчетные и проектно-конструкторские работы по обоснованию перевода реактора БН-600 на гибридную активную зону (первый этап) и полную зону с МОХ-топливом (второй этап). На втором этапе реактор должен будет работать в режиме выжигания плутония. В апреле – мае 2000 года первые три сборки с топливом из реального оружейного плутония загружены в реактор. Предусматривается постепенное увеличение количества уран-плутониевых сборок в зоне. Разработана программа, обеспечивающая «ранний старт» утилизации плутония. Российские исполнители: ГНЦ РФ ФЭИ, ОКБМ, ГНЦ РФ НИИАР, Белоярская АЭС, ПО «Маяк». Заключены контракты с Ок-Риджской национальной лабораторией (США), КАЭ (Франция), Обществом GRS (Германия), компанией JNC (Япония);

• расчетные и проектно-конструкторские работы по обоснованию перевода реактора ВВЭР-1000 на частичную загрузку МОХ-топливом с оружейным плутонием. Выполнены предварительные расчеты для проекта зоны с одной трети загрузки ВВЭР-1000, рассмотрены определяющие аварийные ситуации для зоны с МОХ-топливом и меры обеспечения безопасности реакторной установки, определены условия хранения ОЯТ-МОХ на АЭС. Готовятся к аттестации программы и коды расчета физики и гидравлики зоны, разрабатываются подробные программы работ по модернизации АЭС. Российские исполнители: РНЦ «Курчатовский институт», ОКБ «Гидропресс», ГНЦ РФ ВНИИНМ, концерн «Росэнергоатом», Балаковская АЭС. Заключены контракты с Ок-Риджской национальной лабораторией, КАЭ Франции и Обществом GRS;

• иммобилизация плутония. Это направление предусматривает выполнение НИОКР по выбору устойчивых матриц, безопасных и эффективных технологических процессов и оборудования для иммобилизации плутонийсодержащих отходов с целью их последующего окончательного захоронения. На объектах Минатома хранятся десятки ты-

сяч кубометров радиоактивных пульп, образовавшихся в результате выполнения оборонных программ. Они содержат суммарно до 1,5 тонны оружейного плутония. Российские исполнители: ГНЦ ВНИИНМ, НПО «Радиевый институт», ВНИПИПТ, ПО «Маяк», ГХК. Заключены контракты с Ок-Риджской национальной лабораторией;

• другие работы. С 1999 года в рамках сотрудничества по утилизации оружейного плутония начата работа по подготовке нормативной документации для обеспечения современного уровня безопасности на новых и реконструируемых ядерных объектах. Российские исполнители: Госатомнадзор России в сотрудничестве с Министерством.

8.4.1. Международное сотрудничество в области обращения с избыточным оружейным плутонием

В начале 1990-х мировое сообщество, озабоченное судьбой ядерных арсеналов распавшегося СССР, предприняло ряд шагов по оказанию реальной помощи России в деле обеспечения безопасности при ликвидации ядерных вооружений и в реализации планов по хранению и мирному использованию высвобождающихся ядерных материалов [14]. В 1992 году были подписаны первые межправительственные соглашения, по которым Минатому и Минобороны России были поставлены специальная техника, защитные материалы, приборы и оборудование прежде всего для обеспечения безопасности при выполнении штатных операций по ликвидации ядерного оружия. При содействии правительства Франции на Новосибирском заводе химконцентратов было построено хранилище водородсодержащих компонентов термоядерного оружия. При финансовой поддержке со стороны США ведется строительство хранилища для делящихся материалов на ПО «Маяк».

Важным направлением международного сотрудничества явилось совместное изучение российскими и зарубежными специалистами вопросов, связанных с утилизацией оружейного плутония. Результаты этих исследований докладывались на крупнейших международных конференциях, в том числе GLOBAL'95 (Франция) и GLOBAL'97 (Япония), на совещании экспертов «7+1» в Париже (октябрь 1996 г.), симпозиуме МАГАТЭ (июнь 1997 г.), на конференциях Американского ядерного общества в 1996 г. (Вашингтон) и 1998 году (Чарльстон). Использование российского оружейного плутония в виде топлива АЭС, безусловно, требует продолжения научных и технологических исследований и разработок, экономических расчетов, всемерного и детального обоснования безопасности.

Базовым документом для этих работ является принятая Минатомом «Концепция Российской Федерации по обращению с плутонием, высвобождаемым в ходе ядерного разоружения». Концепцией предусматривается возможность сжигания плутония в виде МОХ-топлива в быстрых или тепловых реакторах, а также коммерческая поставка за рубеж части высвобождаемого оружейного плутония в виде топлива, предназначенного исключительно для невоенного применения на зарубежных АЭС при безусловном выполнении норм и правил ядерного экспорта.

Решение этой политической задачи при финансовой поддержке зарубежных государств (в первую очередь США) должно стать важным конверсионным направлением для российского ядерно-энергетического комплекса. Поскольку ни одна российская АЭС с реакторами ВВЭР-1000 не проектировалась на загрузку МОХ-топлива, использование в них уран-плутониевых ТВС недопустимо без проведения всех необходимых расчетов и экспериментов, гарантирующих полную техническую и ядерную безопасность. В этом плане важная роль принадлежит также Госатомнадзору России.

Выполнение комплекса необходимых работ возможно только в рамках федеральной целевой программы, поскольку сегодня трудно рассчитывать на реализацию крупных и дорогостоящих проектов по МОХ-топливу без государственной или международной поддержки. Чисто коммерческий подход к утилизации оружейного плутония при существующих ценах на урановое топливо и в сегодняшней экономической ситуации обречен на провал.

Вместе с тем реализация международных проектов по утилизации оружейного плутония должна базироваться на балансе интересов как России, так и ведущих стран мирового сообщества. Для достижения поставленной цели необходимо объединение международных усилий и эффективная координация всех работ и проектов.

8.4.1.1. Сотрудничество с Германией и Францией

Соглашение между правительствами Российской Федерации и Федеративной Республики Германии об оказании помощи Российской Федерации в ликвидации ядерного и химического оружия было подписано 16 декабря 1992 года. Важнейшие практические шаги по реализации этого соглашения для Минатома России:

- поставка Германией приборов и оборудования, включая дистанционно управляемые манипуляторы, для использования при ликвидации последствий возможных аварий;
- проведение совместного технического исследования возможности использования оружейного плутония в атомной энергетике.

Для выполнения второй задачи в течение 1994–1996 гг. специалисты Германии (консорциум ГРС-СИМЕНС) и Минатома России изучали возможность изготовления в России уран-плутониевого топлива, включая технико-экономические оценки и обоснование безопасности производства. При этом максимально использован имеющийся германский и российский опыт изготовления МОХ-топлива.

Специалистами ГНЦ ФЭИ и ГРС были выполнены первые совместные расчеты по использованию уран-плутониевого топлива в российских реакторах типа БН и ВВЭР, включая верификацию российских расчетных программ и ядерных констант. Межправительственное соглашение о сотрудничестве в области ликвидации ядерных вооружений между Россией и Францией было подписано 12 ноября 1992 года (Программа АИДА – от французского «Aide au Demantelement des Armes nucleaires russes» – «Помощь в ликвидации российских ядерных вооружений»).

В рамках этой программы было подписано 5 отдельных соглашений, в том числе соглашение о сотрудничестве в области использования в мирных целях ядерных материалов, высвобождаемых в результате уничтожения ядерного оружия (программа АИДА–МОХ). Российско-французская программа АИДА–МОХ была первоначально рассчитана на 4 года (1993–1996) и имела более широкую и детализированную направленность:

- исследование стратегии использования оружейного плутония в атомной энергетике;
- расчетные исследования утилизации плутония в реакторах БН-600/800 и ВВЭР-1000;
- исследование и выбор технологии для конверсии металлического плутония в оксидную форму и последующего изготовления МОХ-топлива;
- концептуальная проработка опытно-промышленных установок для конверсии металлического плутония (ТОМОХ-1) и изготовления МОХ-топлива (ТОМОХ-2);
- оценка и изучение средне- и долгосрочных перспектив утилизации плутония (оптимальный реактор для утилизации плутония).

Выбор МОХ-варианта в качестве основного направления совместных исследований по утилизации оружейного плутония продиктован следующими объективными причинами:

- специалисты Минатома России считают, что оружейный плутоний, в который в свое время были вложены огромные государственные средства и который является высококонцентрированным энергоносите-

лем, должен быть с максимальной эффективностью использован в атомной энергетике, т. е. переведен в форму ядерного топлива для АЭС;

• перевод оружейного плутония в стандарт отработавшего МОХ-топлива эффективно решает проблему нераспространения, приводит к денатурации оружейного плутония (т. е. к превращению в гражданский материал) и сопровождается фактическим выгоранием части загруженного в реактор плутония;

• производство МОХ-топлива в принципе является ресурсосберегающей и экологически безопасной технологией. В отличие от других вариантов утилизации плутония, экономика МОХ-производства базируется на достоверных технико-экономических расчетах;

• в Германии и Франции за прошедшие десятилетия накоплен большой практический опыт изготовления МОХ-топлива из энергетического плутония. Это топливо в промышленном масштабе используется в реакторах действующих атомных электростанций.

В начале 1997 года подготовлены совместные российско-германский и российско-французский итоговые отчеты о результатах проведенных исследований. Российско-французский отчет выпущен на трех языках, включая английский, и распространен среди участников совещания экспертов «7+1» в Париже.

Выводы российско-французского отчета, в частности, констатируют, что:

а) использование до 30 % МОХ-топлива технически возможно в отдельных реакторах ВВЭР-1000 после осуществления некоторых модификаций, сходных с теми, которые были проведены в 1980–90 гг. на реакторах PWR-900 компании ЭДФ при начале рециклирования плутония МОХ-топлива. Этот подход может обеспечить использование 270 кг W-Pu в год на один реактор ВВЭР-1000;

б) использование 100 % МОХ-топлива в реакторе на быстрых нейтронах БН-600 без зоны воспроизводства является наиболее многообещающим вариантом, который может быть реализован в разумные сроки, хотя существует необходимость проведения дополнительных исследований безопасности. В краткосрочной перспективе перевод реактора БН-600 на гибридную (с частичной загрузкой МОХ-топлива) активную зону позволит использовать до 240 кг W-Pu в год;

в) российскими и французскими экспертами определена базовая технология по конверсии оружейного плутония в МОХ-топливо для использования в будущей установке, которую необходимо бу-

дет построить в России (ТОМОХ-1300). Это «мокрый» процесс с растворением металлического плутония, его очисткой и переводом в оксид, пригодный для изготовления МОХ-топлива;

г) производственная мощность МОХ-установки, которая может быть построена в России, определяется возможностью потребления этого топлива существующими российскими реакторами ВВЭР-1000 и БН-600:

- БН-600 с гибридной активной зоной – потребление до 240 кг W-Pu в год;
- четыре наиболее современных реактора ВВЭР-1000 на Балаковской АЭС (4 × 270 кг W-Pu в год); из этого следует, что общая производительность установки ТОМОХ-1300 должна быть примерно 1300 кг W-Pu в год, или около 30 тонн МОХ-топлива в год.

Выполненные российскими и французскими специалистами предварительные проектные проработки установки ТОМОХ-1300 предусматривают использование хорошо освоенной западной технологии с размещением оборудования в перчаточных боксах. Детальное проектирование запланировано на 1998–1999 гг. по программе АИДА/МОХ-2. В будущей работе по проекту будет рассмотрена привязка производства к имеющимся в настоящее время ядерным объектам Минатома России.

В российско-германском исследовании, первая фаза которого была начата в 1994 году, в качестве исходного параметра для технико-экономического исследования пилотной установки по производству МОХ-топлива была принята несколько меньшая производительность – 1 тонна W-Pu в год для изготовления МОХ-топлива из оружейного плутония, что соответствует выпуску 40 МОХ-ТВС для реакторов ВВЭР-1000 и 40 МОХ-ТВС для гибридной зоны реактора БН-600. Эскизный проект, выполненный с участием специалистов ГСПИ, ПО «Маяк», ВНИИНМ и компании «Siemens», предусматривал использование немецкого оборудования (завод в Ханау) для операций с порошками и таблетками, и российского оборудования («комплекс-300») для сборки твэлов и МОХ-ТВС. При этом оборудование имеет значительный запас по производительности. Экономические оценки подтвердили тот факт, что при небольших объемах производства МОХ-топливо, производимое пилотной установкой, будет существенно дороже уранового, даже без учета стоимости исходного металлического плутония и затрат на его переработку. Стоимость изготовления МОХ-ТВС, однако, снижается при увеличении объема производства. Требуемый объем капитальных затрат при

строительстве пилотной установки в виде нового отдельного объекта на ПО «Маяк» был оценен в 190 млн DM. Важно отметить, что в этой совместной работе впервые была сформулирована концепция безопасности пилотной установки, учитывающая как немецкий, так и российский опыт, жесткие нормативы и требования НРБ-96. Концепция предусматривает обеспечение ядерной и радиационной безопасности МОХ-установки при работе не только с оружейным, но и с энергетическим плутонием. Документ согласован с Госатомнадзором и Минздравом России. В дальнейшем на базе этой разработки специалистами ИБФ, ГСПИ, ФЭИ и ВНИИНМ были сформулированы требования по обеспечению безопасности МОХ-производства с учетом трехбарьерной концепции безопасности.

Завершение первоначальных этапов совместной работы привело к пониманию необходимости в дальнейшем объединить усилия специалистов трех стран, что нашло свое отражение в совместном заявлении Франции, Германии и России 1996 года. После длительного согласования 2 июня 1998 года было подписано трехстороннее российско-немецко-французское межправительственное соглашение о продолжении в 1998–2000 гг. исследований и разработок, направленных на реальные шаги по использованию российского оружейного плутония в атомной энергетике. Основными целями трехстороннего сотрудничества являются:

• детальное расчетное и экспериментальное обоснование безопасности использования МОХ-топлива с оружейным плутонием в гибридной зоне реактора БН-600, разработка документации для лицензирования перевода реактора на гибридную зону (ФЭИ, ОКБМ);

• расчетное обоснование безопасности использования МОХ-топлива с оружейным плутонием (до 30 % МОХ-топлива в активной зоне) в реакторе ВВЭР-1000, разработка соответствующей разрешительной документации (РНЦ «Курчатовский институт», ОКБ «Гидропресс»);

• детальная проектная разработка и экономическое обоснование создания и эксплуатации установок ХИМОХ (конверсия металлического плутония в оксид) и ДЕМОХ (изготовление МОХ-ТВС) производительностью до 2 т W-Pu в год. Результатом этой работы должно стать технико-экономическое обоснование (ТЭО) для принятия решения о финансировании строительства этих установок;

• демонстрационный проект, предусматривающий изготовление первых 3 экспериментальных МОХ-ТВС с оружейным плутонием для их облучения в реакторе ВВЭР-1000.

Проведенное в сентябре с. г. первое заседание трехстороннего Координационного комитета не только подвело итоги подготовительных работ специалистов трех стран по этим задачам, но и выявило нерешенные до настоящего времени проблемы, связанные, в частности, с объемом НИОКР, необходимых как для выполнения проектных работ, так и для фазы проектирования опытно-промышленных установок.

Сегодня важнейшая роль принадлежит специалистам ГНЦ ВНИИНМ, от которых в большой степени зависит будущее МОХ-топлива для реакторов ВВЭР-1000.

8.4.1.2. Сотрудничество с США

Основополагающим документом для начала сотрудничества России и США в области утилизации избыточного оружейного плутония явилось заявление президентов России и США от 14 января 1994 г. «О нераспространении оружия массового поражения и средств его доставки», в котором перед экспертами обеих стран была поставлена задача совместного «изучения вариантов долгосрочного обращения с делящимися материалами, в частности с плутонием, с учетом вопросов нераспространения, охраны окружающей среды, безопасности, технических и экономических факторов».

Вскоре на встрече специалистов обеих стран в Лос-Аламосе было достигнуто соглашение о проведении совместных исследований по сравнению различных альтернатив утилизации избыточного оружейного плутония с учетом всех тех вопросов, которые были отражены в заявлении президентов обеих стран.

К основным альтернативам утилизации избыточного оружейного плутония, подлежащих рассмотрению, стороны согласились отнести следующие: использование плутония в составе смешанного уран-плутониевого топлива (МОХ-топлива) в легководных реакторах и в реакторах на быстрых нейтронах, иммобилизация плутония и его захоронение в геологических формациях. Для координации и проведения этих исследований был образован Объединенный координационный комитет (Россия–США) по обращению с плутонием, при котором были созданы соответствующие рабочие группы из специалистов обеих стран.

В результате проделанной работы в сентябре 1996 г. был выпущен обширный итоговый отчет по проведенным исследованиям «Совместное российско-американское исследование вариантов обращения с плутонием», в котором наряду с основными вариантами

утилизации избыточного плутония рассмотрены также и другие возможные варианты: долговременное хранение, стабилизация растворов и других форм, использование плутония в высокотемпературных газовых реакторах и в электроядерных энергетических системах. Выводы, полученные в ходе исследований альтернатив по обращению с избыточным оружейным плутонием, показывают, что в России существует определенный опыт по обращению с плутонием и разрабатываются новые технологии, позволяющие в полной мере использовать энергетический потенциал этого материала.

Одним из важных результатов проведенных совместных исследований несомненно является тот факт, что американская сторона признала необходимость реакторных способов утилизации плутония, наряду со способами его «неэнергетической» утилизации – иммобилизацией с последующим захоронением в геологических формациях. В настоящее время предусматривается, что подавляющая часть американского оружейного избыточного плутония будет утилизирована в легководных реакторах в составе МОХ-топлива.

Со времени выпуска итогового отчета по альтернативам утилизации избыточного оружейного плутония сотрудничество между Россией и США в этой области расширилось и укрепилось. Также и возросли объемы финансирования исследований американской стороной.

В настоящее время сотрудничество Россия–США по проблеме обращения с избыточным оружейным плутонием организовано по четырем основным направлениям:

- водо-водяные реакторы;
- быстрые реакторы; конверсия плутония;
- стабилизация и иммобилизация плутония.

8.4.1.2.1. Водо-водяные реакторы

Продолжаются работы по расчетному анализу физики, теплогидравлики и безопасности реактора ВВЭР-1000 с частичной (1/3 активной зоны) загрузкой МОХ-топливом. Проводится расчетное обоснование различных компоновок активной зоны реактора с частичной загрузкой МОХ-топливом. Начаты и продолжаются работы в области подготовки МОХ-топлива для реактора ВВЭР-1000. В настоящее время образцы твэлов с МОХ-топливом облучаются в реакторе МИР в НИИАР, г. Димитровград. Начаты подготовительные работы по первым экспериментальным сборкам с МОХ-топливом, которые планируется поставить на облучение в один из блоков

ВВЭР-1000 Балаковской АЭС. Проводятся технико-экономические оценки по выбору оптимальных площадок для размещения соответствующих производств.

8.4.1.2.2. Быстрые реакторы

Продолжаются работы, направленные на перевод действующего быстрого реактора БН-600 на Белоярской АЭС на использование МОХ-топлива на основе оружейного плутония. Комплекс работ включает:

- разработку комплексного плана перевода реактора БН-600 на частичную (гибридная активная зона) и полную загрузку МОХ-топливом;
- разработку технического проекта гибридной активной зоны реактора БН-600, содержащей в своем составе около 20 % сборок с МОХ-топливом;
- работы по обоснованию замены воспроизводящего бокового экрана в реакторе на невоспроизводящие конструкции, чтобы прекратить наработку плутония в боковом экране;
- работы по созданию сухого хранилища для отработавших сборок бокового экрана; технико-экономические исследования по выбору технологии производства МОХ-топлива и по выбору площадок для размещения соответствующих производств.

8.4.1.2.3. Конверсия плутония

Российскими и американскими специалистами был подготовлен мастер-план совместных исследований, предусматривающий выполнение работ по изучению различных технологий перевода металлического оружейного плутония в диоксид, пригодный для изготовления МОХ-топлива, а также исследования по изменению характеристик двуокиси плутония в процессе ее продолжительного хранения. В качестве основных были выбраны водные технологии (растворение в кислоте с экстракционной чисткой и аммиачным осаждением), сухие пирохимические методы и комбинированный процесс. Были начаты разработки системы неразрушающего контроля применительно к рассматриваемым технологиям конверсии металлического плутония, а также выполнение соответствующих технико-экономических исследований.

К сожалению, в настоящее время эти работы оставлены из-за появившихся разногласий с американской стороной.

8.4.1.2.4. Стабилизация и иммобилизация плутония

Начаты и выполняются работы по исследованиям плутонийсодержащих стекол и керамики. Выполнены исследования по сорбции плутония скальными породами при реализации вариантов его захоронения, проводятся исследования возможности извлечения плутония из отвержденного состояния.

8.4.1.3. Сотрудничество с Японией

Японская сторона проявляет большой интерес к совместным работам Россия–США в области утилизации оружейного плутония в действующем быстром реакторе БН-600 на Белоярской АЭС и выражает желание участвовать, в частности, в работах по расчетно-экспериментальному обоснованию гибридной активной зоны с невоспроизводящим боковым экраном при соответствующем финансировании с японской стороны. В настоящее время подготавливается соответствующий контракт ФЭИ на проведение работ и соглашение по защите информации, на которую распространяется право собственности.

Вместе с тем до настоящего времени российско-японское сотрудничество не предусматривает прямого участия японской стороны в работах по утилизации российского оружейного плутония.

8.4.1.4. Российско-канадское сотрудничество

После подписания в апреле 1996 года «Меморандума о сотрудничестве» специалисты Минатома России и канадской группы, состоящей из технических специалистов «Атомик Энерджн оф Кэнада Лимитед» (АЭКЛ), Онтарио Гидро (ОГ) и «Зиркатек Пресижн Индастриз» (ЗПИ) провели в 1996–1997 гг. исследование с целью определения технической и экономической возможности переработки российского плутония оружейного происхождения в смешанное оксидное топливо для реакторов CANDU. В качестве исходного варианта рассмотрено строительство в России специального завода по изготовлению топлива с последующей транспортировкой МОХ-топлива в Канаду для использования на АЭС «Брюс А», принадлежащей компании «Онтарио Гидро». Эта станция имеет 4 тяжеловодных энергоблока CANDU, каждый мощностью 825 Мвт (эл.).

Сценарием для технико-экономического исследования явилась программа по утилизации 50 тонн плутония в виде МОХ-топлива для реакторов CANDU, рассчитанная на 25 лет. Объем производства

определен в ~9 тысяч сборок CANDU с МОХ-топливом, для чего необходимы 2,1 т/год оружейного плутония и около 195 т/год урана.

Рассмотрено размещение предприятия по изготовлению МОХ-топлива для реакторов CANDU на площадке ПО «Маяк». Предусматривается, что предприятие будет состоять из двух новых производств, на одном из которых будет производиться конверсия металлического плутония в оксид, на другом – изготовление и сборка твэлов с МОХ-топливом для реакторов CANDU.

В ходе ТЭИ были изучены различные маршруты перевозок, виды транспорта (воздушный и морской) и перевозочных средств, различные объемы и сроки поставок. Оказалось, что стоимость перевозки топлива составляет незначительную часть общих затрат на программу. Была предложена новая конструкция транспортной упаковки вместимостью до 18 МОХ-ТВС CANDU.

Выполненное исследование позволяет сделать вывод о том, что стоимость производства «стандартного», т. е. низкообогащенного, МОХ-топлива для реакторов КАНДУ будет значительно выше стоимости используемого сейчас топлива из природного урана. Общая стоимость программы превышает 2 млрд долл. США. С точки зрения экономики для сокращения расходов и сроков утилизации оружейного плутония желательно достичь максимальной скорости расхода плутония через реактор. В этом плане перспективно топливо с повышенным содержанием плутония, позволяющее существенно снизить общие затраты. Рассмотренные варианты топлива КАНФЛЕКС, в которых одна МОХ-сборка заменяет три урановых, имеет вполне приемлемые экономические показатели, в том числе экономия достигается за счет снижения затрат на захоронение МОХ-ОЯТ. Другой резерв снижения затрат может быть связан с льготным режимом налогообложения и отчислений в различные фонды для столь специфического производства.

Использование МОХ-топлива в реакторах CANDU предоставляет возможность параллельного и симметричного снижения запасов избыточного плутония как в России, так и в США. Преимуществом варианта CANDU является то, что на площадке «Брюс А» в принципе могут быть задействованы до восьми реакторов для сжигания в них как российского, так и американского избыточного оружейного плутония, причем в оптимальном варианте на это уйдет приблизительно 12 лет.

Вместе с тем, по имеющейся информации, Министерство энергетики США не рассматривает в настоящее время вариант CANDU

как предпочтительный, ориентируясь на сжигание МОХ-топлива в американских PWR или BWR.

8.4.1.5. Проекты по обращению с плутонием в рамках проектов МНТЦ

В настоящее время обширные исследования по проблемам утилизации плутония ведутся в рамках проектов Международного научно-технологического центра (МНТЦ). До 1997 г. эти исследования в рамках отдельных проектов МНТЦ велись практически независимо друг от друга и без какой-либо направленной общей координации работ. Конечно, определенная координация работ со стороны МНТЦ проводилась, но только на стадии подготовки, рассмотрения и принятия того или иного проекта.

В 1997 г. была образована Международная контактная группа экспертов по использованию российского плутония в качестве топлива ядерных реакторов. Эта группа объединила специалистов России, занятых в «плутониевых» проектах МНТЦ, и специалистов Западной Европы, представляющих фирмы-коллабораторы проектов МНТЦ (Belgonucleaire, BNFL, Cogema, Siemens и др.). Основные задачи контактной группы экспертов состоят в следующем:

- способствовать обмену информацией между различными проектами, чтобы оптимизировать усилия в проводимых исследованиях;
- за счет обмена информацией использовать опыт работы других проектов и результаты их исследований;
- избегать дублирования работ и находить новые области исследований, не охваченные проектами МНТЦ;
- всемерно способствовать внедрению результатов исследований, полученных по проектам МНТЦ.

Первое заседание контактной группы экспертов состоялось в г. Обнинске в мае 1997 г. На этом заседании была сделана первая попытка скоординировать работу двенадцати проектов МНТЦ с «плутониевой» или близкой к ней тематикой под лидирующим началом проекта МНТЦ-369 «Исследования осуществимости и экономических аспектов использования оружейного и энергетического плутония в качестве топлива быстрых и тепловых реакторов» (ведущая организация – ГНЦ РФ ФЭИ). Проект МНТЦ-369 признан лидирующим, т. к. по своей тематике он наиболее полно рассматривает все проблемы, связанные с утилизацией как оружейного, так и энергетического плутония в ядерной энергетике России. В процессе работ по проекту был разработан многофакторный системный ана-

лиз, позволяющий оценивать и сравнивать различные варианты утилизации плутония с учетом факторов экономики, нераспространения, экологии.

На втором заседании контактной группы экспертов, которое состоялось в г. Кадараше в мае 1998 года, был достигнут определенный прогресс в дальнейшей координации работ между проектами МНТЦ по проблемам обращения с плутонием. На этом заседании был представлен стратегический документ, который, как планируется, должен служить в качестве руководства для отбора и классификации действующих в настоящее время и заявляемых проектов МНТЦ. Этот документ также может послужить основой для определения областей, в которых будущие проекты МНТЦ могли бы быть наилучшим дополнением к тому, что уже сделано. В настоящее время рассматривается запрос со стороны США о включении их представителей в контактную группу экспертов.

Перспективы работ по обращению с плутонием в рамках проектов МНТЦ выглядят благоприятными с учетом того факта, что на последней встрече «Большой восьмерки» в г. Лондоне 30 марта 1998 г., Европейская комиссия предложила продолжить поддержку проектов МНТЦ по плутонию как одного из средств решения проблемы высвобождаемого оружейного плутония.

8.4.2. Западный вариант реализации программы утилизации плутония в России

В то время как американская программа является внутренним делом Америки, российская программа будет нуждаться в финансовой поддержке западных промышленных стран [15]. Миссия разоружения может считаться выполненной только тогда, когда материал оружейного качества будет преобразован в форму, исключающую возможность ее использования для создания оружия. Оружейный плутоний, накопленный в результате демонтажа боеголовок, все еще опасен, поэтому деструкцию этого материала необходимо начать как можно скорее.

Российско-американская и франко-германо-российская экспертные группы по отдельности оценили возможные пути размещения российского плутония и опубликовали свои отчеты весной 2001 г. Способы размещения российского плутония, рассмотренные в обеих группах, были приняты в качестве базового сценария, в котором описана технология и оценена стоимость конкретного проекта размеще-

ния плутония в России. В декабре 2001 г. российско-американская экспертная группа опубликовала второй отчет, где обсуждаются два возможных способа реализации базового сценария: ускоренный базовый вариант и частичный экспорт.

Базовый сценарий предусматривает следующие технические меры:

• строительство и эксплуатация в России установок CHEMOX для преобразования плутония из металлической оружейной формы в двуокись плутония.

• строительство и эксплуатация в России установок DEMOX по изготовлению MOX-топлива, на которой сборки MOX-топлива будут производить из полученной на установке CHEMOX двуокиси плутония и обычной двуокиси урана;

• модификация российских ядерных энергоблоков типов ВВЭР-1000 и БН-600 для облучения сборок MOX-топлива, изготовленных на установке DEMOX;

• перемещение MOX-топлива после облучения в национальное хранилище для менеджмента отработавшего топлива, т. е. решение, аналогичное американской программе размещения плутония.

На реализацию базового сценария, по оценкам экспертных групп, необходимо примерно 2 млрд долларов. Экспертные группы предполагают полное международное финансирование проекта. Однако хотя правительства «Большой восьмерки» поддерживают этот проект, группа G-8 по планированию проекта размещения плутония до сих пор не смогла разработать реальный финансовый план или получить гарантии выделения необходимых средств, что ставит под угрозу весь процесс по ядерному разоружению.

Для реализации процесса разоружения Форум по ядерному разоружению (NDF) предложил альтернативный сценарий размещения плутония (западный вариант), основанный на базовом сценарии, но «модифицирующий» и «коммерциализующий» определенные элементы процесса размещения плутония. Западный вариант отличается от базового в двух главных аспектах:

• использование имеющегося в Западной Европе опыта и ноу-хау для реализации процесса размещения, использование западноевропейских АЭС исключительно как принимающую сторону в отношении разоруженческого MOX-топлива, что ведет к значительной экономии на инвестиционном этапе за счет исключения необходимости модернизации российских реакторов;

• использование увеличенного дохода, полученного на инвестиционном этапе путем продажи или сдачи в аренду сборок МОХ-топлива, для финансирования эксплуатации установки конверсии оружейного плутония и установки производства МОХ-топлива (это исключает для западных стран необходимость субсидирования продолжения работ по размещению плутония в течение последующих 25 лет).

Возврат после облучения отработавшего топлива в Россию не обязательно является составной частью работ по размещению. Однако такая возможность включена в сценарий в виде опции и была оценена с точки зрения технической и экономической реализуемости.

Размер необходимых общественных средств составит примерно 1 млрд долларов.

Непременным условием реализации западного варианта является поддержка реализации плана странами «Большой восьмерки»: финансирования этапа строительства, финансовые гарантии в течение периода эксплуатации. МАГАТЭ и Евроатом должны отвечать за меры безопасности установок и их деятельности. Кроме этого, Агентство снабжения Евроатома должно играть важную роль в отслеживании импорта-экспорта материалов и регулировании рынка ядерного топлива.

На первом этапе проекта в качестве первоочередных кандидатов на роль принимающих разоруженческое топливо стран определены Бельгия, Швейцария и Германия. Кроме этого, жизненно важным в реализации проекта считают передачу французского и немецкого опыта и оборудования, в части компонентов построенного, но не эксплуатируемого завода Ханау.

Помимо обеспечения благоприятного политического окружения, соответствующие правительства должны активно поощрять компании, принимающие участие в разоруженческой миссии. Это предположение подкрепляется соответствующими расчетами, гарантирующими небольшой доход, сравнимый с использованием эквивалентного количества обычного уранового топлива для ядерных энергетических компаний. Чтобы увеличить привлекательность использования разоруженческого МОХ-топлива, этот проект предполагает пакет дополнительной поддержки и оказания услуг сверх набора, который является нормальным для ядерного топлива: «топливо плюс хранение». Существенной является также поддержка академическими и неправительственными организациями.

При реализации западного проекта, за счет применения западной технологии и исключения необходимости модифицировать россий-

ские реакторы, начальные инвестиции уменьшаются с ~1 млрд долл. до 0,7 млрд долл. Аккумулированный эксплуатационный дефицит снижен с 1 млрд долл. до 300 млн долл. за счет продажи МОХ-топлива и дополнительных услуг на заключительных этапах ЯТЦ. Кроме этого, предусматривается не только производство разоруженческого МОХ-топлива, но также его перевозка из России на западные АЭС и обратно, а также промежуточное и долгосрочное хранение отработавшего ядерного топлива в приемлемых технических условиях и по конкурентоспособным ценам.

Предложение МОХ-топлива, изготовленного из российского оружейного плутония, окажет значительное воздействие на рынок ядерного топлива и существующие мощности по производству МОХ-топлива. Двух- и трехсторонние экспертные группы продемонстрировали в своих отчетах, что превращение оружейного плутония в МОХ-топливо технически достижимо. Западный вариант предлагает использовать существующие технологии и способы их усовершенствования, позволяющие добиться реальности решения вопроса с технической и финансовой точек зрения.

Предусматриваются следующие этапы проекта:

• конверсия (растворение, Purex и oxalate-процессы, применяемые в промышленных масштабах Минатомом с помощью компании Cogema);

• производство МОХ-топлива;

• применение МОХ-топлива в реакторах АЭС, Бельгии, Франции, Германии и Швейцарии, особенно в легководных реакторах с водой под давлением (которые будут в центре внимания западного варианта);

• существующие методы перевозки свежего МОХ-топлива и отработавшего топлива;

• хранение отработавшего МОХ-топлива (энергетические компании, Cogema и BNFL);

• разработка контейнеров для хранения топлива ВВЭР на базе контейнеров CONSTOR для РБМК;

• долгосрочное хранение отработавшего топлива в гранитных породах (Финляндия и Швейцария).

Концепция западного варианта жизнеспособна и в правовом аспекте; российское законодательство разрешает возврат российского МОХ-топлива для его дальнейшего хранения после облучения на заграничных АЭС («Закон об использовании атомной энергии» и «Закон о защите окружающей среды»).

В случае лизинга правительства тех стран, в которых будут облучать МОХ-топливо, затребуют заключения двухсторонних или многосторонних соглашений с российским правительством по вопросам долгосрочной безопасности и международного мониторинга устройств хранения.

Экспорт и импорт топливных сборок Россией может вестись на основе международных соглашений, подписанных Российской Федерацией.

Требуемые процедуры лицензирования будут основаны на опыте, полученном в других ядерных проектах и должны соответствовать международным стандартам и регламентациям.

Различные виды деятельности в связи с проектом будут признаны надежными соглашениями, которые патронируют международные организации. В их числе можно указать на Договор о ядерном нераспространении, Конверсию по ядерным отходам и Договор о Евроатоме.

С точки зрения безопасности использование МОХ-топлива, произведенного в России, не представляет собой что-либо особенного или необычного для стран-кандидатов в его реципиенты. Это было подтверждено использованием уранового топлива, полученного из оружейного урана российских военных запасов, в германских ядерных реакторах.

К МОХ-топливу, произведенному из оружейного плутония, могут быть применены известные стандартные подходы к обеспечению безопасности и меры верификации.

Облучение МОХ-топлива в реакторах АЭС является решающим шагом в размещении оружейного плутония, в то время как конверсия и производство представляют собой только предварительные шаги. Задержка внедрения западного варианта увеличит стоимость и сложность размещения плутония, она может разрушить этот вариант, так как западные технологии и оборудование, а также облучающие установки (западноевропейские реакторы) вскоре перестанут быть доступными вследствие ограничений по сроку службы (как в Бельгии и Швейцарии) или свертыванию ядерной энергетики (как в Германии). Быстрое принятие решения означало бы, что эта миссия могла бы быть выполнена приблизительно к 2026–2028 гг.

Ориентировочный график работ по реализации западного варианта с 2002 по 2026 г.

- 2002 – политическое решение по проекту;

• 2003 – детальное проектирование, подача лицензионных заявок на установки для конверсии и изготовления МОХ-топлива. Адаптация иностранных компонентов. Начало строительства установок;

• 2008 – начало конверсии оружейного плутония в промышленных масштабах;

• 2009 – начало производства МОХ-топлива из оружейного плутония в промышленных масштабах;

• 2009 – первая поставка свежего МОХ-топлива на ядерные энергоблоки. Начало облучения МОХ-топлива на ядерных энергоблоках (облучение длится от трех до пяти лет);

• 2013 – начало хранения отработавшего МОХ-топлива в бассейнах АЭС (в течение пяти лет);

• 2018 – первая поставка отработавшего МОХ-топлива с АЭС в бассейн хранения РТ-2. Хранение осуществляется по меньшей мере 10 лет. Начало сухого хранения отработавшего российского уранового топлива. (Эту установку можно эксплуатировать в течение 50 лет);

• 2022 – завершение производства МОХ-топлива (через 13 лет). Возможно дальнейшее производство МОХ-топлива, если будет декларировано размещение дополнительных количеств оружейного плутония;

• 2026 – завершение облучения МОХ-топлива в ядерных энергоблоках (соглашение РФ/США от сентября 2000 г. выполнено);

• 20хх – начало строительства хранилища глубокого заложения для долгосрочного хранения (на строительство потребуется около 7 лет).

8.5. Экономика

Согласованные Минатомом России и Минэнергетики США предварительные сценарии утилизации 34 тонн оружейного плутония предусматривают выполнение в 2000–2007 годах комплекса исследовательских, проектных и конструкторских работ, создание и модернизацию соответствующих ядерных объектов, а начиная с 2008 года изготовление топлива на АЭС в промышленном масштабе.

Российскими организациями с участием зарубежных партнеров выполнены экономические оценки нескольких сценариев утилизации российского оружейного плутония. В предварительной оценке не были учтены отдельные категории затрат из-за недостаточного

на сегодняшний день объема информации (например, затраты на продление срока эксплуатации российских реакторов, непосредственно связанные с программой утилизации плутония) или отсутствия договоренности о том, учитывать или нет, например, затраты на вывод из эксплуатации установок конверсии и изготовление МОХ-топлива.

Даже без учета в расчетах некоторых статей затрат суммарные расходы на российскую программу оцениваются в 1,8–2,0 млрд долларов США. Это ниже общих затрат по соответствующей программе утилизации американского оружейного плутония, которые, по американским оценкам, составят 3,5–4,0 млрд долларов.

Основные составляющие затрат на российскую программу:

• комплекс НИОКР, проектных и демонстрационных работ, сооружение промышленных объектов – 700 млн долларов;

• эксплуатационные затраты на конверсию плутония и дополнительные по сравнению с урановым топливом эксплуатационные затраты на изготовление МОХ-топлива 1000–1100 млн долларов;

• переработка и иммобилизация плутонийсодержащих отходов и пульп – до 200 млн долларов.

Минатом считает, что заинтересованные западные страны должны внести максимальный вклад в финансовую поддержку утилизации российского оружейного плутония. Только при условии гарантированного предоставления необходимого объема финансирования Российская Федерация может перейти к промышленной утилизации плутония.

В Минатоме выполнены также предварительные экономические оценки «коммерческого» подхода, при котором рассматривается вариант поставки изготавливаемого в России МОХ-топливо за рубеж. Принимая в качестве допущения, что 4 тонны оружейного плутония утилизируются в России, а остальные 30 т используются при изготовлении 750 тонн МОХ-топлива для зарубежных АЭС. Исходя из существующих рыночных условий, цена МОХ-топлива принята равной цене стандартного уранового топлива (1100 долл/кг ТМ).

Однако создание МОХ-производства даже при льготном кредитовании оказывается убыточным, поскольку реальные затраты на него составят не менее 1500 долл/кг ТМ с учетом льготного кредита на строительство заводов в размере 450 млн долларов сроком на 15 лет, последующего возврата кредита и процентов по нему.

Без учета расходов, связанных с возвратом кредитов, стоимость изготовления МОХ-топлива составит около 900 долл/кг ТМ. В этом

случае проект становится экономически привлекательным. Наиболее экономически выгодной является реализация схемы лизинга МОХ с возвратом облученного МОХ-топлива в Россию для безопасного хранения. Стоимость услуг по приему оценивается в 1400 долл/кг. Однако проект, связанный с лизингом МОХ-топлива из оружейного плутония, может быть блокирован ограничениями, существующими в российском законодательстве. Кроме того, потребуется безусловная политическая поддержка этого проекта со стороны США и правительств западных стран, на АЭС которых возможна утилизация российского плутония.

В настоящее время система формирования тарифов является практически действующим механизмом отражения экономической эффективности альтернативных производств, находящихся под государственным контролем. Однако тарифы на электроэнергию, определенные на основе расчетов себестоимости производства электроэнергии и минимально необходимой прибыли, не являются надежным критерием оценки конкурентоспособности энергоисточников на перспективу. В тарифы явно не входят выплаты по кредитам на строительство действующих АЭС, которые являются унитарными государственными предприятиями. С другой стороны, в тариф включаются инвестиции на сооружение новых энергоблоков АЭС, но они относительно невелики (порядка 15 % от величины тарифа).

При финансировании строительства новых АЭС на возвратной основе (из бюджета или из внебюджетных источников, в том числе частными инвесторами, иностранными кредиторами и пр.) в структуре тарифа появится существенная составляющая: выплаты по кредитам или займам. В этом случае тариф становится аналогичен приведенным или дисконтированным затратам. Приведенные усредненные удельные затраты являются международно-признанным критерием оценки сравнительной экономической эффективности альтернативных энергоисточников на долгосрочную перспективу (до 100 лет), включая весь жизненный цикл электростанций от начала строительства до окончательного вывода из эксплуатации, демонтажа и захоронения радиоактивных отходов.

Процедура дисконтирования в экономических оценках отражает процесс накопления средств, сверхнеобходимых для удовлетворения насущных нужд государства (усредненная прибыль или чистая прибавочная стоимость), и характеризует способность индустриального общества к устойчивому развитию. Рыночная ставка нормы дисконтирования может быть численно определена следующим образом:

$$E = S_v - T_i,$$

где S_v – средний процент по вкладам в банк; T_i – темп инфляции.

Из формулы следует, что норму дисконтирования трудно определить в условиях большой и сильно неравномерной инфляции, которая, как правило, сопровождает существенные перестройки в экономике, когда возможно уменьшение объемов производства и сокращения валового национального продукта. В такие периоды общество живет во многом за счет прошлых накоплений и готовится к выходу на новый устойчивый уровень развития.

В начале 1990-х годов страны «Большой семерки» для определения стоимости производства электроэнергии использовали следующие значения нормы дисконтирования: Франция и Великобритания – 8 % (предложены правительствами); США – 5 % (для инвесторов, имеющих собственный капитал); Япония – 5 % (предложена правительством и соответствует рыночной норме); Италия – 5 %, Германия и Канада – 4,5 % (основываясь на рыночных ставках). Характерно, что численное значение коэффициента дисконтирования хорошо коррелирует с темпом роста объема мирового промышленного производства во второй половине XX века: в среднем ежегодно 7 % с небольшими колебаниями, а в расчете на душу населения 5 % в год.

Условия кредитования на сооружение энергетических объектов специфичны для каждой страны. В некоторых государствах, например во Франции, Японии, Великобритании, осуществляется беспроцентное кредитование и возврат капитала учитывается через среднюю норму дисконтирования. При отсутствии собственного капитала или льготного государственного займа для сооружения энергоблоков приходится брать кредиты в коммерческих банках под проценты, при этом ставки кредитования зависят от сроков предоставления и, как правило, они существенно выше средней нормы дисконтирования. В связи с этим для имитации учетных ставок по кредитам на сооружение электростанций в экономических оценках используются более высокие значения нормы дисконтирования (до 10 % в год), чем средние значения для каждой страны.

Не выдерживают критики попытки некоторых российских экономистов – противников развития ядерной энергетики – искусственно завысить значение коэффициента дисконтирования намного выше 10 % с целью имитировать учетные ставки банков при больших темпах инфляции. Однако не следует забывать, что дисконтирование и инфляция – существенно разные макроэкономические категории. Большие значения коэффициента дисконтирования соответствуют бурным темпам развития экономики, которые наблюдаются только в короткие периоды

экономического бума и долгосрочным явлением быть не могут. Строго говоря, необходимо использовать единое значение нормы дисконтирования для всех отраслей народного хозяйства, включая сырьевые и транспортные отрасли. В этом случае применение завышенных коэффициентов дисконтирования штрафует не только экономику АЭС из-за больших капзатрат и сроков строительства, но и топливную составляющую приведенных затрат производства электроэнергии «органических» ТЭС вследствие необходимости предварительно вкладывать средства в поддержание и развитие капиталоемких добывающих отраслей и транспортных магистралей.

Учитывая неясную макроэкономическую ситуацию в России на ближайший период, принят широкий диапазон изменения коэффициента дисконтирования: от 0 до 10–15 % год. Курс рубля по отношению к доллару США в 1991 году (базовый год определения денег) условно считается паритетным, т. е. 1 руб = 1 долл.

8.5.1. Исходные данные

8.5.1.1. Физико-технические характеристики ядерных реакторов

В табл. 8.1 приведены физико-технические характеристики ядерных реакторов, необходимые для сравнения экономики топливных циклов. Рассматривался практически весь национальный парк действующих энергетических ядерных реакторов, а также БН-800, специально проектируемый для использования плутония.

Таблица 8.1

Физико-технические характеристики ядерных реакторов

Реакторы / Параметр	Тепловые корпусные		Тепловые канальные		Быстрые реакторы	
	ВВЭР-1000	ВВЭР-440	РБМК-1000	CANDU (PHWR)	БН-600	БН-800
Мощность, МВт:						
тепловая	3000	1375	3200	2779	1470	2100
электрическая	1000	440	913	881	600	800
Срок службы, лет	30	30	30	30	30	30
КИУМ, %	70	70	70	75	70	70
Масса перегружаемой топливной партии, т	23,4	14,0	44,5 т/год	119,0	4,3	2,8

Окончание табл. 8.1

Реакторы / Параметр	Тепловые корпусные		Тепловые канальные		Быстрые реакторы	
	ВВЭР-1000	ВВЭР-440	РБМК-1000	CANDU (PHWR)	БН-600	БН-800
Обогащение топлива подпитки, %						
Урановый цикл			2,40	0,71	21,0	28,6***
Плутониевый цикл*	4,67	3,50**	2,44**	0,89	16,0	22,0
Остаточное обогащение отвалов, %	0,2	0,2	0,2	нет	0,2	0,2
Кампания топлива, эф. лет	3,0	3,0	3,7	1,0	1,0	1,3
Глубина выгорания, ГВт·дн/т	40	29	21	8,33	62	100
Содержание в выгружаемом урановом топливе (справочно), %						
Урана-235	1,24	1,20	0,66	0,20	?	?
Делящегося Pu	0,82	0,66	0,30	026	?	?

Примечания: * эффективность делящихся изотопов Pu по отношению к урану-235 принята 0,9 и 1,3 в тепловых (ВВЭР, CANDU) и быстрых реакторах (БН); разбавителем МОХ-топлива служит отвальный уран с остаточным обогащением 0,2 %; содержание плутония в МОХ-топливе CANDU принято исходя из загрузки одной тонны плутония на реактор;

** плутониевый цикл ВВЭР-440 и РБМК рассматривается для сравнения с ВВЭР-1000 и CANDU, соответственно;

*** урановый цикл БН-800 рассматривается для сравнения с плутониевым циклом того же реактора.

Содержание плутония в МОХ-топливе оценено исходя из того, что эффективность делящихся изотопов Pu по отношению к урану-235 в тепловых и быстрых реакторах принята 0,9 и 1,3, а разбавителем МОХ-топлива служит отвальный уран с остаточным обогащением 0,2 %. В результате ежегодная загрузка делящегося плутония составляет около 0,7 и 0,6 т/год для реакторов CANDU и БН-800, соответственно. Указанные величины могут достигать 1 и 1,6 т/год оружейного плутония, что соответствует специальным проектам активных зон CANDU и БН-800, предназначенных для максимального потребления оружейного плутония в топливном цикле этих реакторов.

Плутониевые загрузки РБМК-1000 и ВВЭР-440 рассмотрены с методическими целями для сравнения с альтернативными топливными циклами (реакторы первого–второго поколений вряд ли прой-

дут лицензирование на использование МОХ-топлива, хотя ВВЭР-440 в экспортном исполнении может стать исключением). В реакторе БН-600 облучаются плутониевые ТВС в экспериментальном порядке.

8.5.1.2. Технико-экономические показатели основных переделов ядерного топливного цикла

Технико-экономические характеристики основных переделов ядерного топливного цикла приведены в табл. 8.2. Стоимость природного урана принята 65 долл/кг для CANDU и 50 долл/кг для остальных реакторов. Значение ее эскалации – 0 % в год для CANDU, для остальных реакторов – 1,2 % в год. Базовое значение цены МОХ-топлива определялось исходя из стоимости делящегося Pu 5 долл/г и нулевой стоимости отвального урана.

Цена МОХ-топлива определена исходя из стоимости делящегося плутония 5 долл/г и нулевой стоимости отвального урана.

Вообще, существует несколько подходов к определению цены оружейного плутония, подлежащего использованию в ядерных реакторах. «Затратный метод» определения цены плутония предполагает нулевую стоимость «активных» компонентов демонтируемых боеголовок, а остальные затраты, связанные с хранением Pu, переводом его из металлической в оксидную форму и т. п., относятся к цене плутония. Стоимость хранения оружейного плутония в 1995 году оценивалась в 430 тыс. руб/кг в год, что меньше, чем 1 долл/г за 10 лет хранения плутония. Отметим, что стоимость хранения энергетического плутония составляет 1–3 долл/г год, а при длительном хранении (более 3–5 лет) возникает необходимость очистки от америция (5–7 долл/г) в случае последующего использования плутония в тепловых реакторах (Am является сильным поглотителем нейтронов в тепловом спектре). Стоимость химического конвертирования металлического плутония в диоксид составляет небольшую величину – примерно 0,14 долл/г. Кроме того, необходимо учитывать затраты, связанные с отделением легирующих добавок и их утилизацией.

«Эквивалентная» цена плутония по отношению к урану-235 определяется исходя из равной энергетической ценности МОХ-топлива и уранового топлива для реакторов типа ВВЭР. Эту цену можно определить, зная удельный годовой расход плутония и стоимость начальной стадии уранового топливного цикла (без учета затрат на изготовление ТВС) для ВВЭР-1000 (табл. 15). В нашем случае «эквивалентная» цена Pu составляет 15–20 долл/г делящегося плутония.

Таблица 8.2

Технико-экономические показатели основных переделов ядерного топливного цикла

Переделы	Стоимость (эскалация) долл/кг (% в год)				Время до загрузки, мес.		Потери, %	
Дореакторная стадия	БН-600 – БН-800	до загрузки, мес.	РБМК-1000	CANDU	ВВЭРР БМК БН	CANDU	ВВЭР РБМК БН	CANDU
Сырье: уран	50 (1,2)	50 (1,2)	50 (1,2)	65	24	17	0	0
МОХ-топливо	800–1100	175–235	122	28,5	24	17	0	0
Конверсия урана	8	8	8	8	18	13	0,5	0,5
Обогащение урана* Изготовление ТВС	50	50	50	нет	12	нет	0,2	нет
Из уранового топлива	350**	275	200***	65	6	10	1,0	0,5
Из МОХ-топлива	980	980	980	235	6	10	0	0
Послереакторная стадия	долл/кг				После загрузки, лет		%	
Транспортировка и хранение ОЯТ	290**	230	120***	13	5	10	0	0
Кондиционирование и захоронение ОЯТ	670**	610	320***	73	40	10	100	100

Примечания: * долл/кг ЕРР, с учетом центрифужного метода обогащения;

** верхняя граница рекомендованного диапазона принята для реакторов типа БН;

*** для РБМК стоимость изготовления уранового топлива принята в соответствии с нижней границей диапазона чувствительности, стоимость переделов на послереакторной стадии пропорциональна глубине выгорания (по сравнению с ВВЭР).

И наконец, третий способ определения цены плутония исходит из принципа окупаемости затрат на переработку ОЯТ, т. е. 720 долл/кг тяжелого металла (ТМ), причем без учета стоимости транспортировки ОЯТ и затрат на обращение с высокоактивными отходами, которые должны возмещаться атомными станциями – поставщиками ОЯТ на переработку. Этот метод дает наибольшую цену плутония порядка 30 долл/г с учетом отнесения части затрат на стоимость регенерированного урана с остаточным обогащением выше чем в природном уране (табл. 8.1). При выборе базового значения цены оружейного плутония (5 долл/г) использовался первый метод, с учетом неопределенности сроков хранения плутония и сопутствующих затрат на утилизацию легирующих добавок. Для учета других возможных принципов определения цены плутония (как оружейного, так и энергетического) использовался диапазон от 0 до 35 долл/г при проведении параметрических расчетов.

В качестве базового значения стоимости услуг по обогащению принято 50 долл/кг ЕРР с учетом экономических преимуществ центрифужной технологии, применяемой в России (существенное снижение удельного потребления электроэнергии и затрат на обслуживание производства). Поскольку экономические показатели обогатительных производств достоверно не известны, для проведения параметрических исследований принят диапазон изменения цен на обогащение от 20 до 130 долл/кг ЕРР, т. е. вплоть до верхней границы диапазона чувствительности.

При задании цен на изготовление уранового топлива РБМК-1000 и БН использовались, соответственно, нижняя и верхняя границы диапазона чувствительности, учитывая пониженные и повышенные характеристики (обогащение топлива и его выгорание) этих реакторов, по сравнению с ВВЭР (табл. 8.1). Стоимость изготовления ТВС из плутониевого топлива для отечественных реакторов принята 980 долл/кг ТМ по аналогии с ценой фабрикации ТВС, прогнозируемой для японского реактора ATR на энергетическом плутонии. Для реактора CANDU цена изготовления MOX-топлива уменьшена пропорционально отношению стоимости изготовления урановых ТВС-реакторов CANDU и PWR, т. е. эта цена для CANDU принята в 3,5 раза выше цены изготовления уранового топлива для того же реактора (как и в случае с ВВЭР-1000).

Для плутониевого варианта ЯТЦ необходимо учитывать стоимость транспортировки «свежих» ТВС от завода-изготовителя до АЭС. Она должна быть максимальной в случае использования канадских ре-

акторов CANDU при изготовлении ТВС в России или Европе и минимальной для варианта размещения БН-800 на одной площадке с цехом-300. Однако в данной работе принята одинаковая величина затрат на транспортировку плутониевых ТВС (8 долл/кг ТМ) – в несколько раз меньшая, чем стоимость перевозки ОЯТ на переработку в пределах Европы (50 долл/кг ТМ). Далее показано (табл. 8.6), что доля затрат на транспортировку плутониевых ТВС существенна только для CANDU в силу больших объемов топлива, подлежащего перевозке (табл. 8.1).

Цены обращения с ОЯТ реактора РБМК-1000 на послереакторной стадии приняты пропорционально меньшей глубине выгорания, по сравнению с ОЯТ реактора ВВЭР-1000.

Для ВВЭР и БН принята схема обращения отработавшего ядерного топлива по «однопроходному варианту», т. е. как для открытого топливного цикла (для БН цены на обращение с ОЯТ соответствуют верхней границе диапазона чувствительности). Однако, в соответствии с законодательством Российской Федерации, отработавшее топливо этих реакторов подлежит переработке, а ОЯТ реакторов ВВЭР-440 и БН-600 перерабатываются уже сейчас. На это противоречие можно пока не обращать внимания, поскольку БН-800 и цех-300 по изготовлению МОХ-топлива еще не построены, а переработка ВВЭР-1000 откладывается на неопределенное время в связи с замораживанием строительства завода РТ-2.

Следует заметить, что диапазон неопределенности цен на обращение с ОЯТ по «однопроходному варианту» (200–960 долл/кг ТМ) перекрывается с соответствующим диапазоном цен на транспортировку ОЯТ и обращение с высокоактивными отходами переработки (110–660 долл/кг ТМ). Во всяком случае доля затрат на конечной стадии любого ЯТЦ, имея в виду транспортировку ОЯТ и обращение с отходами (ОЯТ или РАО), для реакторов типа ВВЭР и БН составляет менее 15 и 5 % при коэффициенте дисконтирования более 5 % в год.

8.5.1.3. Технико-экономические показатели АЭС

Для расчетных оценок удельных приведенных усредненных затрат производства электроэнергии в качестве базового использовался проект четырехблочной АЭС, оснащенной энергоблоками нового поколения (НП-1000) с реакторной установкой В-410. Проект этой установки в настоящее время замыкает ряд проектов эволюционного развития энергоблоков АЭС с реактором типа ВВЭР-1000 (серийная АЭС с реакторной установкой В-320, проект АС-92 с установкой В-392 и, наконец, проект НП-1000 с В-410).

Финансово-экономические характеристики АЭС в деньгах 1991 года приведены в табл. 8.3. При задании исходных данных для расчетов приведенных затрат производства электроэнергии АЭС использовались некоторые фактические показатели для Балаковской АЭС: отводимая площадь промплощадки, период сооружения, распределение затрат по годам строительства и структура затрат по статьям расходов, а также фактический КИУМ (на конец 80-х годов), проектный срок службы энергоблоков и эксплуатационные затраты.

Таблица 8.3

Технико-экономические показатели АЭС, включая распределение капитальных затрат по годам строительства

Параметр	Проект НП-1000*	Привязка к Балаковской АЭС	№ года с начала строительства	Капзатраты АЭС, %	Капзатраты 3-го блока, %
Базовый год определения денег	1991	1991	1	0,4	0,1
Год пуска АЭС	?	2000	2	0,7	0,2
Мощность АЭС, МВт (эл.)	4400	4400	3	1,4	0,3
Число блоков АЭС	4	4	4	2,5	0,5
Площадь отвода земель, га	?	510	5	3,5	0,3
Общий период строительства, лет	?	14	6	5	0,2
Проектный срок службы блока, лет	50	30	7	8	0,9
Период демонтажа, лет	?	14	8	14	3,4
Средний КИУМ, %	80	70	9	15	4,8
Арендная плата за землю, тыс. руб/га в год	?	10	10	15	5,4
Общие капзатраты, млн руб.	3376	3376	11	13	4,6
Затраты на демонтаж, млн руб.	2034	2034	12	11	2,9
Эксплуатационные затраты, млн руб/год	?	66,1	13	8	1,1
Топливные затраты, млн руб/год	186,7	170,0	14	2,5	0,3
Итого	–	–	–	**100**	**25**

Примечание. * Затраты на демонтаж приняты пропорционально объему строительно-монтажных работ.

Абсолютное значение капитальных затрат АЭС откорректировано в соответствии с проектом НП-1000: удельные капиталовложения в промстроительство составили около 770 долл/кВт. Это нижняя оценка капзатрат для современных проектов российских реак-

торов ВВЭР-1000. Проектные оценки капитальных затрат усовершенствованных энергоблоков АЭС показывают, что «эволюционный ряд» реакторов типа ВВЭР выходит на значения капзатрат порядка 1000–1500 долл/кВт установленной мощности, а реакторы так называемых «революционных» проектов, включая проект БН-800, будут стоить еще дороже – 1500–2000 долл/кВт в зависимости от типа реактора и места сооружения.

Заметим, что затраты на строительство зарубежных АЭС, которые вводились в последнее десятилетие, находятся в пределах 1000–3000 долл/кВт·ч. В рамках эволюционных проектов капитальные затраты усовершенствованных АЭС, которые могут вводиться в западных странах после 2000 года, прогнозируются в пределах 1100–2500 долл/кВт (в долларах США, по курсу 1991 года). Нижний предел относится к странам с невысокими затратами на труд или странам с развитыми ядерными программами, в которых ориентируются на последовательную стандартизацию оборудования и строительство многоблочных АЭС. Учет непредвиденных расходов, процентов на капитал за время строительства и затрат на демонтаж увеличивает капитальные затраты до 1500–3000 долл/кВт·ч или до 1700–3500 долл/кВт·ч при норме дисконтирования 5 % или 10 % в год, соответственно. Для снижения затрат на строительство необходимо обеспечить предсказуемость затрат и графика строительства, эффективный процесс лицензирования и управления проектом, гарантированное финансирование и т. п.

Распределение капитальных затрат по годам строительства АЭС с НП-1000 приведено в табл. 8.3. Расчет стоимости электроэнергии проводился для 3-го энергоблока АЭС, для этого из общих капзатрат вычленялись затраты, относящиеся к этому энергоблоку и соответствующие общестанционные затраты.

Общая стоимость демонтажа энергоблока АЭС принималась равной затратам на строительно-монтажные работы объектов основного и вспомогательного производственного назначения, прибавлялась стоимость оборудования реакторных отделений, которые претерпевают наибольшее радиоактивное загрязнение в процессе эксплуатации.

Таблица 8.4

Приведенные топливные затраты для ядерных реакторов на урановом топливе, цент/кВт·ч (%)

а) CANDU

Передел	Коэффициент дисконтирования, %							
	0		5		10		15	
Покупка урана	0,097	29,2 %	0,106	35,7 %	0,116	40,6 %	0,126	44,1 %
Конверсия	0,012	3,6 %	0,013	4,4 %	0,014	4,9 %	0,015	5,2 %
Обогащение	0	0,0 %	0	0,0 %	0	0,0 %	0	0,0 %
Изготовление ТВС	0,096	28,9 %	0,103	34,7 %	0,109	38,1 %	0,116	406 %
Транспортировка и хранение ОЯТ	0,019	5,7 %	0,011	3,7 %	0,007	2,4 %	0,004	1,4 %
Кондиционирование и захоронение ОЯТ	0,108	32,5 %	0,064	21,5 %	0,040	14,0 %	0,025	8,7 %
Итого	**0,332**	**100 %**	**0,297**	**100 %**	**0,286**	**100 %**	**0,286**	**100 %**

б) ВВЭР-1000

Передел	Коэффициент дисконтирования, %							
	0		5		10		15	
Покупка урана	0,145	22,9 %	0,172	34,3 %	0,202	38,3 %	0,235	40,8 %
Конверсия	0,021	3,3 %	0,024	4,8 %	0,028	5,3 %	0,031	5,4 %
Обогащение	0,118	18,6 %	0,133	26,5 %	0,149	28,3 %	0,166	28,8 %
Изготовление ТВС	0,087	13,7 %	0,096	19,1 %	0,105	19,9 %	0,114	19,8 %
Транспортировка и хранение ОЯТ	0,072	11,4 %	0,052	10,4 %	0,039	7,4 %	0,029	5,0 %
Кондиционирование и захоронение ОЯТ	0,191	30,1 %	0,025	5,0 %	0,004	0,8 %	0,001	0,2 %
Итого	**0,634**	**100 %**	**0,502**	**100 %**	**0,527**	**100 %**	**0,576**	**100 %**

в) БН-600

Передел	Коэффициент дисконтирования, %							
	0		5		10		15	
Покупка урана	0,343	37,3 %	0,391	42,1 %	0,442	43,9 %	0,497	45,4 %
Конверсия	0,049	5,3 %	0,055	5,9 %	0,061	6,1 %	0,067	6,1 %
Обогащение	0,373	40,5 %	0,404	43,5 %	0,437	43,4 %	0,469	42,9 %
Изготовление ТВС	0,039	4,2 %	0,041	4,4 %	0,043	4,3 %	0,045	4,1 %
Транспортировка и хранение ОЯТ	0,035	3,8 %	0,027	2,9 %	0,021	2,1 %	0,016	1,5 %
Кондиционирование и захоронение ОЯТ	0,081	8,8 %	0,011	1,2 %	0,002	0,2 %	0,000	0,0 %
Итого	**0,920**	**100 %**	**0,929**	**100 %**	**1,006**	**100 %**	**1,094**	**100 %**

Таблица 8.5

Приведенные топливные затраты для ядерных реакторов на МОХ-топливе, цент/кВт·ч (%)

а) CANDU

Передел	Коэффициент дисконтирования, %							
	0		5		10		15	
Покупка плутония	0,042	7,9 %	0,047	9,3 %	0,051	10,1 %	0,055	10,6 %
Изготовление ТВС	0,348	65,8 %	0,371	73,3 %	0,395	77,9 %	0,419	80,9 %
Транспортировка ТВС	0,012	2,3 %	0,013	2,6 %	0,014	2,8 %	0,015	2,9 %
Транспортировка и хранение ОЯТ	0,019	3,6 %	0,011	2,2 %	0,007	1,4 %	0,004	0,8 %
Кондиционирование и захоронение ОЯТ	0,108	20,4 %	0,064	12,6 %	0,040	7,9 %	0,025	4,8 %
Итого	**0,529**	**100 %**	**0,506**	**100 %**	**0,507**	**100 %**	**0,518**	**100 %**

б) ВВЭР-1000

Передел	Коэффициент дисконтирования, %							
	0		5		10		15	
Покупка плутония	0,083	12,6 %	0,099	19,0 %	0,116	21,7 %	0,135	23,5 %
Изготовление ТВС	0,309	47,0 %	0,341	65,6 %	0,373	69,7 %	0,406	70,6 %
Транспортировка ТВС	0,003	0,5 %	0,003	0,6 %	0,003	0,6 %	0,004	0,7 %
Транспортировка и хранение ОЯТ	0,072	10,9 %	0,052	10,0 %	0,039	7,3 %	0,029	5,0 %
Кондиционирование и захоронение ОЯТ	0,191	29,0 %	0,025	4,8 %	0,004	0,7 %	0,001	0,2 %
Итого	**0,658**	**100 %**	**0,520**	**100 %**	**0,535**	**100 %**	**0,575**	**100 %**

в) БН-600

Передел	Коэффициент дисконтирования, %							
	0		5		10		15	
Покупка плутония	0,136	37,7 %	0,155	50,3 %	0,175	54,7 %	0,197	57,8 %
Изготовление ТВС	0,108	29,9 %	0,114	37,0 %	0,121	37,8 %	0,127	37,2 %
Транспортировка ТВС	0,001	0,3 %	0,001	0,3 %	0,001	0,3 %	0,001	0,3 %
Транспортировка и хранение ОЯТ	0,035	9,7 %	0,027	8,8 %	0,021	6,6 %	0,016	4,7 %
Кондиционирование и захоронение ОЯТ	0,081	22,4 %	0,011	3,6 %	0,002	0,6 %	0,000	0,0 %
Итого	**0,361**	**100 %**	**0,308**	**100 %**	**0,320**	**100 %**	**0,341**	**100 %**

Распределение затрат по годам демонтажа принято аналогичным распределению затрат по годам сооружения, только в обратном порядке по времени. Впрочем, как показали дополнительные расчеты, особенности модели демонтажа, т. е. изменения в стоимости или в сроках снятия с эксплуатации мало влияют на приведенные затраты производства электроэнергии уже при коэффициенте дисконтирования 5 % в год.

«Рыночная» арендная плата за использование земли (10 000 руб/га) получалась при пересчете стоимости урожая пшеницы за рубежом (в долларах) в рубли по действовавшему в начале 1992 г. курсу, причем реальная плата за использование земли в районе г. Балаково на 1991 г. была на порядок меньше (1 000 руб/га). В общую площадь территорий, занимаемую АЭС, не включалась площадь прудов-охладителей, которые могут иметь самостоятельное народно-хозяйственное значение.

Предполагалось, что капитальные и эксплуатационные затраты урановых и плутониевых вариантов АЭС отличаются мало. Ежегодные топливные затраты для обоих вариантов топливного цикла определялись с помощью табл. 8.4, 8.5 и 8.6.

Таблица 8.6

Некоторые параметрические зависимости приведенных топливных затрат, цент/кВт·ч*

а) от цены плутония

	Цена плутония, долл/кг				
Реактор	0	5	15	25	35
CANDU	0,459	0,507	0,612	0,714	0,816
ВВЭР-1000	0,419	0,535	0,767	0,999	1,231
БН-600	0,145	0,32	0,676	1,020	1,370

б) от цены услуг по обогащению

	Цена плутония, долл/кг				
Реактор	20	50	80	110	130
CANDU	0,285	0,285	0,285	0,285	0,285
ВВЭР-1000	0,438	0,527	0,616	0,706	0,765
БН-600	0,744	1,006	1,268	1,530	1,705

Примечание. * Коэффициент дисконтирования – 10 % в год.

8.5.2. Результаты расчетов

8.5.2.1. Приведенные удельные топливные затраты

Для расчета удельных приведенных усредненных топливных затрат использовалась программа «РЕБУС», разработанная в РНЦ «Курчатовский институт» по международной методике, которая учитывает дисконтирование разновременных затрат и эскалацию цен. В табл. 18 приведены результаты расчета топливных затрат всех рассматриваемых реакторов на типичном для них (а) и альтернативном (б) топливе, а также отношений топливных затрат плутониевых и урановых вариантов (в) в зависимости от коэффициента дисконтирования.

Таблица 8.7

Результаты расчета приведенных топливных затрат

а) базовый вариант топливного цикла, цент/кВт·ч

Реактор	Коэффициент дисконтирования, %			
	0	5	10	15
CANDU	0,33	0,30	0,30	0,29
РБМК	0,75	0,60	0,64	0,71
ВВЭР-440	0,80	0,59	0,60	0,66
ВВЭР-1000	0,63	0,50	0,53	0,58
БН-600	1,03	1,00	1,07	1,15
БН-800	0,36	0,31	0,32	0,34

б) альтернативный вариант топливного цикла, цент/кВт·ч

Реактор	Коэффициент дисконтирования, %			
	0	5	10	15
CANDU	0,53	0,51	0,51	0,52
РБМК	1,19	1,09	1,18	1,30
ВВЭР-440	0,94	0,75	0,77	0,82
ВВЭР-1000	0,66	0,52	0,54	0,58
БН-600	0,52	0,44	0,45	0,48
БН-800	0,92	0,93	1,01	1,09

в) отношение плутониевого варианта к урановому

Реактор	Коэффициент дисконтирования, %			
	0	5	10	15
CANDU	1,60	1,70	1,78	1,81
РБМК	1,59	1,81	1,85	1,84
ВВЭР-440	1,19	1,27	1,27	1,26
ВВЭР-1000	1,04	1,04	1,02	1,00
БН-600	0,51	0,44	0,42	0,42
БН-800	0,39	0,33	0,32	0,31

Видно, что при переходе от канальных реакторов с относительно низким обогащением и выгоранием топлива к водоводяным реакторам типа ВВЭР со средними топливными характеристиками, а затем к быстрым реакторам (БН) с повышенным обогащением и выгоранием экономическая эффективность использования МОХ-топлива возрастает по сравнению с урановым топливом.

В табл. 8.4 и 8.5 для реакторов CANDU, ВВЭР-1000 и БН-800 приведены детальные результаты расчетов топливных затрат для уранового и МОХ-топлива, соответственно. Видно, что затраты уранового и плутониевого вариантов ВВЭР-1000 мало отличаются, чего никак нельзя сказать о других реакторах. Даже при низкой цене плутония переход CANDU с уранового на плутониевое топливо экономически не выгоден, поскольку приводит к росту топливных затрат более чем в 1,5 раза. Причем плутониевый вариант CANDU только незначительно выигрывает у плутониевого варианта ВВЭР-1000. Для БН-800, как и ожидалось, использование плутониевого топлива вместо уранового дает сильный экономический эффект, приводя к троекратному уменьшению приведенных топливных затрат.

В параметрических исследованиях варьировались две характеристики: цена плутония и стоимость услуг по обогащению. Результаты расчетов приведены в табл. 8.6, из которой видно, что при росте цен на плутоний топливный цикл БН-800 теряет свои экономические преимущества по сравнению с плутониевой же загрузкой CANDU или ВВЭР-1000 (для 10 и 25 долл/г Pu, соответственно). При нулевой цене плутония БН-800 выигрывает у CANDU или ВВЭР-1000 по топливным затратам почти в 3 раза!

Реактор CANDU, напротив, при росте цены плутония начинает лидировать, обходя конкурирующие реакторы ВВЭР-1000 и БН-800, при цене Pu 5 и 10 долл/г, соответственно.

Цена плутония 5 долл/г оказалась предельно допустимой для плутониевого варианта ВВЭР-1000, при увеличении этой цены реактор не в состоянии конкурировать по топливным затратам со своим же урановым вариантом топливного цикла. Снижение затрат на услуги по обогащению до 20 долл/кг ЕРР приводит к тому, что предельно допустимая цена Pu «стремится к нулю». Напротив, рост затрат на обогащение до 130 долл/кг ЕРР поднимет предельно допустимую для ВВЭР-1000 цену на плутоний до 15 долл/г.

8.5.2.2. Приведенные затраты производства электроэнергии на АЭС с МОХ-топливом

Для расчета удельных усредненных затрат производства электроэнергии использовалась программа «ПРИЗ», разработанная в РНЦ «Курчатовский институт» по международной методике, которая позволяет определять капитальную, топливную и эксплуатационную составляющие с учетом дисконтирования разновременных затрат и эскалации цен.

Оценки удельных приведенных затрат производства электроэнергии АЭС для уранового варианта топливного цикла ВВЭР-1000 (проект НП-1000) приведены в табл. 19. При коэффициенте дисконтирования 10 % в год суммарные приведенные затраты оставляют 2,5 коп/кВт·ч, а доли капитальной, топливной и эксплуатационной составляющих равны 70, 21 и 9 %, соответственно. Для плутониевой загрузки реактора ВВЭР-1000 получается такой же результат (табл. 15 и 16) в предположении, что использование МОХ-топлива мало повлияет на капитальную и эксплуатационную составляющие приведенных затрат АЭС.

Таблица 8.8

Структура приведенных топливных затрат производства электроэнергии для энергоблока с реактором ВВЭР-1000 на урановом топливе, коп/кВт·ч (%)

Составляющая приведенных затрат	Коэффициент дисконтирования, %					
	0		5		10	
Капитальная, в т. ч.	0,67	43,8 %	0,99	57,6 %	1,74	69,6 %
• прямые капзатраты	0,39	25,5 %	0,73	42,4 %	1,14	45,6 %
• проценты на капитал	0	0,0 %	0,14	8,1 %	0,49	19,6 %
• затраты на демонтаж	0,25	16,3 %	0,07	4,1 %	0,03	1,2 %
• арендная плата за землю	0,03	2,0 %	0,05	2,9 %	0,08	3,2 %
Топливная	0,63	41,2 %	0,50	29,1 %	0,53	21,2 %
Эксплуатационная	0,23	15,0 %	0,23	13,4 %	0,23	9,2 %
Итого	**1,53**	**100 %**	**1,72**	**100 %**	**2,50**	**100 %**

В капитальную составляющую включены, кроме прямых капзатрат и процентов на капитал, отчисления на демонтаж и арендная плата за землю. С увеличением коэффициента дисконтирования капитальная составляющая сильно возрастает за счет увеличения удельных капзатрат и процентов на капитал, при этом приведенные затраты на демонтаж заметно падают (плата за аренду земли немного увеличивается).

Вариантные расчеты показывают, что увеличение срока службы блоков АЭС до 40 лет (без сопутствующего увеличения капзатрат, поскольку они соответствуют проектному сроку службы – 50 лет)

уменьшают стоимость электроэнергии менее чем на 10 % за счет уменьшения капитальной составляющей. Увеличение затрат на демонтаж на 30 % не оказывает заметного влияния на величину приведенных затрат при коэффициенте дисконтирования выше 5 %.

В табл. 8.9 приведены показатели конкурентоспособности АЭС с реактором БН-800 по сравнению с ВВЭР-1000 в зависимости от изменения цен на плутоний и услуг по обогащению. В принятых предположениях для базового варианта при прочих равных условиях (равенство эксплуатационных затрат) атомная станция с быстрым реактором будет конкурентоспособна по сравнению с АЭС, оснащенной тепловым реактором, если ее капзатраты не превысят капитальные вложения в энергоблок с ВВЭР-1000 на 12 %.

Таблица 8.9

Параметрические зависимости показателей конкурентоспособности БН-800 по отношению к ВВЭР-1000 на урановом топливе[*]

Экономические показатели	Цена Pu (долл/г)/цена «обогащения» (долл/кг ЕРР)				
	0/20	5,0/50	15,0/130	25,0/–	35,0/–
Приведенные затраты на производство электроэнергии ВВЭР-1000, коп/кВт·ч	2,40	2,50	2,75	2,97	3,20
Доли составляющих, %: капитальной/топливной/эксплуатационной	72/18/10	70/21/9	63/28/8	59/34/8	54/38/7
Допустимый рост капитальных затрат БН-800 относительно ВВЭР-1000, %	16	12	6	–1	–8

Примечание. * Коэффициент дисконтирования 10 % в год.

При нулевой цене плутония или при снижении цены услуг по обогащению до 20 долл/кг ЕРР топливные затраты ВВЭР-1000 снижаются с 0,53 цент/кВт·ч для базовых вариантов (табл. 7.2 и 7.3) до 0,42 и 0,44 цент/кВт·ч, для плутониевого и уранового вариантов ЯТЦ, соответственно (табл. 8.6). Доли капитальных, топливных и эксплуатационных затрат АЭС изменятся так: 72, 18 и 10 %. В этом случае АЭС с БН-800 сохранит конкурентоспособность при капзатратах, превышающих капвложения в энергоблок с ВВЭР-1000 не более чем на 15 %.

При повышении цен на плутоний до 15 долл/г или на обогатительные услуги до 130 долл/кг ЕРР быстрому реактору разрешается быть дороже теплового всего на 6 %, иначе он потеряет конкурентоспособность. Цена плутония 25 долл/г оказывается предельно допустимой для БН-800, при дальнейшем росте этой цены удельные

капитальные затраты АЭС с быстрым натриевым реактором должны быть ниже капвложений в энергоблок с ВВЭР-1000 (табл. 8.8).

Для проекта двухблочной АЭС с реакторами ВВЭР-640 (НП-500 с реакторной установкой В-407) удельные капитальные затраты ожидаются на уровне 1 030 руб/кВт·ч в ценах 1991 года или на 30 % выше капвложений в проектируемую 4-блочную АЭС с реактором ВВЭР-1000 (проект НП-1000). В этом случае (при прочих равных условиях) АЭС с реактором БН-800 будет конкурентоспособна при цене плутония 35 долл/г, если ее капзатраты не будут выше на 20 % по сравнению с НП-500.

8.5.3. Анализ тарифов на электроэнергию российских АЭС и издержек производства зарубежных электростанций

Издержки производства электроэнергии зарубежных АЭС (аналог тарифов российских АЭС), которые строились в последнее десятилетие, лежат в довольно широких пределах: 2,5–6,0 цент/кВт·ч, примерно в таком же диапазоне находятся издержки производства ТЭС на угле в тех же странах: от 2 до 6 цент/кВт·ч.

Большое расхождение затрат в различных странах объясняется спецификой экономико-правовой базы и национальными особенностями развития энергетики. Издержки производства энергии на АЭС и ТЭС на угле одинакового срока ввода, построенных в одной и той же стране, очень близки. При этом АЭС в ряде стран имеет небольшое преимущество.

Традиционно издержки производства (как и приведенные затраты) зарубежных электростанций делятся на капитальную, топливную и эксплуатационную составляющие. Затраты на топливо и эксплуатацию составляют 0,4–1,2 и 0,4–1,3 цент/кВт·ч, остальное – капитальные затраты. Например, для Канады капитальная составляющая АЭС с тяжеловодным реактором типа CANDU достигает 60 % при вкладе топливных затрат в суммарные издержки на уровне всего 10 % (с учетом использования топлива из природного урана). Напротив, топливная составляющая канадских ТЭС на угле равна 50 %, что характеризует чувствительность стоимости электроэнергии ТЭС к изменениям цен на топливо. С другой стороны, конкурентоспособность АЭС вследствие большой капитальной составляющей чувствительна к затратам на строительство, времени сооружения, учетной ставке и КИУМ.

Если анализировать экономическую ситуацию, сложившуюся в атомной энергетике и промышленности ядерного топливного цикла России, то необходимо отметить, что в начале 90-х годов произошел разрыв темпов инфляционного роста тарифа на электроэнергию АЭС и цены ядерного топлива, который сохранился и до настоящего времени. В то время как тариф на электроэнергию увеличился за период реформ примерно в 8 тыс. раз, цены на ТВС возросли в среднем в 4 тыс. раз. Опережающий рост тарифа на электроэнергию АЭС сравнительно с ценами на ядерное топливо привел к изменению структуры тарифа. В среднем по отрасли доля топливной составляющей тарифа снизилась с 40 до 20 %. Относительное отставание в росте цен на ядерное топливо прежде всего объясняется снижением затрат его производства в связи с использованием образовавшихся запасов сырья во всех переделах ядерного топливного цикла. Выход на международный рынок также позволил компенсировать часть затрат за счет валютных поступлений. Однако следует иметь в виду, что в структуре тарифа появились затраты, связанные с обращением ОЯТ.

В конце 1995 года топливная составляющая тарифа, учитывая затраты, связанные с транспортировкой, частичной переработкой (от реакторов ВВЭР-440) и хранением ОЯТ реакторов ВВЭР-1000, равнялась примерно 0,4 цент/кВт·ч, причем в топливной составляющей доля затрат, связанных с завершающей стадией ядерного топливного цикла, была 15 %.

Темп роста затрат по транспортировке, переработке и хранению ОЯТ от ВВЭР выше, чем по свежему ядерному топливу. В ближайшей перспективе вероятно их увеличение в структуре топливной составляющей до 30 % с учетом затрат по отработавшему ядерному топливу РБМК.

Международные данные по величине и структуре затрат, связанных с ядерным топливом, сильно различаются по странам. В среднем по зарубежным АЭС величина топливной составляющей издержек производства электроэнергии соответствует 0,8 цент/кВт·ч, 30 % из которых составляют затраты, связанные с обращением с ОЯТ. Например, в США, где реализован открытый ядерный топливный цикл с длительным хранением ОЯТ, доля топливной составляющей издержек производства электроэнергии на АЭС равна 20 %, во Франции с развитой переработкой ОЯТ – 35 %, в т. ч. затраты завершающей стадии топливного цикла составляют порядка 50 %.

Следует заметить, что прямое сопоставление структуры издержек производства электроэнергии зарубежных АЭС со структурой тарифа АЭС России (особенно в части капитальной составляющей затрат) неправомочно и может носить лишь иллюстративный характер в силу переходного этапа российской экономики: структура и масштаб цен капиталистических стран и России существенно отличаются. В частности, это относится к канадским и российским АЭС, поскольку они не являются конкурентами, работая на разных рынках энергии и мощности. Более корректно было бы сравнивать канадские АЭС и ТЭС на угле, конкурирующие на североамериканском рынке энергии и мощности. Издержки производства АЭС и угольных ТЭС фирмы *Ontario Hydro* в 1991 году составляли 4,2 и 4,7 канадских цент/кВт·ч, причем топливная составляющая АЭС была на уровне 10 %, т. е. около 0,5 канадских цент/кВт·ч. Отсюда видно, что топливная составляющая АЭС может быть увеличена не более чем в 2 раза, иначе АЭС потеряет экономические преимущества перед ТЭС на угле. Это условие выполняется при ценах на плутоний не более 10 долл/г (табл. 8.6). Однако рост издержек на производство электроэнергии АЭС может привести к некоторому росту цен на электроэнергию для местных потребителей, если, конечно, плутониевый проект Канады не будет кем-либо субсидироваться.

Заслуживают внимания исследования приведенных затрат АЭС и ТЭС на пылевидном или псевдосжиженном угле, а также на газе с комбинированным циклом для установок, которые введены в эксплуатацию после 2000 года включительно. Эти исследования выполнены в 1993 году экспертами из 15 стран OECD и 6 стран, не принадлежащих к этому Европейскому сообществу, под эгидой Ядерно-энергетического агентства OECD и Международного энергетического агентства. Наиболее широко в странах OECD используется норма дисконтирования 5 % в год, в десяти странах из пятнадцати используют 7 % в год или меньше, и лишь в двух странах – 10 % в год. Страны, не относящиеся к OECD, используют более высокие значения коэффициента: 8–12 %.

В упомянутом исследовании в качестве реперных используется два значения нормы дисконтирования: 5 и 10 % в год.

Эксперты пришли к следующим основным выводам:

• приведенные затраты производства электроэнергии АЭС находятся в пределах 3,0–5,4 цент/кВт·ч при норме дисконтирования 5 % в год или 4,0–7,7 цент/кВт·ч для 10 % в год. Поскольку приведенные издержки производства электроэнергии ТЭС имеют такой же большой разброс, из этих результатов невозможно сделать сколь-либо значимых

выводов. Вообще сравнивать приведенные затраты производства электроэнергии разных стран не имеет глубокого смысла, т. к. многие значимые факторы невозможно привести к общему знаменателю для всех государств. Так, методики учета и отнесения затрат, уровни оплаты труда, учетные ставки, налоги и т. п. могут сильно отличаться в разных странах. Имеет смысл сравнивать издержки электростанций в пределах одной страны и исследовать отношения издержек производства АЭС и ТЭС для разных стран;

• топливная составляющая приведенных затрат АЭС прогнозируется в пределах 0,5–1,1 цент/кВт·ч для легководных реакторов и 0,2–0,3 цент/кВт·ч – для тяжеловодных реакторов, т. е. составляет 10–35 % приведенных затрат производства электроэнергии. В последние десятилетия затраты на ядерное топливо значительно уменьшились, что объясняется снижением цен на уран, услуги по обогащению, повышением выгорания топлива, а также снижением прогнозируемых затрат на завершающую стадию топливного цикла в некоторых странах. Значительный рост цен на ядерное топливо маловероятен, и даже если цены на уран возрастут при повышении спроса на него в результате ввода новых мощностей АЭС, это приведет к открытию дополнительных месторождений дешевого урана;

• эксплуатационная составляющая приведенных издержек производства включает затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание АЭС и оценивается в пределах 0,5–1,6 цент/кВт·ч. Такой широкий диапазон объясняется тем, что некоторые страны относят работы по техобслуживанию к капитальным затратам, а также значительным различием эксплуатационной составляющей многоблочных и одноблочных станций, увеличением количества персонала и усложнением оборудования АЭС в результате процесса регулирования в некоторых странах и различиями в затратах на труд.

Выводы

• Даже при нулевых ценах на оружейный плутоний российско-канадский проект утилизации плутония в реакторе типа CANDU проигрывает по экономичности традиционному урановому варианту топливного цикла реакторов CANDU.

• Для ВВЭР-1000 не видно особых экономических преимуществ плутониевого варианта топливного цикла, по сравнению с урановым, даже при весьма низких ценах на оружейный плутоний (ниже 5 долл/г). Это обусловлено, в частности, довольно малыми ценами на услуги по обогащению урана, которые предполагает центрифужная технология, развернутая в России.

• Реактор БН-800 оказывается конкурентоспособным (по критерию приведенных затрат при коэффициенте дисконтирования 10 % в год), по сравнению с ВВЭР, при ценах на оружейный плутоний ниже 15–20 долл/г в предположении сравнимых капитальных составляющих этих ректоров. При назначении нулевой цены на оружейный плутоний АЭС с реактором БН-800 может быть примерно на 15 % дороже по капитальным затратам, чем АЭС с реактором типа ВВЭР-1000.

• Советские реакторы типа ВВЭР по топливорасходным характеристикам традиционно уступают зарубежным PWR (примерно на 20 % по удельному расходу природного урана на единицу вырабатываемой мощности и по приведенным топливным затратам вследствие худших нейтронно-физических характеристик активной зоны из-за использования стальных деталей ТВС, являющихся сильными поглотителями нейтронов). Эффективность открытого топливного цикла характеризуется, в частности, отношением выгорания к обогащению топлива (измеряемых в %). Для лучших зарубежных образцов PWR, например французского, оно меньше, а для ВВЭР-1000 это отношение, как известно, несколько больше 1 (табл. 19). Стремление улучшить топливные показатели новых проектов ВВЭР, включая НП-1000, дабы приблизить их к зарубежным, за счет использования выгорающих поглотителей и оптимизации схем перегрузок приведет к уменьшению топливной составляющей ВВЭР, а значит и к некоторому повышению конкурентоспособности, относительно БН-800, на плутониевом топливе при прочих равных условиях.

8.6. Проблемы реализации российской МОХ-программы

8.6.1. Задачи государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности деятельности, связанной с обращением с плутонием в РФ

Ранее, до принятия политического решения главами государств США и Российской Федерации о разоружении, такая проблема не стояла перед Россией и, как следствие, возникают трудности в реализации задачи государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности деятельности, связанной с обращением с плутонием, вызванные отсутствием нормативной базы, опыта лицензирования, методов и средств контроля [17].

Применение плутония в атомной энергетике России в настоящее время будет затратным и не сможет окупиться в течение ближайших десятилетий. По экономическим причинам программа

энергетического использования оружейного плутония не может финансироваться из российских бюджетных источников, и поэтому основным условием реализации такой программы является международное сотрудничество на четкой финансовой основе. Программа утилизации плутония включает в себя следующие этапы работы:

• перевод (конверсия) металлического оружейного плутония в виде деталей и узлов ядерных боеприпасов в двуокись плутония необходимого качества;

• производство топлива на основе оружейного плутония – смешанного (МОХ) уран-плутониевого топлива. Возможно производство различных видов смешанного уран-плутониевого топлива. В качестве основных вариантов утилизации обосновывается возможность использования плутония в виде МОХ-топлива для реакторов различного типа (быстрых, тепловых, газовых);

• использование МОХ-топлива в ядерных реакторах;

• обращение с отработавшим МОХ-топливом и с радиоактивными отходами. Обращение с отработавшим МОХ-топливом во многом совпадает с обращением с отработавшим урановым топливом (переработка МОХ-топлива не предусматривается).

Важнейшей проблемой при утилизации плутония на всех этапах является проблема хранения, транспортирования материалов, создания безопасных пунктов хранения. Стоит задача качественного изменения подхода в вопросах регулирования ядерной и радиационной безопасности при хранении плутония, так как до настоящего времени эта деятельность осуществлялась с ориентированием в основном на обеспечение ядерной и радиационной безопасности при хранении энергетического плутония в виде диоксида. Плутоний, предполагаемый для вывода из оружейных программ, планируется до использования его в МОХ-топливе хранить в металлическом виде в специально сооруженном хранилище ПО «Маяк».

8.6.2. Нормативное регулирование

Ядерная энергетика бывшего СССР и теперь России использовала плутоний как экспериментальное топливо в чисто символических количествах и только в реакторах на быстрых нейтронах.

В силу этих обстоятельств в России практически отсутствует нормативная база государственного регулирования использования плутония в гражданских ядерных установках.

В то же время процесс создания развернутой федеральной нормативной базы является процессом достаточно сложным и требует

не менее 3–5 лет. Как уже говорилось выше, рассчитывать на бюджетное финансирование Госатомнадзор России не может. В результате переговоров с руководством Министерства энергетики США Госатомнадзор России получил заверения от американской стороны о предоставлении необходимой финансовой поддержки для решения стоящих перед ним задач.

Госатомнадзор России планирует в ближайшие годы создать несколько десятков нормативных и руководящих документов, а также руководств по безопасности для надлежащего регулирования безопасности на всех этапах жизненного цикла объектов, предназначенных для реализации программы утилизации плутония, начиная от проектирования объектов, конструирования и изготовления оборудования и заканчивая выводом объектов из эксплуатации, размещением на хранение (захоронение) радиоактивных отходов, включая отработавшее ядерное топливо.

8.6.3. Лицензирование деятельности, связанной с обращением плутония

Лицензирование предстоящей деятельности будет осуществляться Госатомнадзором России в строгом соответствии с установленным порядком и соблюдением в полном объеме требований к эксплуатирующим организациям и организациям, осуществляющим работы и предоставляющим услуги.

В частности, Госатомнадзор России будет неукоснительно соблюдать «Правила принятия решения о размещении и сооружении ядерных установок, радиационных источников и пунктов хранения», утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 14 марта 1997 г. № 306.

Данные «Правила...», в соответствии с Федеральным законом «Об использовании атомной энергии», требуют обязательного участия в принятии решения о размещении и сооружении соответствующих объектов в субъектах Федерации, а в определенных случаях – местных органов самоуправления, при этом должны приниматься во внимание итоги государственной и общественной экологических экспертиз, социологических исследований, опросов общественного мнения и референдумов о возможности сооружения объектов.

Большой поддержкой деятельности Госатомнадзора России было бы принятие ряда законодательных актов, затрагивающих проблему ликвидации оружейного плутония, таких как Закон об обращении с радиоактивными отходами, Закон о ядерном оружии, Закон о возмещении ядерного ущерба и ядерном страховании.

8.6.4. Государственный надзор за обеспечением радиационной безопасности при обращении с плутонием

Задача инспектирования деятельности обращения с плутонием потребует дополнительного технического оснащения окружных подразделений Госатомнадзора России для установления достоверности информации об объектах поднадзорных организаций и интенсификации надзорной работы.

При расширении плутониевых производств в ряд инспекций Госатомнадзора России, вероятно, необходимо будет ввести дополнительно (или подготовить из числа имеющихся) специалистов по регулированию ядерной и радиационной безопасности при обращении с плутонием и плутонийсодержащими материалами.

8.6.5. Экономические проблемы

• Недостаток государственных и региональных бюджетных средств на развитие атомной энергетики для использования энергетического потенциала высвобожденного оружейного и извлеченного из отработавшего топлива плутония.

• Не сформулированы экономические условия привлечения капитала возможных инвесторов.

• Сегодня отсутствует федеральная программа использования плутония в атомной энергетике.

• Более значительные капитальные затраты на создание производства МОХ-топлива, по сравнению с созданием производств для изготовления уранового топлива (в том числе из регенерированного урана).

• Эксплуатация производства МОХ-топлива дороже эксплуатации производства уранового топлива (в том числе из регенерированного урана).

• Тенденция на дальнейшее удорожание проектов производства МОХ-топлива в связи с повышением требований к их безопасности.

8.6.6. Экологические проблемы

Токсичность плутония намного выше, чем урана (в том числе регенерированного). Отсутствие нормативно-правовой базы для обоснования на современном уровне безопасности плутониевых производств при их проектировании, строительстве и эксплуатации.

8.6.7. Технические проблемы

- Снижение темпов развития науки и техники в последние 10–15 лет.
- Отсутствие технологий, отвечающих современным требованиям.
- Потеря навыка реализации крупных проектов в приемлемые сроки.
- Отсутствие достаточного притока специалистов нового поколения в атомную науку и промышленность.
- Отсутствие нормативно-правовой базы для возможности реализации проектов плутониевых производств на современном уровне.
- Не решены экологические и технологические проблемы на уровне современных требований. Не разработана Федеральная программа утилизации плутония в атомной энергетике. Необходимость разработки нормативно-правовых документов федерального уровня для реализации проектов плутониевых производств, которые отвечают современным требованиям техники и безопасности.
- Недостаточная пропаганда среди населения преимущества атомной энергетики перед экономически менее привлекательной и экологически более опасной энергетикой на органическом топливе.
- Необходима аккумуляция государственных и региональных бюджетных средств для реализации программы развития атомной энергетики.
- Не созданы благоприятные экономические условия для привлечения частного капитала к реализации проектов развития атомной энергетики.
- Необходимость в ускорении темпов развития атомной науки, промышленности с использованием опыта стран с развитой и зарекомендовавшей безопасной и экономически приемлемой для общества атомной энергетикой.

8.6.8. Социальные вопросы

- Синдром чернобыльской аварии.
- Экологические организации, поддерживаемые на международном уровне.
- Плохая информированность населения.

Выводы. Оценка рынка

На текущий момент реальными потребителями российского МОХ-топлива могут быть как АЭС России, так и зарубежные АЭС.

В РФ масштабное энергетическое использование избыточного оружейного плутония предполагается начать в виде МОХ-топлива на действующих быстрых реакторах БОР-60, БН-600 и четырех блоках Балаковской АЭС с реакторами ВВЭР-1000. По мере достройки реакторов ВВЭР-1000, расположенных на площадках Калининской и Ростовской АЭС в европейской части России и реактора БН-800 на площадке Белоярской АЭС, они также могут включиться в программу энергетического использования избыточного оружейного плутония [3].

МОХ-топливо может использоваться и в новых британских LWR, специально спроектированных для сжигания Pu. При загрузке МОХ-топлива может быть осуществлена конверсия от 1,2 до 2,1 т PU в год [1].

В США, по планам DOE, использование МОХ-топлива возможно в 6 реакторах. В качестве этих реакторов избраны три энергоблока АЭС *Duke Power* и по одному блоку двух других АЭС *McGuire* (2 PWR × 1220 МВт (эл.)) и *Catawba* (2 PWR × 1205 КВт (эл.)). Во всех этих реакторах используются ТВС типа 17×17 с компанией в 18 месяцев [9].

Проработан вопрос использования МОХ-топлива и на канадской АЭС «Брюс А», принадлежащей компании «Онтарио Гидро». Эта станция имеет 4 тяжеловодных энергоблока CANDU, каждый мощностью 825 МВт (эл.) [14].

Согласно западному варианту развития возможно использование российского МОХ-топлива в странах Западной Европы: во Франции, Германии, Бельгии и Швейцарии, где в настоящее время в 33 реакторах уже используется МОХ-топливо с загрузкой до 30 %, получена лицензия или подана заявка на загрузку такого топлива еще в 22 реактора [8].

Список литературы к разделу 8

1. Атомная техника за рубежом. – 1998. – № 5. – С. 32–33.
2. Решетников Ф.Г. Проблема утилизации плутония в России: материалы Международной конференции «Ядерное топливо для человечества». – Электросталь, октябрь 1998. – М.: Ядерное общество России, 1999. – С. 241–246.
3. Шидловский В., Кудрявцев Е., Петрова Л. Утилизация оружейного плутония / Ядерное общество, декабрь 2000. – № 5–6. – С. 64–67.
4. Атомная техника за рубежом. – 1997. – № 5. – С. 24–29.
5. Богоявленский Р.Г., Филиппов Г.А., Зимин А.А. и др. Утилизация кондиционного оружейного плутония в виде микротопливных частиц в энергетическом корпусном кипящем реакторе типа ВК-300: материалы Международной конференции «Ядерное топливо для человечества». – Электросталь, октябрь 1998. – М.: Ядерное общество России, 1999. – С. 782–803.
6. Котельников Р.Б., Башлыков С.Н., Каштанов А.И. и др. Высокотемпературное ядерное топливо. – М.: Атомиздат, 1982.
7. Атомная техника за рубежом. – 2002. – № 1. – С. 10–15.
8. Атомная энергия. – Т. 91. – Вып. 6. – 2001. – С. 453–458.
9. Атомная техника за рубежом. – 2001. – № 1. – С. 24–27.
10. Скиба О.В., Маершин А.А., Бычков А.В. и др. Опыт ГНЦ РФ НИИАР по изготовлению МОХ-топлива: материалы Международной конференции «Ядерное топливо для человечества». – Электросталь, октябрь 1998. – М.: Ядерное общество России, 1999. – С. 348–367.
11. Цикунов А.Г., Матвеев В.И., Черный В.А. Денатурация экс-оружейного плутония: материалы Международной конференции «Ядерное топливо для человечества». – Электросталь, октябрь 1998. – М.: Ядерное общество России, 1999. – С. 767–774.
12. Атомная техника за рубежом. – 2001. – № 8. – С. 25–27.
13. Егоров Н.Н., Кудрявцев Е.Г., Чебечков А.Н. Международное сотрудничество в области обращения с избыточным оружейным плутонием: материалы Международной конференции «Ядерное топливо для человечества». – Электросталь, октябрь 1998. – М.: Ядерное общество России, 1999. – С. 246–263.
14. Дьяков А.С., Шаров Е.И. Экономика утилизации оружейного плутония в ядерных реакторах / Центр по изучению проблем разоружения, энергетики и экологии при МФТИ, 1998.
15. http://www.antiatom.ru/ июнь, 2002.

9. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЯДЕРНО-ТОПЛИВНЫХ ЦИКЛОВ

Конкурентоспособность АЭС на рынке поставщиков электроэнергии во многом определяется эффективностью использования ядерного топлива. Необходимо выделить две тесно взаимосвязанные составляющие эффективности использования топлива: первая – оптимизация топливного цикла, вторая – обеспечение безопасности АЭС. В ряде случаев необходимым условием снижения затрат в топливном цикле могут быть дополнительные затраты на обеспечение безопасности процесса производства электроэнергии.

Основной принцип повышения экономичности использования ядерного топлива в существующих ВВЭР заключается в уменьшении потерь нейтронов в результате утечки из реактора, поглощения их в теплоносителе, в конструкционных материалах активной зоны и поглотителях, применяемых для компенсации запаса реактивности.

В настоящее время реакторы ВВЭР работают в открытом топливном цикле. В этих условиях главной задачей является снижение расхода урана за счет увеличения глубины выгорания каждой топливной сборки и наиболее полного использования делящихся изотопов, как исходных, так и образовавшихся в процессе работы реактора.

9.1. Направления совершенствования топливного цикла

С начала 80-х годов на АЭС с реакторами ВВЭР проводятся работы по усовершенствованию топливного цикла. Основными направлениями повышения экономичности использования ядерного топлива и повышения безопасности его эксплуатации являются:

- увеличение числа частичных перегрузок и перестановок за компанию топлива;
- снижение утечки нейтронов через радиальный отражатель;
- использование ТВС СУЗ повышенного обогащения;
- увеличение обогащения и его профилирование по кассете;
- использование выгорающих поглотителей в топливной матрице;
- использование кассет с регенератом урана.

Совершенствование режима перегрузок топлива – наиболее доступный путь снижения затрат на топливо в условиях действующей АЭС.

В реакторах ВВЭР для компенсации запаса реактивности на выгорание используется жидкий поглотитель, растворенный в теплоносителе. *Увеличение числа частичных перегрузок топлива* уменьшает компенсируемый запас реактивности и снижает потери нейтронов в поглотителе. Пределом является минимальный компенсируемый запас реактивности при непрерывной замене твэлов, достигших максимально допустимой глубины выгорания. Практическая реализация этой цели в реакторах ВВЭР – периодическая частичная перегрузка. При заданных геометрии реактора, конструкции тепловыделяющей сборки, способе компоновки активной зоны эффективность использования ядерного топлива зависит от начального обогащения, длительности интервалов между перегрузками и числа частичных перегрузок. Техническая сложность проведения перегрузки ВВЭР, условия работы АЭС в энергосистеме, трудности обеспечения приемлемых коэффициентов неравномерности энерговыделения и условия непревышения допустимой глубины выгорания топлива накладывают дополнительные ограничения на режим перегрузок. Сохранение годового интервала между перегрузками при увеличении кратности перегрузок возможно за счет *повышения обогащения топлива подпитки.*

Снижение затрат АЭС на переработку выгоревшего топлива за счет уменьшения количества ежегодно выгружаемых кассет также является аргументом для увеличения кратности перегрузок при одновременном повышении обогащения топлива.

Совершенствование компоновки активной зоны. Снизить утечку нейтронов можно и за счет размещения на периферии активной зоны кассет с пониженным, по сравнению с проектом, обогащением или кассет с естественным ураном, однако в условиях открытого топливного цикла такая установка неэффективна. Более простой способ снижения утечки нейтронов – *размещение на периферии активной зоны выгоревших кассет.*

В последнее время важным фактором, влияющим на формирование топливных загрузок, становится сложное финансовое положение, которое заставляет использовать дополнительные резервы для повышения эффективности использования топлива, такие как *повторное использование кассет, ранее выгруженных из активной зоны, и промежуточные перестановки топлива* (в процессе промежу-

точной перестановки топлива в середине топливного цикла проводится перестановка всех наиболее выгоревших кассет на периферию активной зоны, а частично выгоревших – в центр, что позволяет дополнительно увеличить длительность цикла в среднем на 50 эфф. сут).

Совершенствование конструкции топливной сборки. На этапе конструирования выбираются *оптимальные размеры, геометрия и обогащение топливной решетки.* Положение минимума топливной составляющей стоимости электроэнергии, в зависимости от глубины выгорания и обогащения топлива, определяется соотношением стоимости процессов добычи природного урана, обогащения топлива, изготовления твэлов и химической переработки выгоревшего топлива. Оптимальное обогащение топлива для реакторов типа ВВЭР, как с учетом химической переработки, так и без учета ее, должно быть в пределах 4–5 %. Следовательно, одним из путей улучшения использования урана является *увеличение обогащения кассет* до оптимального.

Уменьшения потерь нейтронов можно добиться, применяя *конструкционные материалы с меньшим сечением поглощения*. В существующих реакторах ВВЭР для дистанционирования пучка твэлов ранее использовались решетки из нержавеющей стали. Однако, исходя из условий эксплуатации твэлов, стала возможна замена стальных решеток на циркониевые, что снизило расход природного урана.

Повышение эксплуатационных характеристик кассет и их надежности является необходимым условием для выбора оптимального режима использования топлива. Достигаемая глубина выгорания зависит не только от обогащения топлива, но и от *совершенствования технологии производства твэлов*, их надежности в условиях эксплуатации.

9.2. Этапы модернизации топливных циклов, реализованные на ВВЭР-440

9.2.1. Топливные циклы на базе рабочих кассет с обогащением 3,6 %

Проектный топливный цикл серийного ВВЭР-440, в активной зоне которого находится 312 рабочих кассет и 37 ТВС, предполагает использование рабочих кассет с обогащением урана 2,4 % и 3,6 % с ежегодной заменой примерно 1/3 из них. При нечетных перегрузках в реактор загружается 12, при четных – 13 ТВС с обогащением 2,4 %. Центральная ТВС находится в активной зоне два года, остальные –

три. Длительность работы реактора между перегрузками топлива в стационарном режиме составляет 280–290 эфф. суток.

Проектная компоновка активной зоны предусматривает размещение свежего топлива на периферии, а частично выгоревшего – во внутренней области активной зоны. Схема перемещения топлива от периферии к центру позволяет получить минимальный коэффициент неравномерности энерговыделения кассет по активной зоне реактора, но приводит к значительным потерям нейтронов (за счет их утечки) и повышенному воздействию потока быстрых нейтронов на корпус реактора.

В подобном режиме реакторы 1, 2, 3-х блоков Кольской АЭС работали несколько топливных циклов в начальный период эксплуатации. Проектный топливный цикл является исходной точкой, от которой начинается процесс оптимизации использования топлива.

Повышение обогащения ТВС до 3,6 %. С учетом требований диспетчерского графика нагрузки АЭС в энергосистеме и запланированных сроков ремонта оборудования часто бывает необходимо обеспечить более длительную работу энергоблока, чем это предусмотрено в проектном топливном цикле. В этом случае для сохранения годового интервала работы реактора между перегрузками, при высоком коэффициенте использования установленной мощности, необходимо увеличивать энергоемкость топливных загрузок.

Для повышения энергоемкости загрузки можно увеличить число перегружаемых кассет, но при этом приходится осознанно уменьшать глубину выгорания выгружаемого топлива, т. е. выгружать наряду с максимально выгоревшим топливом некоторое число топливных кассет, не достигших проектной глубины выгорания. Более целесообразно использовать в качестве топлива подпитки рабочие кассеты и ТВС только с обогащением 3,6 %. Для Кольской АЭС в 1979 году была изготовлена опытная партия топливных частей кассет СУЗ с обогащением 3,6 %. Их эксплуатация началась в пятом топливном цикле первого блока. Подпитка реактора была проведена рабочими кассетами с обогащением 3,6 %. В подпитке наряду с ТВС с обогащением 2,4 % (6 шт.) использовались экспериментальные ТВС с обогащением 3,6 % (7 шт.).

При переходе на подпитку ТВС СУЗ, только с повышенным обогащением, необходимо было учесть ряд особенностей нейтронно-физических характеристик и распределения энерговыделения в активной зоне. Расположенная в регулирующей группе ТВС имеет в нижней части значительно меньшее выгорание, так как в рабочем

положении находится вне активной зоны. За счет этого дифференциальная эффективность группы в конце топливного цикла значительно возрастает. Эффект увеличивается при нахождении в регулирующей группе свежих ТВС с обогащением 3,6 %. Для обеспечения работоспособности ТВС и снижения дифференциальной эффективности регулирующей группы в конце топливного цикла было принято решение свежие ТВС в регулирующую группу не устанавливать, а срок нахождения ТВС (2-го или 3-го года эксплуатации) в регулирующей группе ограничить одним годом.

Расчетами определено, что повышение обогащения ТВС вызывает перераспределение энерговыделения в активной зоне, поэтому проектная схема подпитки ТВС была изменена. Для выравнивания поля энерговыделения свежие ТВС с обогащением 3,6 % устанавливаются наиболее близко к периферии активной зоны. При этом шесть ТВС второго года эксплуатируются в регулирующей группе. В третий год они находятся в центре активной зоны, а шесть наиболее выгоревших ТВС – на периферии.

По мере накопления опыта эксплуатации ТВС оказалось возможным в последующих топливных циклах отказаться от использования ТВС с обогащением 2,4 % в центральной ячейке. Вместо нее применяется одна из шести ТВС, эксплуатировавшихся 3 топливных цикла, не работавшая ранее в регулирующей группе.

Положительный опыт эксплуатации позволил перейти на всех блоках Кольской АЭС на подпитку ТВС только с обогащением 3,6 %. Разработанная схема движения ТВС оказалась устойчивой и оптимальной и используется в настоящее время на всех энергоблоках Кольской АЭС.

Четырехлетний цикл на базе рабочих кассет с обогащением 3,6 %. Как было отмечено выше, одним из путей повышения эффективности использования топлива является увеличение числа частичных перегрузок реактора с одновременным увеличением полной кампании ядерного топлива. При этом увеличение длительности кампании ядерного топлива не должно снижать надежности твэлов. Для достижения этой цели целесообразно было отказаться от комбинированной проектной подпитки активной зоны рабочими кассетами с 2,4 и 3,6%-м обогащением, используя в партии подпитки рабочие кассеты и ТВС только с обогащением 3,6 %.

Первые данные о надежности твэлов при выгорании выше проектного были получены в результате экспериментальной эксплуатации реактора первого блока на мощностном эффекте реактивности в конце

топливного цикла за счет использования отрицательного температурного и мощностного эффектов реактивности. При этом длительность эксплуатации РК с обогащением 3,6 % составила 1 042 эфф. сут, а средняя глубина их выгорания достигла 34,3 МВт·сут/кг. В последнем для этих сборок топливном цикле суммарная осколочная активность теплоносителя при работе реактора свидетельствовала об удовлетворительном состоянии кассет, что было подтверждено при контроле герметичности оболочек твэлов на остановленном реакторе.

Расчетными исследованиями были конкретизированы количественные параметры способа организации топливного цикла и установлено, что для интенсификации режима использования топлива на АЭС с ВВЭР-440 целесообразно увеличить число частичных перегрузок реактора с трех до четырех при уменьшении числа перегружаемых РК от 102 до 78. При этом расчетная длительность топливного цикла уменьшилась до ~255 эфф. суток. Такой режим использования топлива позволяет увеличить глубину выгорания выгружаемого топлива на 13,3 %, по сравнению с проектной, уменьшить топливную составляющую себестоимости электроэнергии, расход природного урана и количество разделительных работ во внешнем топливном цикле.

Учитывая экспериментальный характер планируемого режима, работы по переводу энергоблоков Кольской АЭС на режим использования топлива с четырьмя частичными перегрузками проводили в три этапа.

На первом этапе были созданы предпосылки для комплектации группы рабочих кассет с максимальными размножающими свойствами, которые останутся в активной зоне на четвертый топливный цикл. Их число должно было позволить, в случае возникновения условий, препятствующих продолжению эксперимента, возвратиться к проектному режиму использования топлива без ухудшения экономических показателей блока, а именно без преждевременной выгрузки кассет, не достигших проектной глубины выгорания.

На втором этапе число кассет с 4-цикловым ресурсом оставалось постоянным. Основной целью этого этапа являлось накопление экспериментальных данных о надежности РК, эксплуатируемых в активной зоне реактора в течение четырех топливных циклов, герметичности их оболочек, об изменении осколочной активности теплоносителя на разных уровнях мощности, о достигнутой глубине выгорания как для всей рассматриваемой группы, так и для отдельных РК.

После получения положительных результатов второго этапа, *на третьем, завершающем*, этапе число кассет подпитки уменьшили до 78 шт. и реактор вывели в режим использования топлива с четырьмя частичными перегрузками за кампанию.

Из-за ограничений свободы выбора энергоемкости вновь формируемой топливной загрузки реактора, продиктованных условиями эксплуатации АЭС в энергетической системе, выход на четырехгодичную кампанию топлива на первом энергоблоке Кольской АЭС осуществлялся постепенно. В каждую последующую перегрузку число кассет, вновь загружаемых в активную зону реактора, выбирали так, чтобы была обеспечена плановая энергоемкость этих перегрузок в конкретном топливном цикле и сохранялась тенденция роста числа кассет, проработавших четыре цикла. В восьмом топливном цикле реактора блока 1 была достигнута конечная цель *третьего этапа* промышленного освоения режима использования топлива с четырьмя частичными перегрузками за кампанию: кассеты подпитки составили четвертую часть от их общего числа в активной зоне, а число РК, проработавших четыре цикла, возросло до 60.

По мере накопления в активной зоне реактора РК, остающихся на четвертый год эксплуатации, и приближения к режиму использования топлива с четырьмя частичными перегрузками за кампанию топлива различие в глубине выгорания группы РК четырех лет эксплуатации уменьшилось. Средняя глубина выгорания выгружаемого топлива от цикла к циклу возрастала и достигала в стационарном режиме 37,8 МВт·сут/кг, превысив проектное значение этой характеристики на 17 %. Максимальная глубина выгорания кассет с обогащением урана 3,6 %, зафиксированная в промышленном эксперименте, составила 38 МВт·сут/кг.

Переход к топливному циклу с четырьмя частичными перегрузками с использованием РК с обогащением 3,6 % не позволяет сохранить годовой интервал между перегрузками из-за снижения энергоемкости топливной загрузки. Обеспечение годового интервала при сохранении кратности перегрузки возможно за счет повышения обогащения топлива подпитки. В результате описанного промышленного эксперимента получены предпосылки по переводу реакторов ВВЭР-440 в режим использования топлива с обогащением выше проектного значения.

В настоящее время на Кольской АЭС большая часть рабочих кассет с обогащением 3,6 % работает в режиме четырех перегрузок за кампанию топлива. В качестве свежих применяются исключительно кассеты с обогащением 3,6 %.

Модернизированный цикл с размещением выгоревших кассет на периферии. Одним из способов снижения расхода ядерного топлива является уменьшение утечки нейтронов из реактора путем размещения в периферийных ячейках активной зоны выгоревших топливных кассет. Применение такой схемы перегрузки позволяет также снизить поток быстрых нейтронов на корпус реактора. Предельным случаем, имеющим минимум топливных затрат, является стационарный топливный цикл с минимальной долей перегружаемого топлива максимального обогащения и загрузкой всей периферии активной зоны наиболее выгоревшими кассетами.

Вариантные расчеты показали, что для реактора ВВЭР-440 существует оптимальное количество выгоревших кассет, загружаемых в периферийный ряд активной зоны, – 24 шт. При этом обеспечивается максимальная экранируемая площадь боковой поверхности реактора при минимальном количестве периферийных выгоревших кассет. При таком способе размещения топлива возможно перераспределить поле энерговыделения в реакторе таким образом, чтобы увеличить нейтронный поток в центре активной зоны и уменьшить его на периферии, не допуская при этом увеличения тепловых нагрузок на твэлы до предельных значений.

Указанный способ на Кольской АЭС впервые внедрен на втором блоке в 1983 году. Рациональное размещение топливных кассет в активной зоне реактора позволило дополнительно выработать за год более 280 млн кВт·ч электроэнергии на одном блоке за счет экономии топливных ресурсов. Размещение выгоревшего топлива на периферии усложняет подбор схемы перестановки, обеспечивающей выполнение требований по неравномерности энерговыделения, что ограничивает возможности использования данного метода. Точность расчетной методики во многом определяет возможности компоновки активной зоны, качество выбора топливной загрузки. Первоначально применяемые расчетные программы БИПР-5 и «Шестигранник» имели недостаточную точность описания распределения поля энерговыделений для топливных загрузок с уменьшенной утечкой нейтронов. Следствием применения программ БИПР-5 и «Шестигранник», дающих консервативную оценку максимального энерговыделения в активной зоне, являлось ограничение количества выгоревших кассет на периферии до 24–36 шт. При этом для оптимизации поля энерговыделения вынужденно применялось профилирование активной зоны свежими рабочими кассетами с пониженным обогащением – 2,4 %, что снижало экономическую эффективность топливного цикла.

Применение более совершенных расчетных программ БИПР-7 и ПЕРМАК позволило увеличить количество выгоревших РК на периферии и использовать в подпитке только кассеты с обогащением 3,6 %. При сохранении длительности топливного цикла увеличение количества выгоревших РК на периферии возможно до определенного предела, определяемого энергонапряженностью свежих РК в центре активной зоны. Первоначально применялась зонная компоновка свежего топлива в реакторе, как наиболее опробованная. По мере совершенствования расчетных методик стало возможным размещение свежих кассет в центре активной зоны произвольным образом, что позволило выбирать количество кассет подпитки в более широких пределах и увеличить глубину выгорания выгружаемых.

Размещение выгоревшего топлива на периферии может быть использовано для регулирования энергоемкости топливной загрузки и глубины выгорания выгружаемого топлива при фиксированном составе подпитки. Диапазон изменения длительности кампании составляет около 50–70 эфф. сут, что позволяет более оптимально планировать топливный цикл и сроки планово-предупредительных ремонтов. С целью увеличения глубины выгорания в выгружаемом топливе на периферию следует устанавливать РК предпоследнего года эксплуатации, а для ограничения глубины выгорания и обеспечения пределов по глубине выгорания целесообразна установка на периферию выгоревших РК последнего года.

В настоящее время режим перегрузки топлива с установкой выгоревших кассет на периферию активной зоны используется на всех энергоблоках Кольской АЭС. Особенно актуален указанный метод для энергоблоков первой очереди, так как позволяет дополнительно снизить поток быстрых нейтронов на критические элементы корпуса реактора.

Экономический выигрыш от улучшения использования топлива при переходе на новую схему перегрузки наиболее ощутим в первую кампанию и составляет до 10 % и более (в зависимости от количества выгоревших РК на периферии). В стационарном топливном цикле с периферией из выгоревших кассет эффект менее заметен (до 3 %).

9.2.2. Топливные циклы на базе рабочих кассет с повышенным обогащением

Значительный опыт, накопленный при эксплуатации реакторов ВВЭР-440 в режиме четырехлетнего топливного цикла с подпиткой РК с обогащением 3,6 %, поставил вопрос об организации для этих энергоблоков улучшенного режима топливоиспользования. Экономические оценки, в которых учитываются стоимость свежих кассет подпитки, расходы на хранение и последующую переработку отработавших кассет, показывают возможность снижения затрат при переходе на четырехлетний и пятилетний топливные циклы. При этом для обеспечения проектной (и выше) энергоемкости топливных загрузок при меньшем, чем по проекту, количестве свежих кассет подпитки, очевидно, требуется повышение обогащения.

Оптимум обогащения находится в интервале 4–5 %. На момент внедрения нового топливного цикла уже существовала отработанная технология производства твэлов с обогащением 4,4 % для реакторов ВВЭР-1000, что и послужило основной причиной выбора величины обогащения РК для ВВЭР-440.

Для внедрения в эксплуатацию новых режимов, связанных с применением топлива повышенного обогащения, необходимо проведение комплекса работ, включающих оценку экономической эффективности, разработку специальных мер по обеспечению ядерной безопасности, экспериментальную проверку и корректировку расчетных методик, обоснование безопасности для нормальных условий эксплуатации и для проектных аварий.

Четырехлетний цикл на базе рабочих кассет с обогащением 4,4 %. Для обеспечения ядерной безопасности, при обращении со свежими РК с повышенным обогащением, проведении перегрузок, при пусковых операциях, выводе реактора на минимально контролируемый уровень мощности, были разработаны *дополнительные, по сравнению с проектом, меры по обеспечению ядерной безопасности.*

Основной мерой обеспечения ядерной безопасности при хранении свежего топлива в чехлах либо стеллажах является выбор шага их размещения, обеспечивающего подкритичность системы не менее 0,05 при возможных аварийных ситуациях.

При проектной схеме движения РК подпитки устанавливают в неплотные чехлы в узле свежего топлива, переносят и устанавливают под слоем воды в бассейне выдержки. При проектировании АЭС

в качестве нормальных условий рассматривалось отсутствие воды в УСТ и залив БВ водой с концентрацией жидкого поглотителя 12 г H_3BO_3/кг H_2O, а в качестве аварийных условий – залив УСТ и БВ водой нормальной плотности без жидкого поглотителя.

Как показывают результаты расчета, при аварийном заполнении УСТ и БВ чистой водой при проектном шаге подкритичность решеток со свежими РК с обогащением 4,4 % меньше регламентированной. Поэтому необходимы дополнительные меры обеспечения безопасности. В качестве одной из них принята разреженная схема размещения свежих РК в чехлах и стеллажах. Заполнение промежуточных рядов стеллажей БВ, например при аварийной выгрузке активной зоны, может осуществляться кассетами проектного ряда обогащений либо РК с обогащением 4,4 % второго, третьего и четвертого года эксплуатации.

С точки зрения современной концепции обеспечения безопасности, при хранении и обращении с РК необходимо дополнительно учитывать влияние плотности замедляющей среды на изменение подкритичности системы. Расчетным путем была определена зависимость коэффициента размножения исследуемых решеток, расположенных в воде, от ее плотности. Предполагалось, что плотность воды меняется одновременно внутри и вне РК. Это дает более жесткие условия обеспечения безопасности, чем в случае уменьшения плотности только внутри РК. Расчеты показывают, что при размещении свежих РК с обогащением 4,4 % в штатной решетке УСТ или БВ с чистой водой (плотностью меньше 0,6–0,7 г/см^3) возможно достижение критического состояния. Необходимо введение в систему жидкого поглотителя, чтобы в случае реализации проектного заполнения чехлов и стеллажей РК с обогащением 4,4 % обеспечивалась регламентированная подкритичность.

Для определения условий обеспечения регламентированной подкритичности принят консервативный набор исходных параметров: шаг размещения РК – 200 мм, концентрация борной кислоты – 10 г/кг. При этом регламентированная подкритичность решетки из свежих РК с обогащением 4,4 % с проектным шагом размещения обеспечивается при уменьшении плотности водяной среды, вплоть до ~0,5 г/см^3.

Таким образом, заложенные в проекте технические решения и характеристики оборудования, а также режимы эксплуатации систем хранения отработанного топлива должны удовлетворять следующим требованиям: концентрация борной кислоты в воде – не менее 10 г/кг; гомогенное распределение борной кислоты в БВ и ис-

ключение возможности уменьшения плотности воды внутри и вне кассет – ниже 0,5 г/см^3.

Обеспечение ядерной безопасности при перегрузке реактора гарантируется созданием надежной подкритичности активной зоны. В ВВЭР реактивность перегружаемого реактора компенсируется раствором борной кислоты. При проектном режиме перегрузки ВВЭР-440 концентрация борной кислоты в воде 1-го контура и бассейна перегрузки поддерживается не менее 12 г/кг.

При увеличении среднего обогащения урана в активной зоне эффективность борной кислоты снижается, по сравнению со стационарным трехгодичным циклом топливоиспользования. Расчетная концентрация жидкого поглотителя, обеспечивающая регламентированную подкритичность сформированной топливной загрузки, составляет не менее 13,28 г/кг. С учетом погрешности расчетной методики (±5 % в значении концентрации поглотителя) и экспериментальной погрешности измерения при консервативном подходе эта концентрация борной кислоты была принята равной 16 г/кг.

При эксплуатации проектных топливных загрузок **вывод реактора на МКУ** осуществляется после разогрева первого контура до 190 °С. Для сформированной топливной загрузки с новыми РК расчетами было установлено, что для начала топливного цикла при температуре до 220 °С значение коэффициента реактивности по температуре теплоносителя (с учетом изменения плотности) положительно. Консервативный учет погрешности расчета и ошибки измерения температуры теплоносителя увеличивают граничную температуру до 235–236 °С. Поэтому пусковая температура выбрана в диапазоне 235–260 °С, в котором верхний предел определяется технологическими характеристиками реакторной установки.

При выходе в стационарный режим топливоиспользования от загрузки к загрузке происходит изменение нейтронно-физических параметров активных зон. Расчетное прогнозирование позволяет отслеживать эти изменения и, если необходимо, *корректировать эксплуатационные характеристики*. Для загрузки, в составе которой впервые использовалось топливо повышенного, по сравнению с проектом, обогащения, некоторые эксплуатационные характеристики, обеспечивающие безопасность, выбирались заведомо консервативно. Однако такой подход к решению задач обеспечения безопасности, усложняющей ведение технологических режимов, оправдан только экспериментальным характером загрузки. По мере накопления опыта и подтверждения эффективности применяемых расчет-

ных моделей возможен переход к менее консервативным параметрам, которые, при достаточном уровне безопасности, обеспечивают более экономичный режим эксплуатации РУ.

Расчетная динамика изменения максимальных запасов реактивности реактора с новыми топливными загрузками при выходе в четырехлетний режим топливоиспользования позволяет определить оптимальное значение концентрации борной кислоты, обеспечивающей регламентированную подкритичность неработающего реактора. Это значение, с учетом экспериментальных и расчетных погрешностей для топливных загрузок с длительностью цикла 350–380 эфф. сут, может быть принято равным 14 г/кг, что более приемлемо для реализации водно-химического режима первого контура и снижения эксплуатационных затрат на дорогостоящую борную кислоту.

С точки зрения сокращения времени на пуск блока вывод реактора на МКУ предпочтителен при более низких значениях температуры теплоносителя первого контура. Снижение *температуры выхода на МКУ* может быть обеспечено путем уменьшения пусковой концентрации жидкого поглотителя за счет перекомпенсации части запаса реактивности управляющей группой СУЗ. Для каждой последующей загрузки вопрос о минимальной пусковой температуре следует рассматривать индивидуально, выбирая такую совокупность пусковых параметров, при которой температурный коэффициент реактивности отрицателен.

Таким образом, решения, заложенные в проекте, а также ряд дополнительных мероприятий обеспечивают безопасность АЭС и реакторной установки при использовании загрузок с топливом повышенного обогащения. Корректировка некоторых эксплуатационных параметров (значения концентрации H_3BO_3, положения регулирующей группы, температуры теплоносителя при выходе на МКУ) не приводит к существенному изменению основных технологических процессов, предусмотренных проектом.

Комплекс расчетных исследований в обоснование применения топлива повышенного обогащения проведен РНЦ «Курчатовский институт». Для новых РК с повышенным (до 4,4 %) обогащением и для РК со стандартным обогащением (1,6, 2,4, 3,6 %) выполнены расчеты констант для программ нейтронно-физических расчетов БИПР-5 (расчет по программе УНИРАСОС) и БИПР-7 (расчет по программе «Кассета»). Основное внимание уделялось точности описания поля энерговыделения в активной зоне реактора и определения длительности топливного цикла.

Для верификации нового константного обеспечения была выполнена серия расчетов проектного режима работы реактора в предшествующих топливных загрузках. Расчет глубины выгорания проводился для дискретных интервалов времени, в пределах которых все характеристики реактора полагались неизменными. Величины временных интервалов и значения мощности, подогрева, средней температуры теплоносителя, положения органов регулирования определялись усреднением эксплуатационных данных. Расчетная высота регулирующей группы СУЗ выбиралась в пределах расчетной сетки наиболее близкой к реальной. Для моментов топливных циклов, имеющих экспериментальные поля энерговыделения, проводилось сравнение эксперимента и расчета. Получено хорошее совпадение расчетных и экспериментальных полей энерговыделения для топливных циклов с использованием топлива проектного обогащения. На основании проведенных расчетов можно утверждать, что новое константное обеспечение дает достаточную точность описания топливных загрузок проектной номенклатуры кассет и может быть использовано для прогнозных расчетов опытной топливной загрузки.

На основе данных, полученных в имитационных расчетах выгорания с использованием нового константного обеспечения, была выбрана 5-я топливная загрузка третьего блока Кольской АЭС и выполнены *предварительные расчеты переходных топливных загрузок и стационарного топливного цикла*. В процессе опытно-промышленной эксплуатации для получения стационарных характеристик топливного цикла была принята ежегодная подпитка 78 РК с обогащением 4,4 % и 12 ТВС преимущественно с обогащением 3,6 %. Первоначально для замены центральной ТВС применялись свежие кассеты с обогащением 2,4 %, впоследствии для этого использовалась ТВС с обогащением 3,6 % четвертого года эксплуатации.

В 1985 году на третьем блоке Кольской АЭС был начат **промышленный эксперимент** по переходу на четырехгодичный цикл с топливом подпитки повышенного обогащения. Впервые 78 кассет с обогащением 4,4 % были загружены на периферию активной зоны при формировании 5-й топливной загрузки реактора третьего блока. С учетом ожидаемого более глубокого выгорания топлива твэлы были впервые наполнены гелием с давлением 0,5 МПа, по сравнению с 0,1 МПа в твэлах штатных РК, что позволило снизить температуру топливных таблеток.

Введение в топливный цикл новых РК оказывает влияние на физические характеристики активной зоны реактора, и их расчетные значения требуют экспериментального подтверждения. Поэтому началу эксплуатации пятой загрузки предшествовала обширная *программа физических экспериментов*, подтвердившая, что прогнозируемые характеристики реактора соответствуют проектным пределам. Опыты проводили на минимально контролируемом уровне мощности и на уровнях 50, 90, 100 % от номинальной мощности. При этом исследовались основные нейтронно-физические характеристики реактора: эффективность органов СУЗ и жидкого поглотителя, температурный и мощностной коэффициенты реактивности, критическая концентрация борной кислоты и коэффициенты неравномерности энерговыделения.

Так как энергоемкость сформированных загрузок была довольно велика, эксперименты по исследованию *температурного коэффициента реактивности на МКУ* имели особое значение. Результаты измерений температурного коэффициента реактивности на МКУ подтвердили точность применяемой расчетной методики и соответствовали критериям успешности испытаний.

В экспериментах наблюдалось значительное снижение *эффективности борной кислоты*. По абсолютной величине дифференциальная эффективность борной кислоты снижается более чем на 25 %, по сравнению с ее значением для проектного режима перегрузок. Уменьшение эффективности борной кислоты ухудшает маневренные характеристики реактора из-за меньшей скорости изменения реактивности при вводе или выводе борного раствора для компенсации реактивности, но благоприятно влияет на безопасность в ситуациях с непреднамеренным разбавлением борсодержащего теплоносителя чистой водой. В то же время этот факт в сочетании с возрастанием энергоемкости загрузок приводит к необходимости увеличения стояночной концентрации борной кислоты. Кроме того, увеличение энергоемкости загрузок с кассетами 4,4 % и уменьшение эффективности борной кислоты обусловливают большее, по сравнению с проектом, значение критической концентрации борной кислоты, что требует ограничения температуры вывода реактора на МКУ. Учитывая экспериментальный характер загрузок, эти величины были выбраны заведомо консервативно. Так, в качестве пусковой определена максимальная температура теплоносителя (260 °С), обеспечиваемая технологией разогрева первого контура без использования мощности активной зоны, а в качестве стояночной концен-

трации борной кислоты (16 г/кг) – верхняя граница допустимого диапазона, регламентируемого нормами водно-химического режима 1-го контура.

В ходе освоения проектной мощности изучалось *распределение энерговыделения* в объеме активной зоны и его изменение при перемещении управляющей группы СУЗ в пределах проектного регулировочного диапазона (100–200 см). Измерения выполнялись с помощью штатной системы внутриреакторного контроля «Гиндукуш» и управляющей вычислительной системы «Комплекс “Уран-2”». Сопоставление расчетных и экспериментальных данных показало, что расчет систематически занижает относительную мощность сборок с обогащением топлива 4,4 %. Наибольшее отклонение наблюдается в РК на границе с отражателем. Этот эффект проявлялся в течение всего цикла выгорания.

На мощности 50 % от номинальной была испытана *способность реакторной установки к саморегулированию* при выведенных из работы регуляторах мощности реактора, давления пара перед турбиной и давления в первом контуре. В серии из трех опытов возмущения вносили как изменением положения регулирующих клапанов турбины, так и перемещением управляющей группы СУЗ, изменением расхода теплоносителя первого контура. Данные опыты преследовали еще одну цель: определение коэффициента реактивности по температуре теплоносителя и мощностного коэффициента реактивности при работе реактора на энергетическом уровне мощности. Для этого решали систему двух независимых уравнений баланса реактивности в исходном и конечном установившихся состояниях реакторной установки. Экспериментами установлено, что процесс стабилизации параметров реакторной установки после внесения возмущения носит апериодический характер и длится примерно 5–6 мин. Знак и абсолютная величина мощностного коэффициента реактивности обеспечивают для данного типа топливной загрузки хорошую способность реакторной установки к саморегулированию в пределах изменения мощности ±10 % от номинальной.

Как упоминалось выше, в процессе *опытно-промышленной эксплуатации перевод реактора в стационарный топливный цикл* осуществлен ежегодной подпиткой 78 РК с обогащением 4,4 % и 12 ТВС с обогащением 3,6 %. При этом предварительные расчеты переходных топливных загрузок показали, что первые загрузки будут иметь значительную (до 380 эфф. сут) энергоемкость. По условиям работы АЭС в энергосистеме это приведет к преждевременно-

му останову реактора до исчерпания запаса реактивности и снижению эффективности использования топлива. Чтобы уменьшить эти последствия, 4-я топливная загрузка третьего блока Кольской АЭС, предшествовавшая переходным загрузкам, была скомпонована с размещением 36 выгоревших рабочих кассет на периферии активной зоны. Это позволило достичь большей глубины выгорания топлива, остающегося в активной зоне, и тем самым снизить запас реактивности 1-й переходной топливной загрузки.

При формировании 1-й переходной топливной загрузки, для обеспечения допустимых коэффициентов неравномерности энерговыделения, в активную зону реактора дополнительно были загружены 18 рабочих кассет с обогащением 2,4 %, а также заменена 31 шт. ТВС. Для выравнивания поля энерговыделения была проведена оптимизация профиля энерговыделения. Целевая функция была задана таким образом, чтобы обеспечить неравномерность энерговыделения в допустимых пределах, при этом максимум покассетного энерговыделения находился в свежей топливной сборке. Это обеспечивало быстрое снижение максимального коэффициента неравномерности в начале топливного цикла за счет отравления ксеноном и самарием. В последующих переходных загрузках использовался тот же принцип формирования активной зоны.

Для 1-й переходной загрузки получено удовлетворительное совпадение результатов физических экспериментов с расчетными характеристиками активной зоны. В процессе эксплуатации этой загрузки не было выявлено каких-либо отклонений технологических параметров от проектных и дополнительных ограничений на эксплуатационные режимы. Успешная эксплуатация 5-й топливной загрузки позволила при формировании 6-й загрузки ввести в реактор 78 РК с обогащением 4,4 % и 12 ТВС с обогащением 3,6 % и, таким образом, продолжить перевод третьего блока Кольской АЭС в режим четырехгодичной кампании с топливом подпитки повышенного обогащения.

По условиям эксплуатации в энергосистеме 1-я переходная топливная загрузка отработала лишь 245 эфф. сут при запасе реактивности 320 эфф. сут. Поэтому при формировании следующей топливной загрузки имели место те же самые трудности. Тем не менее удалось сохранить запланированную подпитку в переходных топливных загрузках.

Положительные результаты КГО РК с обогащением 4,4 %, отработавших в активной зоне три года, по окончании 3-й переходной топливной загрузки позволили продолжить промышленный экспе-

римент. Негерметичных кассет не обнаружено, средняя удельная активность радионуклида I-131 в пробе составила $1{,}3 \cdot 10^{-6}$ Ku/кг, что не превышает предельного значения $1 \cdot 10^{-4}$ Ku/кг. О высокой степени герметичности РК свидетельствуют и результаты КГО на работающем реакторе в течение 3-го переходного цикла: суммарная удельная осколочная активность воды первого контура через 2 часа после отбора пробы не превышала $2 \cdot 10^{-5}$ Ku/кг.

Послереакторные испытания РК с обогащением 4,4 %, отработавшей в течение 4-х топливных циклов и имевшей среднюю глубину выгорания 46,2 МВт·сут/кг, подтвердили высокую надежность топлива повышенного обогащения.

В 1990 году была завершена четырехгодичная кампания топлива повышенного обогащения на третьем блоке Кольской АЭС.

Итоги промышленного эксперимента на Кольской АЭС подтвердили возможность перевода ВВЭР-440 в режим четырехгодичной кампании с топливом подпитки повышенного обогащения и выявили резерв повышения глубины выгорания путем эксплуатации части кассет в течение 5 лет.

Пятилетний цикл на базе рабочих кассет с обогащением 4,4 %. Длительность стационарного четырехлетнего топливного цикла составила ~326 эфф. сут. Практически это приводит к тому, что реактор на протяжении всего топливного цикла должен работать на номинальной мощности. Если по каким-либо причинам КИУМ окажется ниже, то время проведения перегрузки постепенно сдвинется на зимнее время, что крайне нежелательно из-за повышенного энергопотребления в энергосистеме в это время.

С этой точки зрения более целесообразно организовать пятигодичную кампанию части топлива с обогащением 4,4 %, при этом уменьшается количество свежих РК, идущих на подпитку, и уменьшается длительность топливного цикла. Кроме того, такой топливный цикл дает дополнительное увеличение глубины выгорания выгружаемого топлива. Очевидным преимуществом такого режима является повышение энерговыработки топлива, однако это сопряжено с необходимостью *обеспечения работоспособности топлива при глубоком выгорании*.

Для обоснования работоспособности *проведено расчетное моделирование состояния наиболее теплонапряженного твэла* с топливом с обогащением 4,4 %, эксплуатировавшегося в течение 1 567 эфф. сут в пятигодичной кампании. Для оценки надежности твэла был принят консервативный подход – рассмотрены наихудшие (в пределах допус-

ка) сочетания геометрических и технологических параметров. Расчеты показывают незначительный выход газообразных продуктов деления в топливную матрицу. К концу пятого года облучения максимальное давление газов, скопившихся под оболочкой, составит 3,5 МПа.

На первом этапе промышленного эксперимента по *переводу ВВЭР-440 на пятигодичную кампанию* топлива для подтверждения возможности эксплуатации РК с обогащением 4,4 % при формировании 9-й топливной загрузки третьего блока Кольской АЭС общее количество рабочих кассет подпитки было снижено до 66 шт. и 12 рабочих кассет было оставлено в активной зоне на пятый год эксплуатации.

Результаты проведенного расчетного моделирования поведения твэлов подтверждаются *измерениями активности теплоносителя первого контура и результатами КГО твэлов*. Суммарная удельная активность негазообразных продуктов деления в теплоносителе составила $(7{,}0;\ 7{,}5;\ 6{,}8)\cdot 10^{-5}$ Ku/кг и йода-131 $(17{,}0;\ 6{,}8;\ 6{,}2)\cdot 10^{-6}$ Ku/кг в начале, середине и конце топливного цикла, соответственно. Для ТВС, проработавших в реакторе 5 лет, средняя удельная активность йода-131 в пробе КГО равна $2{,}2\cdot 10^{-6}$ Ku/кг. Все проверенные РК были герметичны. Результаты послереакторных исследований состояния топлива, оболочек, чехлов показали, что твэлы и РК, проработавшие 5 лет, сохранили работоспособность. Экспериментальные и расчетные исследования дали основание утверждать, что твэлы и РК ВВЭР-440 имеют запас работоспособности при среднем (по РК) выгорании до 50 МВт·сут/кгU и могут эксплуатироваться до более глубокого выгорания.

Твэлы, снабженные топливом с обогащением 4,4 %, с исходным давлением гелия под оболочкой 0,5 МПа были рекомендованы к широкому применению в пятигодичной кампании на ВВЭР-440.

Успешное завершение первого этапа промышленного эксперимента создало предпосылки для его продолжения. В следующих загрузках доля перегружаемого топлива была также снижена до 66 рабочих кассет и 12 ТВС, а общее количество рабочих кассет 5-го года эксплуатации достигло 48 шт.

В 10-м топливном цикле 12 РК с обогащением 4,4 % и глубиной выгорания 42,2 МВт·сут/кгU, оставленные на пятый год эксплуатации, были установлены на периферию активной зоны. Размещение выгоревшего топлива на периферии в данном случае позволило обеспечить непревышение обоснованного предела по выгоранию и снизить нагрузку на твэл с большой глубиной выгорания. Расчетная длительность топливной загрузки составила 340 эфф. сут.

Максимальное среднее выгорание РК – 45,9 МВт·сут/кг U. В следующих топливных загрузках все рабочие кассеты пятого года эксплуатации устанавливались на периферию активной зоны, т. е. общее число выгоревших кассет на периферии активной зоны достигло 48 шт.

Размещение выгоревшего топлива на периферии позволило дополнительно улучшить экономические характеристики топливного цикла и сохранить годовой интервал между перегрузками, а также снизить тепловую нагрузку твэлов с высоким выгоранием и обеспечить непревышение допустимой глубины выгорания в РК с обогащением 4,4 % пятого года эксплуатации. Однако при такой компоновке существующие пределы по коэффициентам неравномерности энерговыделения часто не позволяют обеспечить номинальную мощность реактора в начале работы загрузки.

В 1999 году на третьем блоке был завершен переход на пятигодичную кампанию топлива с повышенным обогащением. Средняя глубина выгорания урана выгруженных РК с обогащением 4,4 % составила 49,1 МВт·сут/кг U, а максимальная в 12 РК – 51,4 МВт·сут/кг U. На конец 5-го года облучения среднее выгорание в наиболее теплонапряженном горизонтальном слое РК с обогащением 4,4 % топлива достигло 58,3 МВт·сут/кг U, а максимальная энерговыработка в сечении твэла – 65,2 МВт·сут/кг U.

Промышленный эксперимент подтвердил возможность достижения выгорания РК с обогащением 4,4 % более 50 МВт·сут/кг U. По результатам КГО на остановленном реакторе обнаружена только одна негерметичная РК с обогащением 4,4 % за весь период эксплуатации.

Пятилетний цикл на базе профилированных рабочих кассет с обогащением 4,21 % и 4,4 % с выгорающим поглотителем. Внедрение четырехлетнего и пятилетнего топливных циклов с РК с обогащением 4,4 % на третьем блоке Кольской АЭС, загрузок с частично уменьшенной утечкой нейтронов, развитие программ нейтронно-физических расчетов, повышение детальности анализа аварий позволили приступить к рассмотрению возможностей продолжения оптимизации топливоиспользования и внедрению новых модернизированных 5-летних топливных циклов.

Основное внимание было направлено:

- на обеспечение безопасности обращения с ядерным топливом;
- уменьшение последствий проектных аварий;
- снижение флюенса быстрых нейтронов на корпус реактора;

- обеспечение отрицательного температурного коэффициента реактивности при пусковых операциях для загрузок, имеющих энергоемкость более 320 эфф. сут;
- снижение линейных нагрузок твэлов при высоких выгораниях.

Модернизация топливного цикла ВВЭР-440 на этом этапе, предпринимаемая с целью повышения безопасности и экономичности использования ядерного топлива, включала в себя профилирование обогащения топлива в поперечных сечениях топливных пучков РК (обеспечивающее снижение неравномерности энерговыделения и облегчающее тем самым реализацию схем загрузок топлива с уменьшенными утечками нейтронов) и использование интегрированного в топливо выгорающего поглотителя на основе Gd_2O_3.

Использование выгорающего поглотителя позволяет при сохранении запаса реактивности на выгорание снизить размножающие свойства «свежих» кассет, что уменьшает последствия реактивностных аварий и *приводит к снижению концентрации жидкого поглотителя в начале кампании, тем самым облегчает выполнение требования по обеспечению отрицательности температурного коэффициента реактивности*. Размножающие свойства свежих кассет с выгорающим поглотителем даже меньше, чем у кассет с обогащением 3,6 %.

Низкие размножающие свойства РК с уран-гадолиниевым топливом в сочетании с профилированием *обогащения облегчают компоновку загрузок с размещением на периферии активной зоны только выгоревших кассет*, что повышает эффективность использования нейтронов и снижает флюенс быстрых нейтронов на корпус реактора.

Комплекс расчетных исследований в обоснование применения новых РК, отличающихся от ранее используемых профилированием обогащения топлива в поперечном сечении топливного пучка, проведен в РНЦ «Курчатовский институт». На начальной стадии разработки проекта выполнена *проверка представительности расчетов* применительно к топливным загрузкам, использующим такие РК. Проведено сопоставление расчетов с данными эксплуатации 13-й топливной загрузки реактора третьего блока Кольской АЭС, в котором используются кассеты с начальным обогащением топлива 4,4 %, а также с данными пуска и эксплуатации 22-й топливной загрузки реактора четвертого блока Нововоронежской АЭС, в котором начато внедрение четырехгодичного топливного цикла с использованием РК с профилированным средним обогащением топлива 3,82 %.

Результаты сопоставления показали, что профилирование и повышение обогащения топлива не приводят к возрастанию погрешности расчетов. Как и ранее, сохраняется консерватизм расчетных значений температурного коэффициента реактивности и неравномерности в мощности РК. Длительности топливных циклов описываются в расчетах с хорошей точностью.

Для профилированного топлива усовершенствованной конструкции проведен комплекс *теплогидравлических расчетов и обоснованы новые пределы безопасной эксплуатации:* коэффициент неравномерности по мощности кассет повышен до 1,39, допустимая температура теплоносителя на выходе из кассет – до 315 °С. На стадии проведения расчетов 1-й переходной топливной загрузки дополнительно контролировалось выполнение ограничений: линейных нагрузок твэгов, «скачков» линейных нагрузок твэлов и твэгов; температуры наиболее горячей струи теплоносителя на выходе из ТВС; минимального запаса до кризиса теплообмена.

В соответствии с указанными ранее пределами безопасной эксплуатации были *разработаны схемы перегрузки* для формирования первой и последующих переходных топливных загрузок до вывода реактора в стационарный режим, рассчитаны их основные нейтронно-физические характеристики. Переходные топливные загрузки реактора содержат непрофилированные ТВС с обогащением 3,6 %, профилированные РК со средним обогащением 4,21 % и профилированные РК со средним обогащением 4,4 %, в состав которых входит 6 твэлов с обогащением 4,0 % с 3,35%-м содержанием интегрированного выгорающего поглотителя Gd_2O_3. Использованы схемы перегрузок топлива типа in-in-in-in-out, обеспечивающие предельное уменьшение утечки нейтронов из активной зоны, при этом для центрального ОР СУЗ используется ТВС СУЗ (3,6 %) четвертого года эксплуатации, проработавшая в управляющей группе не более одного года. Все переходные топливные загрузки, включая 1-ю, близки по своим характеристикам. Установившийся режим перегрузок топлива и связанная с этим стабильность характеристик последующих топливных загрузок достигаются практически к началу работы 4-й переходной загрузки (начиная с 3-й переходной загрузки топливом подпитки является только УТТ).

Внедрение модернизированного топливного цикла начато в 1998 году на четвертом энергоблоке Кольской АЭС. Первая переходная топливная загрузка содержит 66 профилированных рабочих кассет с обогащением 4,21 % и 12 профилированных рабочих кассет

с выгорающим поглотителем, расположенных в ячейках активной зоны, обеспечивающих максимальный контроль теплофизических характеристик нового топлива.

Результаты экспериментальных исследований на МКУ подтвердили расчетные характеристики 1-й переходной топливной загрузки.

По результатам исследования полей энерговыделения в активной зоне на мощности проведен анализ представительности расчетных данных для РК с обогащением 4,4 % с выгорающим поглотителем.

Результаты расчетов по прецизионным программам показывают, что использование при подготовке нейтронно-физических констант для программ БИПР-7 и ПЕРМАК обычного 4-группового приближения приводит к недооценке скорости поглощения нейтронов в гадолинии, что заметно ухудшает описание размножающих свойств кассет с УГТ и распределение полей энерговыделения в активной зоне. Более представительное описание в расчетах нейтронно-физических характеристик топливных загрузок при использовании кассет с УГТ может быть достигнуто при подготовке библиотек констант в 6-групповом приближении (с применением трех групп тепловых нейтронов). Такие библиотеки констант могут быть подготовлены по программе «Кассета-твэл», являющейся специальной версией программы «Кассета-2», а также по новой спектральной программе ТВС-М.

Результаты исследования поведения размножающих свойств кассет с УГТ в процессе выгорания чрезвычайно важны для формирования следующих топливных загрузок. Имеющиеся на настоящий момент экспериментальные данные подтверждают недооценку скорости поглощения нейтронов в гадолинии, рассчитанную в 4-групповом приближении. Вопрос о переходе на 6-групповую модель будет рассмотрен в процессе дальнейшего накопления и анализа данных эксплуатации.

При положительных результатах, подтверждающих расчетные характеристики нового топлива, в последующих топливных загрузках предполагается переход на полную подпитку рабочими кассетами с выгорающим поглотителем.

Модификация топливных циклов. В современных условиях не всегда представляется возможным обеспечение работы АЭС в стационарном режиме. Основными причинами, обусловливающими эти ограничения, являются: работа АЭС в энергосистеме; наруше-

ния в работе основного оборудования; проведение мероприятий по повышению безопасности и обеспечению ресурса основного оборудования, модернизация и реконструкция энергоблоков; финансовое положение АЭС.

Работа АЭС в энергосистеме. При планировании производства электроэнергии в системе, состоящей из ГЭС и АЭС, трудно с достаточной точностью определить долю энерговыработки АЭС из-за неопределенности прогноза притока воды в водохранилища гидроэлектростанций. Для многолетних колебаний речного стока характерна смена циклов многоводных и маловодных лет. В прямой зависимости от водной обстановки колеблется и выработка электроэнергии ГЭС. АЭС следует рассматривать как источник электроэнергии, замыкающий баланс энерговыработки в рассматриваемой энергосистеме. Таким образом, возможна ошибка в планировании энерговыработки АЭС в общей выработке энергосистемы, в определении характера предстоящего топливного цикла. Следствиями этого являются эксплуатация АЭС с низким коэффициентом нагрузки, выгрузка ядерного топлива с невысокой глубиной выгорания или длительная работа реактора в режиме продления кампании на мощностном эффекте реактивности.

Энергоемкость топливных загрузок реактора, равная проектному значению (~7 000 эфф. ч), является достаточной при работе АЭС на номинальном уровне мощности в маловодные годы, а в многоводные годы требуется корректировка проектной схемы перегрузки с целью уменьшения энергоемкости топливных загрузок.

Диспетчерское ограничение нагрузки АЭС имеет сезонный характер. В осенне-зимний период необходимо обеспечить максимум мощности. И наоборот, весной и летом мощность АЭС может быть ограничена из-за низкой потребности в электроэнергии и возросшей доли выработки электроэнергии на гидроэлектростанциях. Поэтому останов энергоблоков АЭС на перегрузку реактора в летний период является предпочтительным.

Надежность основного и вспомогательного оборудования АЭС также влияет на характеристики топливного цикла. Отказ оборудования приводит к простою энергоблока и возможному переносу сроков проведения перегрузки реактора. Нормативные сроки межремонтных периодов предопределяют календарное время останова. Планово-предупредительный ремонт на АЭС традиционно совмещается с перегрузкой топлива. Продолжительность ремонтов, совмещенных с перегрузкой, имеет свою неопределенность. Следова-

тельно, при непредвиденно затянувшемся ремонте также может возникнуть несоответствие энергоемкости топливных загрузок реакторов плану энерговыработки на предстоящий период эксплуатации. Необходимость проведения ряда мероприятий по повышению безопасности и реконструкции энергоблоков требует значительного увеличения времени простоя энергоблоков, что также делает необходимой корректировку длительности топливных циклов и, как следствие, отход от схемы перегрузки, принятой для стационарного режима использования топлива.

Принципиальных трудностей в выборе топливных загрузок активных зон для эксплуатации АЭС с изменяющимся графиком нагрузки в энергосистеме нет. Однако доля перегружаемого топлива в результате этого может меняться от цикла к циклу. Экономически целесообразна непрерывная модификация режима использования топлива.

Необходимость обеспечения радиационного ресурса корпуса реактора потребовала изменения компоновки топливной загрузки с размещением облученных кассет на периферии активной зоны и даже установки на некоторых энергоблоках кассет-экранов в периферийные ячейки активной зоны. Поток быстрых нейтронов на критический элемент корпуса – сварной шов № 4 – снизился, но при этом уменьшилось общее количество рабочих кассет в активной зоне и увеличилась энергонапряженность топливных сборок. Особенности уменьшенной активной зоны потребовали корректировки топливного цикла.

Общая экономическая ситуация также обусловливает как количество необходимой вырабатываемой электроэнергии, так и возможности АЭС обеспечить потребности энергосистемы. Недостаток финансовых ресурсов, в том числе средств на закупку свежего топлива, заставляет использовать все резервы модификации топливного цикла для обеспечения работы АЭС.

Таким образом, стало очевидным, что в современных условиях АЭС вынуждена варьировать энергоемкость топливных загрузок с применением модифицированных режимов использования ядерного топлива, работая на мощностном эффекте реактивности, используя в реакторах отработавшее ядерное топливо, снижая утечки нейтронов методом установки на периферии активной зоны облученных (частично выгоревших) кассет, продлевая топливный цикл за счет промежуточной перестановки топлива и устанавливая на периферии кассеты-экраны.

9.2.3. Топливные циклы с кассетами-экранами, установленными в активной зоне

Технология изготовления корпусов реакторов типа ВВЭР предусматривает сварку цилиндрических обечаек основного металла. Технологически один из сварных швов корпуса расположен на уровне активной зоны реактора, и под влиянием облучения быстрыми нейтронами критическая температура нулевой пластичности его материала возрастает, что ведет к снижению хрупкой прочности корпуса реактора в эксплуатационных режимах с общим или локальным охлаждением. Наличие примесей Си, P, S в металле сварного шва определяет его повышенную радиационную повреждаемость по сравнению с основным металлом обечайки корпуса реактора.

С целью обеспечения проектного ресурса корпуса ВВЭР-440 на некоторых АЭС боковую поверхность корпуса реактора на уровне активной зоны экранируют материалами, являющимися хорошими поглотителями и замедлителями нейтронов. На 1-м и 2-м блоках Кольской АЭС в направлении максимумов азимутального распределения нейтронов 36 рабочих кассет периферии активной зоны были заменены металлическими конструкциями, называемыми кассетами-экранами. Кассета-экран представляет собой сборку, состоящую из пучка, чехла, головки и хвостовика. Пучок состоит из 7 стержней и двух опорных плит. Габаритные и установочные размеры КЭ аналогичны рабочим кассетам. Металл шестигранной трубы, стержней пучка совместно с теплоносителем обеспечивает ослабление нейтронного потока на корпус реактора. Перегрев КЭ предотвращается путем организации в ней потока воды через отверстие в заглушке хвостовика.

Замена рабочих кассет кассетами-экранами приводит к изменению теплогидравлических характеристик реактора, требует корректировки стратегии формирования топливных загрузок.

Изменение теплогидравлических характеристик реактора. Установка в активную зону КЭ, обладающих высоким гидравлическим сопротивлением, приводит к увеличению перепада давления на реакторе, перераспределению потока теплоносителя через рабочие кассеты и КЭ. За счет высокого гидравлического сопротивления КЭ расход через рабочую кассету увеличивается, а суммарный расход через активную зону снижается. Для сохранения проектных уровней мощности реакторной установки выполнена корректировка величин допустимых подогревов теплоносителя в соответствии с количеством

подключенных петель и действительными расходами теплоносителя. Снижение расхода теплоносителя через реактор после установки КЭ привело к необходимости увеличения допустимого подогрева теплоносителя на реакторе при номинальной мощности примерно на 3 %, по сравнению с подогревом на реакторе без КЭ.

Повышение перепада давления на активной зоне до величин, близких к уставке аварийной защиты, может привести к ее срабатыванию при колебаниях частоты в энергосистеме. С целью исключения срабатывания АЗ-1 в режимах с резким повышением частоты в сети при аварийном отключении потребителей *уставка по ΔР на реакторе была увеличена* с 3,75 до 3,9 кгс/см^2 и изменен алгоритм формирования сигнала АЗ-1: по фактору увеличения ΔР – в схему защиты введена задержка в 30 с, достаточная для стабилизации частоты при случайных колебаниях и, следовательно, уменьшения ΔР до исходных величин.

Пересмотр пределов безопасной эксплуатации при установке в активную зону КЭ вызван уменьшением физических размеров активной зоны с сохранением всех требований к допустимой мощности кассет и твэлов. При условии сохранения номинальной мощности реактора уменьшение эквивалентного радиуса активной зоны приводит к увеличению ее энергонапряженности. Для обеспечения проектных тепловых нагрузок на твэл при выборе топливной загрузки необходимо обеспечить дополнительное снижение допустимых коэффициентов неравномерности энерговыделения.

В соответствии с техническими условиями на топливо максимальная эксплуатационная мощность кассеты не должна превышать 5,95 МВт, а линейная нагрузка на твэл не должна быть более 325 Вт/см. Для номинальной мощности реактора с «усеченной» активной зоной эксплуатационный коэффициент неравномерности по мощности кассет не должен превышать величины 1,29. Так как конструкция кассет не изменилась, снижение предельно допустимого коэффициента неравномерности по мощности твэлов с 1,55 до 1,48 обусловлено снижением коэффициента K_q.

Корректировка констант для расчетных программ, определяющих значения объема и массы ядерного топлива с достаточной точностью, может быть проведена по фактическому объему активной зоны, определяемому геометрическими размерами загружаемых РК и КЭ, а масса загруженного ядерного топлива – по сертификатным характеристикам. Отношение материалов *сталь–вода* и геометрическое расположение материалов в КЭ отличаются от анало-

гичного в выгородке корзины реактора, поэтому входные константы, определяющие зависимость логарифмической производной плотности потока нейтронов для радиального отражателя на различных гранях кассет, следует задавать в зависимости от местоположения периферийной кассеты. На границе РК–КЭ значение логарифмической производной плотности потока нейтронов для радиального отражателя должно быть увеличено на 5–10 %, по сравнению с использовавшейся ранее.

При выборе топливного цикла необходимо учитывать, что уменьшение числа топливных сборок в активной зоне с 349 до 313 без принятия дополнительных мер приводит к сокращению энергоемкости топливных загрузок и снижению допустимой мощности.

Для увеличения энергоемкости загрузки и сохранения годового интервала между перегрузками был осуществлен постепенный переход на подпитку ТВС и РК только с обогащением 3,6 %. При обосновании допустимой мощности реактора были использованы схемы перестановки топлива, обеспечивающие непревышение максимальным коэффициентом неравномерности энерговыделения величины 1,29. На начальном этапе эксплуатации уменьшенной активной зоны для снижения коэффициентов неравномерности применялось профилирование топливной загрузки кассетами с обогащением 2,4 %, что привело к увеличению общего числа кассет подпитки и снижению экономичности. Накопление опыта эксплуатации, совершенствование и корректировка расчетных методик позволили в дальнейшем перейти к оптимальному режиму подпитки – свежими рабочими кассетами и ТВС с обогащением 3,6 %, что компенсировало экономические потери от применения КЭ.

Снижение флюенса быстрых нейтронов на корпус реактора. Топливный цикл ВВЭР-440 с четырьмя перегрузками топлива за кампанию предусматривает размещение свежего топлива на периферии, а частично выгоревшего – во внутренней области активной зоны, что приводит к большой утечке нейтронов из активной зоны и значительному воздействию потока быстрых нейтронов на корпус реактора. Применение схемы перегрузки с размещением части выгоревших рабочих кассет на периферии активной зоны позволяет снизить поток быстрых нейтронов на корпус реактора, однако радикальным методом снижения флюенса является замена части рабочих кассет на периферии активной зоны на кассеты-экраны, что приведет к 2–3-кратному снижению флюенса быстрых нейтронов на корпус реактора.

Увеличившаяся тепловая нагрузка кассет при уменьшении общего числа РК (а следовательно, ужесточившиеся пределы по неравномерности поля энерговыделения) и недостаточная точность существовавшей расчетной методики не позволили на первом этапе применения КЭ использовать схемы перегрузки с дополнительной установкой выгоревших РК на периферию активной зоны. Под периферией активной зоны в данном случае подразумеваются ячейки, наиболее близко расположенные к корпусу реактора и содержащие только РК. Использование более точной расчетной методики и накопление опыта эксплуатации загрузок с уменьшенной активной зоной позволили *перейти к схеме движения топлива с размещением выгоревших РК на периферии* в дополнение к установленным там кассетам-экранам.

Для *оценки влияния флюенса на корпус реактора* было рассмотрено несколько вариантов размещения рабочих кассет и КЭ на периферии активной зоны: только свежие РК, два варианта расположения 36 и 42 максимально выгоревших РК, только выгоревшие РК максимальной глубины выгорания. Использование полного in-out позволяет снизить поток нейтронов на корпус в точке максимума в 1,5 раза, однако при существующих ограничениях по коэффициентам неравномерности энерговыделения в активной зоне такие загрузки трудно реализовать. Оптимальным способом размещения выгоревшего топлива на периферии является вариант с установкой 30 выгоревших РК в первый ряд периферии и 18 – во второй ряд. По скорости прироста флюенса быстрых нейтронов он лишь незначительно уступает варианту с полным in-out, но предоставляет более широкие возможности по выравниванию поля энерговыделения.

По мере накопления опыта эксплуатации профилированных кассет, совершенствования расчетных методик, дополнительного анализа принятых ограничений по неравномерности энерговыделения возможна реализация топливных загрузок только с выгоревшим топливом на периферии, что позволит дополнительно снизить поток быстрых нейтронов на корпус при одновременном улучшении экономических характеристик топливного цикла.

Для определения *дополнительных способов снижения потока быстрых нейтронов* на уязвимые части корпуса реактора, особенно на сварной шов № 4, было изучено влияние положения механических органов регулирования СУЗ на неравномерность энерговыделения по высоте активной зоны. Экспериментами по облучению гирлянд детекторов из In-115 в каналах ионизационных камер при

различных положениях управляющей группы системы управления и защиты установлено, что *расширение ее регулировочного диапазона, вплоть до 225 см*, приводит к дополнительному снижению флюенса нейтронов на корпус реактора (в районе сварного шва) примерно на 20–30 %, по сравнению с положением 150–175 см.

9.2.4. Использование рабочих кассет с регенератом урана с обогащением 2,4 %

Переработка отработавшего ядерного топлива является стратегической необходимостью, так как позволит вернуть в топливный цикл накопленный в отработавшем топливе плутоний-239 и уран-235, решить проблему хранения отработавшего топлива.

В нашей стране регенерат урана успешно используется в топливе для реакторов РБМК, в настоящее время имеются все предпосылки для внедрения использования регенерата урана в топливных циклах ВВЭР.

Стратегия вовлечения регенерированного урана в топливных циклах реакторов ВВЭР осуществляется исходя из следующих условий:

- реакторы не должны подвергаться модификации;
- характеристики реактора должны удовлетворять установленным проектным пределам.

Особенностью свежего топлива из регенерата урана является наличие в нем, помимо традиционных изотопов U-235 и U-238, также U-236 и U-232. *Изотоп U-236 вызывает незначительное дополнительное поглощение тепловых нейтронов*, поэтому для компенсации уменьшения размножающих свойств необходимо увеличение содержания U-235. Продуктом радиоактивного распада U-232 является *Tl-208, испускающий жесткое γ-излучение*, следовательно необходимо сокращение сроков изготовления и хранения партии топлива из-за накопления продуктов распада для уменьшения радиационного воздействия на персонал. Несмотря на указанные особенности, наличие изотопов U-232 и U-236 в небольших концентрациях не вносит существенных изменений в нейтронно-физические и радиационные характеристики топлива из регенерата урана. Предельно допустимые концентрации U-236 и U-232 в топливе легко рассчитываются и контролируются. Все транспортные и технологические операции с кассетами из регенерата урана не имеют каких-либо особенностей, по сравнению с кассетами из обычного урана. Более чем 15-летнее успешное применение регенерированного топ-

лива в реакторах РБМК-1000 свидетельствует не только о преодолении указанных ограничений, но и об эффективности и надежности такого топлива. Для подтверждения возможности использования кассет с указанным видом топлива шесть РК с обогащением 2,4 % из регенерата урана с содержанием U-236 в топливе 0,43 % были загружены в активную зону реактора первого блока в 21-топливном цикле.

Симметрично РК с регенератом урана были установлены обычные РК с обогащением 2,4 %. Местоположение в активной зоне указанных РК было выбрано исходя из условия обеспечения максимальной представительности контроля мощности опытных кассет. Результаты эксплуатации первой опытной партии показали, что характеристики РК с регенератом урана практически аналогичны характеристикам кассет из обычного урана.

Представленный опыт эксплуатации РК с регенератом урана в реакторе ВВЭР-440 является лишь частью большой программы перехода ядерной энергетики к замкнутому топливному циклу.

9.2.5. Повторное использование облученных рабочих кассет

Повторное использование выгоревших кассет, не достигших проектных глубин выгорания и выгруженных в бассейн выдержки, целесообразно в случаях:

- замены негерметичных или поврежденных кассет;
- необходимости формирования загрузки низкой энергоемкости;
- замены кассет, достигающих пределов по глубине выгорания и срокам службы в активной зоне при формировании текущей топливной загрузки;
- формирования первой топливной загрузки реактора другого вновь пускаемого блока;
- «дожигания» кассет последней топливной загрузки в реакторах других энергоблоков.

По результатам контроля герметичности оболочек в период проведения ППР кассета может быть признана негерметичной по определенному критерию и не может быть загружена в активную зону для продолжения эксплуатации. В редких случаях при проведении транспортно-технологических операций с топливом возможно повреждение кассет, исключающее дальнейшее их использование. Обычной практикой на атомной электростанции является *замена негерметичных и поврежденных ТВС или РК* на приблизительно

равные по размножающим свойствам свежие кассеты более низкого обогащения: кассеты с обогащением 3,6 %, отработавшие один топливный цикл, на свежие кассеты с обогащением 2,4 %; кассеты с обогащением 3,6 %, отработавшие 2 топливных цикла, на кассеты с обогащением 1,6 % и т. д. Такой способ не является рациональным, так как предполагает постоянное наличие на АЭС некоторого количества свежих сборок низкого обогащения, которые могут длительное время находиться на складе и быть невостребованными.

В партии выгружаемого топлива ВВЭР-440, как правило, имеются РК с глубиной выгорания и сроком службы ниже установленных в технических условиях на топливо пределов. При необходимости данные кассеты могут быть использованы для замены негерметичных или поврежденных кассет. Различие в размножающих свойствах с заменяемыми кассетами может быть значительным. В этом случае необходимо модифицировать схему перегрузки топлива для одного из секторов симметрии активной зоны, где проводится замена кассеты, или для нескольких секторов. Целесообразно иметь во всех секторах кассеты, симметричные заменяемой, и кассету, предназначенную для замены, устанавливать вплоть до выгрузки из реактора в область минимального энерговыделения – на периферию активной зоны.

Указанный способ многократно применялся на Кольской АЭС. Так, при формировании четвертой топливной загрузки четвертого блока в топливный цикл были возвращены 12 РК с обогащением 2,4 % (средняя энерговыработка 15,5 МВт·сут/кг). В 16-топливной загрузке второго блока для замены пяти негерметичных РК также были использованы выгоревшие кассеты из БВ.

В настоящее время во всех случаях для замены негерметичных РК и ТВС вместо свежих кассет с пониженным обогащением используются выгоревшие из бассейна выдержки, близкие по размножающим свойствам и прошедшие КТО.

В некоторых случаях, в соответствии с плановым заданием на выработку электроэнергии, необходимо иметь небольшую энергоемкость загрузки. При этом общее количество перегружаемых кассет фиксированно, так как требуется обязательная *выгрузка кассет, достигающих предела по глубине выгорания* и сроку службы в активной зоне. Подпитка свежими кассетами с низким обогащением неэффективна, а подпитка кассетами с высоким обогащением повлечет за собой избыточное увеличение энергоемкости загрузки. В этом случае вместо части свежих кассет можно загрузить повтор-

но из бассейна выдержки выгоревшие РК, удовлетворяющие установленным требованиям, обеспечив минимальное количество свежих кассет и необходимую длительность топливного цикла.

При *выводе блока из эксплуатации* целесообразно дожигание ТВС и РК последней загрузки в других однотипных реакторах АЭС, что позволит наиболее полно использовать эти кассеты.

Первая топливная загрузка, согласно проекту, формируется из кассет различного обогащения для выравнивания поля энерговыделения. При этом используется значительное количество кассет с пониженным обогащением в течение одного-двух лет эксплуатации. Энергоемкость проектной 1-й загрузки превышает 300 эфф. сут. Для уменьшения энергоемкости 1-й топливной загрузки и повышения эффективности использования топлива свежие кассеты с низким обогащением могут быть заменены выгоревшими кассетами, отработавшими в составе загрузки другого энергоблока. Данный способ был применен при формировании 1-й топливной загрузки четвертого блока Кольской АЭС. К моменту физического пуска четвертого блока, учитывая сложившуюся ситуацию в энергосистеме, было необходимо выбрать загрузку, обеспечивающую меньшую, по сравнению с проектом, длительность первой кампании, удовлетворяющую условиям безопасной эксплуатации.

С целью экономии ядерного топлива было рассмотрено несколько альтернативных вариантов загрузки активной зоны реактора:

- загрузка активной зоны согласно проектной схеме первой топливной загрузки (энергоемкостью 342 эфф. сут);
- увеличение количества сборок с обогащением 2,4 и 3,6 %, обеспечивающее энергоемкость загрузки до 500 эфф. сут и возможность работы в течение 2 лет;
- формирование загрузки требуемой энергоемкости с кассетами проектного обогащения;
- использование отработавших кассет из другого однотипного энергоблока для вытеснения из топливного цикла кассет с обогащением 1,6 %, оставив такое количество кассет с обогащением 3,6 %, которое необходимо для организации в дальнейшем схемы перегрузки кассет, близкой к проектной, и обеспечения требуемой энергоемкости топливной загрузки.

Проработки альтернативных вариантов показали возможность комплектации активной зоны с использованием отработавших на третьем блоке Кольской АЭС одну кампанию (384 эфф. сут) РК с обогащением 1,6 %. Средняя глубина выгорания этих кассет составила 12,4 ± 0,4 МВт·сут/кг U.

В соответствии с плановым заданием по выработке электроэнергии энергоемкость 1-й загрузки активной зоны должна была быть не менее 220 эфф. сут, а 2-й – не менее 280 эфф. сут. С учетом этого в первых двух кампаниях было запланировано максимально использовать энергетический потенциал свежих и отработавших кассет с обогащением 1,6 %. С этой целью в 1-й загрузке было использовано 168 рабочих кассет с обогащением 1,6 % и 19 ТВС (из них 60 РК и 12 ТВС, отработавших ранее одну топливную кампанию в активной зоне третьего блока КАЭС).

Исследования нейтронно-физических характеристик модернизированной 1-й топливной загрузки четвертого блока показали их полное соответствие требованиям безопасной эксплуатации реакторной установки.

Таким образом, на четвертом блоке был опробован режим комплектации активной зоны реактора кассетами, ранее использовавшимися в активной зоне аналогичного блока, и показана возможность при выборе номенклатуры и количества кассет очередной загрузки использовать ТВС и РК из бассейнов выдержки другого блока.

9.2.6. Продление топливного цикла за счет промежуточной перестановки кассет

Основная задача планирования топливного цикла реактора – обеспечение соответствия энергоемкости топливной загрузки реально требуемой энерговыработке блока при достижении предельно допустимого выгорания выгружаемого топлива.

Традиционный способ решения задачи – вариация количества свежих кассет подпитки. Недостатком данного метода является то, что при этом реактор работает в нестационарном топливном цикле. Принимаемые решения о составе загрузки часто, по причине несоответствия реальной требуемой энерговыработки планируемой, являются неоптимальными, с точки зрения топливоиспользования, – вынужденно производится выгрузка ТВС и РК с относительно низкой глубиной выгорания.

Более рационален другой способ регулирования энергоемкости топливной загрузки: при фиксированном составе топлива подпитки необходимая длительность цикла обеспечивается снижением утечки нейтронов путем установки части выгоревшего топлива на периферию активной зоны. При этом достигаются проектные характери-

стики по глубине выгорания выгружаемого топлива. Для получения максимальной энергоемкости, при фиксированном количестве свежих кассет, наилучшим вариантом является полный in-out (на периферии – только кассеты с максимальной глубиной выгорания). Однако сложность подбора схемы перестановки топлива, обеспечивающей непревышение установленных пределов по энерговыделению, и возможность работы энергоблока в течение года на номинальной мощности, ограничивает возможности данного метода.

Новый метод решения задачи – применение промежуточной перестановки кассет в середине топливного цикла. Вначале загрузка формируется с неполным количеством выгоревших кассет на периферии. После отработки реактором 100–200 эфф. сут производится останов реактора и осуществляется промежуточная перестановка топлива, при этом периферия активной зоны формируется из выгоревших кассет, а свежие кассеты, загруженные в начале цикла, переставляются в центр активной зоны. Такой способ позволяет скорректировать длительность топливного цикла, продлив его на необходимую величину.

Примером может служить третий блок, 14-топливная загрузка которого имела энергоемкость 348,6 эфф. сут. После работы в течение 274,5 эфф. сут блок был остановлен, и после проведения промежуточной перестановки топлива без подпитки активной зоны свежими кассетами энергоемкость была увеличена на 43,4 эфф. сут.

Основным преимуществом нового способа корректировки длительности топливного цикла является возможность получить дополнительную энерговыработку, в среднем до 50 эфф. сут, без каких-либо дополнительных затрат на топливо. Необходимо также отметить, что во время промежуточной перестановки может быть заменена часть выгоревших кассет на кассеты из бассейна выдержки с меньшей глубиной выгорания, что позволит получить дополнительную энерговыработку и сэкономить значительные средства. Продление кампании за счет промежуточной перестановки позволяет также увеличить глубину выгорания выгружаемых кассет в последующих топливных циклах.

Для оценки экономического эффекта приведенного примера с промежуточной перестановкой топлива на третьем блоке проведены вариантные расчеты серии топливных загрузок с одинаковой номенклатурой подпитки и промежуточной перестановкой в 14-топливной загрузке и без нее. На основе расчетных данных о глу-

бине выгорания кассет, выгружаемых в течение следующих четырех топливных циклов, показано, что проведение промежуточной перестановки топлива позволит получить дополнительную энерговыработку, эквивалентную использованию трех свежих РК с обогащением 4,4 %.

Промежуточная перестановка топлива неоднократно применялась на Кольской АЭС. Величина дополнительной энерговыработки в загрузке с промежуточной перестановкой зависит от разницы в количестве выгоревших кассет на периферии активной зоны в первой и второй частях загрузки.

Промежуточная перестановка топлива требует остановки реактора на срок до двух недель, что не всегда возможно. Поэтому указанный метод целесообразно применять в исключительных случаях, таких как:

- внеплановая остановка блока для ремонта или технического освидетельствования оборудования;
- вывод блока в резерв из-за избытка генерирующих мощностей в энергосистеме;
- одновременная корректировка планового задания и графика ремонтов;
- задержка поставки свежего топлива.

10. РОССИЙСКИЕ РАЗРАБОТКИ ТОРИЕВОГО ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА

В последние годы можно отметить повышение интереса к вовлечению тория в ядерную энергетику. Больший интерес стали проявлять специалисты – они видят новые сферы исследований в ядерной энергетике, связанные с ресурсами ядерного топлива, повышением безопасности реакторов и улучшением экологической приемлемости АЭС. Многие усматривают главное достоинство ториевого цикла в его большей потенциальной сопротивляемости утечке ядерных материалов. В частности, с этим связаны и предложения по использованию в реакторах топлива на основе тория и плутония для утилизации плутония.

Работы по ториевому циклу поддерживаются в Радиевом институте им. В.Г. Хлопина, РНЦ «Курчатовский ин-т», НИИАРе, МИФИ, ВНИИНМ. Активным пропагандистом ториевого цикла стал ВНИИЭФ. Значительный вклад в экспериментальные работы внесли специалисты ПО «Маяк», Сибирского химкомбината, БН-350.

Первые опыты по изучению накопления ^{233}U в тории, помещенном в уран-графитовый реактор, показали, что обращение с выделенным ^{233}U будет непростым. Накопленный вместе с ним другой изотоп ^{232}U при распаде является источником дочерних продуктов с высокоэнергетическим γ-излучением. Оказалось, что только при накоплении до 1 г ^{233}U на 1 кг тория можно рассчитывать на возможность длительной работы с ^{233}U в перчаточных боксах. При этом концентрация ^{232}U составляет примерно 5 млн$^{-1}$. При концентрации ^{232}U более 10 млн$^{-1}$ необходимо либо очищать от продуктов распада и быстро проводить все технологические операции (ориентировочно – в течение 4 месяцев), либо создать допустимые санитарные условия автоматизированным хорошо защищенным оборудованием.

Последующий опыт исследований и экспериментов подтвердил, что в тепловых реакторах накопление ^{233}U до ~1 г/кг приводит к концентрации $^{232}U \sim 5$ млн$^{-1}$. Известно также, что большое количество ^{233}U, примерно такой же чистоты по ^{232}U, получено в США.

Для начального периода освоения топливного цикла ^{233}U – Th было бы большим облегчением использовать приемлемо чистый U,

чтобы изготавливать образцы и мишени, опытные твэлы и ТВС, вести технологические разработки. Невозможно рассчитывать в будущем только на такой чистый ^{233}U, так как в энергетическом реакторе (например, PWR) с торием в активной зоне при приемлемом выгорании будет накапливаться ^{233}U концентрацией ^{232}U 2000 – 3000 млн$^{-1}$. Крупномасштабное использование ^{233}U потребует ориентации топливного цикла на условия работы с ^{233}U, загрязненным ^{232}U. Однако без ущерба для экономических показателей АЭС наработка гораздо более чистого ^{233}U может быть реализована в быстрых реакторах.

В табл. 10.1 приведены расчетные данные для БН-800 с радиальным ториевым бланкетом.

Как видно, в установившемся режиме имеется возможность получать несколько десятков килограммов в год достаточно чистого ^{233}U. Такой способ экспериментально проверен в БН-350, в радиальном урановом бланкете которого облучали образцы тория до накопления ^{233}U 1,3 г/кг. Концентрация ^{232}U находилась в интервале от 2 до 11 млн$^{-1}$. Надо учесть, что в сплошном урановом бланкете концентрация ^{232}U в образцах тория оказывается выше, чем в сплошном ториевом бланкете.

Таблица 10.1

Накопление изотопов урана в ториевом радиальном бланкете БН-800 за 7000 эф. ч

Характеристика	Слои бланкета, начиная от активной зоны			
	1	2	3	4
Количество загруженного тория, т	7,4	8	8,5	5,5
Накопление ^{233}U, кг/год	82,2	47,9	30,1	15,6
Концентрация ^{233}U в выгружаемом тории, г/кг	5,2	2,8	1,7	1,3
Концентрация ^{232}U в ^{233}U, млн$^{-1}$	42	11	3	0,7

Среди экспериментальных работ было лабораторное изучение возможности выделения из облученного тория Pa. Распад Pa дает чистый ^{233}U. Такой эксперимент требует четкой и быстрой доставки облученного тория в радиохимическую лабораторию. В результате переработки образцов ФЭИ располагает примерно 100 мг ^{233}U, полученного из ^{233}Pa.

Со специалистами по разделению изотопов изучался вопрос о возможности отделения ^{232}U от ^{233}U на центрифугах. Такая технология представляется реалистичной. Возможно, что в случае серьезного развития работ по ториевому циклу появится задача экономического

выбора между двумя видами технологии топлива: работа с радиоактивным топливом на специальном оборудовании или более простом оборудовании, но с предварительным отделением ^{232}U от ^{233}U.

Технология ториевого цикла. В технологии изготовления таблеточного топлива из смеси оксидов тория и урана (или плутония) не ожидается специфических трудностей. Опытные таблетки хорошего качества из такой смеси изготавливали в ФЭИ, ВНИИНМ и других институтах.

Для приготовления смеси оксидов тория и урана могут стать привлекательными методы электрохимического получения гранул оксидов в расплавах солей и последующего виброуплотнения топлива. Такие работы ведутся в ФЭИ и НИИАРе.

Внимание технологов привлекает перспектива создания дисперсионных композиций, которые могли бы дать реакторам дополнительные резервы безопасности. Дисперсионные композиции с хорошей теплопроводностью приводят к пониженной температуре топлива, малому запасу аккумулированного тепла.

Для ВВЭР разрабатываются композиции UO_2 (60 % по объему) – Zr-сплав (40 % по объему) и UO_2–Al-сплав. Такие композиции успешно прошли комплексные испытания. Авторы разработки считают, что диоксид урана может быть без затруднений заменен смесью UO_2–ThO_2. Еще одна нетрадиционная дисперсионная композиция предполагает использовать в качестве матрицы пиролитический расширенный графит. Технология таких композиций с оксидом урана опробована, но необходимы комплексные испытания, в том числе по переработке.

К сожалению, пока не уделено достаточного внимания дисперсионной композиции с матрицей из металлического тория, возможно, легированного. Эта композиция по некоторым показателям могла бы стать наиболее эффективной. Возможность реализации технологии выделения ^{233}U из тория экспериментально проверена на образцах металлического тория, облученного в тепловом реакторе. Выдержка образцов составляла около 3 лет. Уран выделяли водной экстракцией. Извлечение урана составило 99,4 %, коэффициент очистки от продуктов деления в одном цикле экстракции превышал 1000. Рафинат экстракционного процесса содержал торий и основную массу продуктов деления. В отдельном цикле экстракционной переработки торий извлекали из рафината. Извлечение превысило 99 % при 100-кратной очистке.

С учетом этой работы понятно, что оксидное топливо (ThO_2–UO_2 или ThO_2–PuO_2) будет иметь особенности только на стадии растворения. Растворение ThO_2 исследовали на образцах, облучавшихся в радиальном бланкете БН-350. Технологически приемлемую скорость растворения оксида тория получали при добавлении азотной плавиковой кислоты (0,1 моль/л).

Эти экспериментальные работы, наряду с известными данными, показывают осуществимость замкнутого ториевого цикла на основе водной экстракции. Однако специалисты считают, что линия переработки тория должна быть самостоятельной, а не приспособленной к действующим установкам. В то же время этап обращения с отходами переработки, по-видимому, не требует новых решений.

Специалисты в области сухих методов переработки считают, что использование, например, методов переработки отработавшего ториевого топлива в солевых расплавах позволит организовать эффективную комплексную технологию, которая совместит электрохимическую переработку в расплавах с получением гранулята и последующую вибротехнологию для приготовления топлива.

Вряд ли можно найти хотя бы одну реакторную концепцию, которая бы не «примерялась» к ториевому циклу. Но если иметь в виду эволюционное вхождение тория в ядерную энергетику, то, в первую очередь, следует ожидать внедрения тория в реакторы типа PWR.

Начальный период: торий с ^{235}U в ВВЭР. Одним из предложений ФЭИ по началу использования тория является применение уже имеющегося в результате разоружения высокообогащенного урана. Это позволит избежать специального обогащения урана для инициирования ториевого цикла. Такое предложение проработано на примере ВВЭР-1000 с топливом дисперсионного типа на основе матрицы из металлического тория. Целесообразно использовать два типа ТВС с разным содержанием ^{235}U (5 и 6 % по объему), с годовым циклом перегрузок и перестановок частично выгоревших сборок на периферию активной зоны. При этом сохраняются все основные решения по конструкции активной зоны, по сравнению с обычным ее вариантом для UO_2-топлива.

Удельный расход ^{235}U на выработку энергии благодаря накоплению ^{233}U оказывается меньше, по сравнению с урановым оксидным топливом (735 и 940 кг в год, соответственно). Сокращается в 1,8 раза число потребляемых ТВС. Вместо плутония (250 кг/год) нарабатывается ^{233}U (350 кг/год). Благоприятно изменяются коэффициенты реактивности и необходимые запасы реактивности на выгорание, компен-

сацию разогрева. Снижается аккумулированная в топливе энергия. Все это приводит к повышению безопасности реактора.

Начальный период: торий с плутонием в ВВЭР. Такие схемы изучали и продолжают изучать прежде всего в связи с утилизацией оружейного плутония. Сторонники этого варианта отмечают его особенность: плутоний конвертируется в ^{233}U, загрязненный ^{232}U, и тем самым защищенный от хищения. В дальнейшем ^{233}U будет использован в цикле $^{233}U–Th$.

В качестве примера рассмотрен ВВЭР-1000 с топливом (Th, Pu)O_2 на основе оружейного плутония. Принималось, что плутоний-ториевые ТВС используются в 1/3 активной зоны. Все основные характеристики обычного ВВЭР сохранялись, за исключением того, что направляющие трубы пэлов СУЗ и дистанционирующие решетки ТВС принимались циркониевыми, а не стальными. ВВЭР-1000 с такой загрузкой активной зоны ежегодно расходует 355 кг оружейного плутония, в то время как реактор с загрузкой 1/3 зоны смешанным уран-плутониевым топливом — всего 270 кг. После выгрузки топлива выгоранием 40 МВт·сут/кг в ТВС с плутонием остается 1/3 его первоначального количества. В составе плутония в выгружаемых ТВС (Th, Pu)O_2 будет менее 30 % ^{239}Pu. Таким образом, уже после одного цикла работы в таком реакторе весь загруженный плутоний утрачивает оружейное качество.

Оценки характеристик безопасности реактора показывают небольшую разницу, по сравнению с обычным смешанным уран-плутониевым топливом, при той же схеме загрузки. Для компенсации эффектов реактивности годится та же система стержней, которая имеется в исходном реакторе с урановым топливом.

Для использования в ВВЭР-1000 1/3 загрузки топливом (Th, Pu)O_2 в целом не видно препятствий.

Для утилизации плутония или высокообогащенного урана в сочетании с торием в настоящее время рассматриваются также легководные реакторы типа «Seed and Blanket». В частности, такая концепция изучается и поддерживается специалистами: РНЦ «Курчатовский институт» совместно с иностранными партнерами.

ВВЭР с $^{233}U–Th$-топливом. Выбор такого реактора, далеко отстоящего от настоящего времени, – вопрос будущего. В таком будущем проекте нет необходимости опираться на имеющуюся компоновку активной зоны. В топливном цикле $^{233}U–Th$ предстоит заново искать компромисс между параметрами воспроизводства ^{233}U и физическими характеристиками, определяющими безопасность

удельной мощностью и выгоранием. По сравнению с предшествующим поколением реакторов с водой под давлением, возникает несомненное желание повысить самозащищеность нового поколения реакторов.

Проработки в ФЭИ подтвердили целесообразность более тесных упаковок твэл с уменьшением доли воды и перехода, как минимум, на два типа ТВС в активной зоне. Такие изменения существенно затрагивают тепловые и гидравлические характеристики реактора, коэффициенты и баланс реактивности. Гармонизация всех этих мнений и условий потребует еще длительной работы как в концептуальном плане, так и в плане разработки конкретной конструкции.

Смешанный цикл с воспроизводством ^{233}U и плутония в быстрых реакторах. Идея такого цикла предложена и развита в ФЭИ. В соответствии с ней в активной зоне и U, и плутоний используются в смеси с ^{233}U. Торий загружается только в бланкет. Топливо с ^{233}U находится в центральной части активной зоны, смешанное уран-плутониевое топливо – в ее периферийной части. В результате вторичный ^{233}U будет накапливаться только в бланкете, плутоний – только в активной зоне. Вопрос о материале торцевых бланкетов может быть решен в ходе конкретной разработки.

Можно представить и другие схемы смешанного цикла, например возможно полное гомогенное смешение оксидов плутония, ^{233}U и ^{238}U в твэлах. Сравнительные расчеты показывают, что зонное размещение (^{233}U – в центральной части, Pu – на периферии, Th – в бланкете) имеет существенные преимущества:

- лучшие характеристики безопасности, по сравнению с быстрыми реакторами. При одинаковом доплеровском коэффициенте реактивности пустотный натриевый эффект имеет большой отрицательный компонент и в целом пустотный эффект может быть отрицательным;
- большую эффективную долю запаздывающих нейтронов в активной зоне с ^{238}U, по сравнению с использованием тория в активной зоне;
- исключение протактиниевого эффекта реактивности вследствие размещения тория в бланкете, а не в активной зоне.

Кроме этих, можно отметить и другие особенности:

- воспроизводимый ^{233}U является наиболее чистым по ^{232}U, по сравнению с любым другим способом его наработки в активных зонах энергетических реакторов;
- в радиальном бланкете представляется возможным использовать металлический торий. Его растворение при радиохимической переработке будет проще, чем оксида тория. В свою очередь, для перера-

ботки и изготовления топлива активной зоны урановым оксидным и смешанным уран-плутониевым топливом будет пригодна известная технология.

^{233}U в реакторах для космоса. Реакторы «Топаз» с термоэмиссионным прямым преобразованием энергии прошли успешные испытания в космосе. Топливным материалом в электрогенерирующих элементах служит оксид обогащенного урана. Если заменить его на диоксид ^{233}U, потребуется существенно меньшее количество топлива. Наибольший интерес в этом случае вызывает не столько уменьшение габаритов реактора, сколько возможность использовать выигрыш в критической массе для создания более надежных элементов, в частности с большей пористостью и утолщенной оболочкой. Это позволит улучшить такую важную характеристику космических реакторов, как длительность работы.

Предварительное изучение показало, что ресурс термоэмиссионного реактора на ^{233}U по работоспособности ЭГК может быть доведен до 7–10 лет – крайне желательного срока.

Однако использовать ^{233}U в таких реакторах возможно только в том случае, если удастся создать приемлемую радиационную обстановку на многих ответственных операциях изготовления ЭГК, сборки реактора, обслуживания на пусковой площадке. Изготовление ЭГК – трудоемкая и сложная по технологии работа, которая не может выполняться в условиях повышенной радиации. По оценкам специалистов только невысокое содержание ^{232}U в ^{233}U (4–5 млн$^{-1}$) и короткий технологический цикл обеспечат удовлетворительные условия труда, а реальные возможности получения ^{233}U такого качества есть.

Обеспеченность ядерными данными разработок ториевого цикла. Такая задача не выпадала из поля зрения специалистов, но пока и не находилась в центре их внимания. Оживление интереса к ториевому циклу в последнее время побудило оценить состояние обеспеченности ядерными данными по максимуму, подобно тому, как это сделано для уран-плутониевого топливного цикла. Такая оценка сделана. В ней даются детальные требования к необходимой точности измерения разных сечений и приводится сравнение с достигнутой точностью либо констатируется отсутствие некоторых данных. Удовлетворение заявленных потребностей, по-видимому, займет длительное время, и активность в этой области будет зависеть исключительно от развития общей активности в практическом освоении ториевого цикла. Сами потребности, несомненно, также будут уточняться.

Вместе с тем в настоящее время разработка ториевого цикла ведется на уровне концептуальных исследований и рассмотрения частных проблем. На этом этапе можно ограничиться имеющимися данными. Два примера: $k_{эф}$ определяется с большей погрешностью, с плутониевыми (0,5 %) – хуже, но можно принять; накопление ^{232}U в отработавшем топливе рассчитывается сейчас не лучше чем с 20%-й погрешностью. Хотелось бы определять ее с меньшей погрешностью (~10 %). Для этого надо лучше знать сечение неупругого рассеяния на тории и сечение (n, γ)-реакции на ^{231}Pa.

Концептуальные разработки имеют в настоящее время поддержку от результатов интегральных экспериментов. Так, на стенде КОБРА исследовали размножающие свойства четырех сборок с центральными вставками, имеющими трехкомпонентный состав (торий, обогащенный уран и водород в виде полиэтилена). Коэффициент размножения k_{∞}-вставок близок к единице. Из соотношения нейтронного баланса определяли среднее сечение поглощения нейтронов торием. Основная трудность интерпретации – поправки на гетерогенные эффекты. На двух других сборках этого же стенда определяли критические параметры простых активных зон. Состав одной – торий и обогащенный уран, другой – с добавлением водорода (2 ядра на ядро ^{235}U). По предварительным данным, вся эта группа критических экспериментов показала, что известно сечение поглощения тория с погрешностью около 3 %. Продолжается уточнение поправок и итогового результата.

В активной зоне БН-350 проведено длительное облучение разных образцов. Многие образцы еще не исследованы, однако некоторые результаты, относящиеся к ториевому циклу, уже получены. Можно отметить следующее:

- по сечению поглощения тория подтверждается средняя погрешность около 3 %;
- суммарное сечение реакций (n, 2n) и (γ, n) на ^{232}Th с экспериментальной погрешностью ~ 5 % подтверждает принимаемые данные;
- для реакции (n, γ) на ^{231}Pa библиотечные приводят к завышенному среднему сечению на 50 ± 5 %, по сравнению с экспериментом.

Работы в этом направлении будут продолжены и расширены в соответствии с их финансовым обеспечением.

Представляется, что на основе выполненных работ, как в России, так и за рубежом, уже в настоящее время можно приступать к реакторным испытаниям ТВС с топливом на основе смеси оксидов тория и ^{235}U на одном из действующих ВВЭР с последующим исследованием отработавших сборок.

11. СВЕРХДЛИННЫЕ КАМПАНИИ НА БАЗЕ ТОРИЕВОГО ТОПЛИВА

Известно, что весьма привлекательной является идея разработки такого энергетического реактора, который не требовал бы перегрузок топлива в течение всего срока службы (реактор типа «черный ящик»). Однако на этом пути имеется немало трудностей.

Вообще длительность кампании реактора можно увеличить, снижая энергонапряженность топлива (действительно, ведь самой длинной кампанией характеризуется неработающий реактор). Снижение энергонапряженности является также фактором, улучшающим безопасность эксплуатации реактора. Однако это может сопровождаться ростом капиталовложений. Тем не менее, многие современные проекты корпусных легководных реакторов характеризуются пониженной плотностью энерговыделения, оставаясь в то же время конкурентоспособными. Так, например, проект реактора повышенной безопасности ВПБЭР-600 характеризуется средней энергонапряженностью активной зоны 69,4 МВт/м^3, в то время как для реактора ВВЭР-1000 эта величина составляет 110 МВт/м^3.

Практически «беспроигрышным» фактором, ведущим к удлинению кампании, является повышение энерговыработки топлива, т. е. его более глубокое выгорание. Как известно, выгорание топлива ограничивается либо исчерпанием запаса реактивности, либо нарушением целостности твэлов. В современных легководных реакторах выгорание топлива ограничивается главным образом запасом реактивности и составляет 4–6 % т. а. В быстрых реакторах, за счет хороших показателей воспроизводства топлива, достигнутое выгорание составляет 10–15 % т. а., а в опытных твэлах с оксидным топливом реактора БОР-60 оно достигло 32 % т. а. без нарушения целостности оболочки. Следовательно, имеются веские предпосылки к тому, что использование в легководных реакторах твэлов, аналогичных применяемым в быстрых реакторах, позволило бы удлинить кампанию топлива в несколько раз. В этом случае главной задачей становится формирование нуклидного состава топлива, при котором размножающие свойства сохранялись бы на высоком уровне при глубоких и сверхглубоких выгораниях.

В свежем топливе действующих в настоящее время энергетических реакторов всегда содержится делящийся нуклид и сырьевой. В дальнейшем нуклиды с ярко выраженными размножающими (например, ^{233}U, ^{235}U, ^{239}Pu, ^{241}Pu) и с преимущественно поглощающими (^{234}U, ^{236}U, ^{240}Pu, ^{242}Pu) свойствами при выгорании чередуются. Это значит, что если хорошо делящийся нуклид не претерпит деление, то в результате радиационного захвата нейтрона он превратится в преимущественно поглощающий нуклид. Последнее приводит к ухудшению нейтронного баланса, снижению реактивности реактора и, как следствие, к уменьшению выгорания топлива. Для радикального изменения этой ситуации необходимо, чтобы делящийся нуклид в случае радиационного захвата нейтрона превращался снова в делящийся нуклид. Такой связкой двух достаточно хорошо делящихся нуклидов является, например, ^{232}U–^{233}U. Для использования этих нуклидов топливо должно содержать в достаточных количествах либо сам ^{232}U, либо его предшественник ^{231}Pa. В этом случае образуется цепочка изотопных переходов ^{231}Pa–^{232}U–^{233}U, в которой первый нуклид играет роль эффективного выгорающего поглотителя, второй нуклид характеризуется умеренными размножающими свойствами, а третий – хорошими размножающими свойствами. Поэтому последовательное превращение нуклидов улучшает размножающие свойства топлива.

11.1. Преимущества глубокого выгорания

Изменение реактивности решетки легководного реактора типа ВВЭР по мере его работы на различном топливе (стандартное оксидное урановое и нитридное ториевое топливо), показывает, что при использовании стандартного оксидного уранового топлива с 4,4 % ^{235}U коэффициент размножения монотонно уменьшается с $k_\infty = 1{,}38$ до ~1 при достижении топливом выгорания 4,2 % т. а. Практически такой же результат получается на нитридном ^{232}Th–^{233}U топливе с 5,3 % ^{233}U. Ситуация радикально меняется, как только в нитридное топливо вводится ^{231}Pa, который является исходным нуклидом для связанной пары делящихся нуклидов ^{232}U–^{233}U. Рассмотрено 5 нуклидных составов топлива с различным содержанием ^{231}Pa. Эти варианты можно разделить на 2 группы.

В первой группе вариантов доля ^{232}Th в топливе постоянна и составляет 69 %. Оставшиеся 31 % топлива занимают ^{231}Pa и ^{233}U. Возможно достижение большой глубины выгорания топлива 30 % т. а. и

без ^{231}Pa, но это обеспечивается за счет чрезвычайно высокого начального обогащения топлива делящимся нуклидом (31 % ^{233}U). Очевидно, что такой вариант мало приемлем с точки зрения безопасности реактора из-за большого запаса реактивности свежего топлива (k_∞ = 1,91). Замена в топливе 5 % ^{233}U на ^{231}Pa приводит к снижению начального запаса реактивности топлива (k_∞ = 1,61) при той же глубине выгорания. Замена 10 % ^{233}U на ^{231}Pa снижает начальный коэффициент размножения до k_∞ = 1,37, что практически совпадает с таковым для стандартного уранового оксидного топлива. Если же в нитридном топливе доли ^{233}U и ^{231}Pa будут примерно равны, то начальный коэффициент размножения составит умеренную величину k_∞ = 1,1, необходимую для компенсации утечки нейтронов и управления реактором во время работы. Отметим, что в процессе выгорания размножающие свойства такого топлива почти не меняются до глубины выгорания ~ 17 % т. а., а затем плавно уменьшаются до k_∞ = 1,0, пока топливо выгорает до 30 % т. а. Такой состав топлива выгодно отличается от предыдущих составов плавным изменением реактивности с выгоранием. Эти варианты демонстрируют стабилизацию размножающих свойств в процессе выгорания благодаря возрастанию роли цепочки изотопных переходов ^{231}Pa–^{232}U–^{233}U.

Еще один вариант соответствует предельно достижимой глубине выгорания в принятых предположениях о типе реактора и виде топлива. Это вариант, в котором доля ^{231}Pa в топливе максимальна при условии, что начальный коэффициент размножения составляет k_∞ = 1,1. Поскольку ^{231}Pa играет роль выгорающего поглотителя и предшественника связки двух делящихся нуклидов (^{232}U–^{233}U), то удается достичь наибольшего из рассмотренных выгораний (80 % т. а.) прежде, чем коэффициент размножения уменьшится до k_∞ = 1,0. Отметим, что при этом коэффициент размножения меняется чрезвычайно плавно, достигая максимума (k_∞ = 1,15) при глубине выгорания 35 % т. а. и возвращаясь к k_∞ = 1,1 при 67 % т. а.

Отметим преимущества, которые можно получить от использования топлива со стабилизированными размножающими свойствами до глубоких выгораний. Прежде всего, это радикальное сокращение технологических операций, связанных с изготовлением топлива, его транспортировкой, а также с перегрузками топлива. Так, например, при переходе от традиционного топлива легководных реакторов с выгоранием 4–6 % т. а. к топливу с выгоранием 30 % т. а. количество вышеперечисленных операций сократится примерно в 5–7 раз.

Кроме экономических выгод сокращение числа перегрузок означает существенное сокращение операций, при которых возможно переключение делящихся нуклидов на военные цели. Это повышает защищенность топливного цикла от распространения ядерного оружия. Если же снизить энергонапряженность активной зоны в 2–3 раза, то реактор на топливе со стабилизированными размножающими свойствами мог бы проработать весь срок службы (30–50 лет) без перегрузок, если не нарушится целостность твэлов. Реакторы такого типа можно поставлять в страны третьего мира как «черные ящики» с минимальной опасностью распространения ядерного оружия, поскольку операции с топливом могут быть сосредоточены только на заводах-изготовителях. К тому же такие реакторы проще в изготовлении и использовании, поскольку они не будут иметь оборудование для перегрузок топлива и его хранения на АЭС.

Отметим еще один фактор защиты топлива – накопление в нем ^{232}U, который в существенной степени препятствует переключению топлива на военные цели. Это объясняется повышенным и долговременным тепловыделением ^{232}U вследствие его α-распада (830 Вт/кг, $T_{1/2}$ = 68,9 лет), а также жестким γ-излучением дочерних продуктов его распада. В облученном топливе с начальным составом 15 % ^{231}Pa + 16 % ^{233}U + 69 % ^{232}Th, характеризующимся наиболее благоприятным изменением реактивности, к концу кампании накапливается 17,4 % ^{232}U в уране. Это означает, что удельное тепловыделение урана, в котором находится делящийся нуклид ^{233}U, составит 145 Вт/кг, т. е. примерно в 14 раз больше, чем у реакторного плутония (10,5 Вт/кг) и в 63 раза больше, чем у оружейного плутония (2,3 Вт/кг). Такое высокое тепловыделение урана существенно осложнит его использование в военных целях. Конечно, в начале облучения топлива указанная характеристика ниже, а в свежем топливе тепловыделение незначительно. Для повышения его защищенности можно предусмотреть введение в свежее топливо некоторого количества ^{232}U, которое обеспечит необходимый уровень защиты. При рецикле топлива это будет осуществляться естественным образом.

При замыкании топливного цикла использование топлива с глубоким выгоранием приведет также к существенному уменьшению объема химической переработки. Так, например, при глубине выгорания топлива легководных реакторов 5 % т. а. на химическую переработку отправляется 95 % несгоревшего топлива, т. е. требуется 20-кратный цикл для сжигания загрузки. Если же глубина выгорания топлива составит 33 % т. а., то потребуется всего 3-кратный

цикл, т. е. потребность в химической переработке сокращается приблизительно в 6 раз.

Отметим еще один положительный момент глубокого выгорания топлива. В процессе облучения в топливе происходит не только накопление продуктов деления, но и их частичная трансмутация благодаря радиационному поглощению нейтронов и радиоактивному распаду. Разумеется, чем больше выгорание, тем больше в топливе продуктов деления. Однако целесообразно сравнивать количество продуктов деления, накапливаемое в расчете на единицу выработанной энергии. Оценки показывают, что удельное накопление наиболее опасных долгоживущих продуктов деления в топливе с выгоранием 30 % т. а. ($m_{30\,\%}$) на 10–30 % ниже, чем это накопление в том же топливе с выгоранием 4,2 % т. а. ($m_{4,2\,\%}$).

Изменение размножающих свойств легководной решетки реактора типа ВВЭР на нитридном топливе с глубоким выгоранием (30 % т. а.) при изменении температуры топлива и теплоносителя. Сравнение доплеровского коэффициента реактивности $dk_\infty/dt_{\tau\alpha}$ и доплеровского эффекта реактивности показывает, что у нитридного топлива в начале кампании эти параметры отрицательны и только на 7 % ниже по абсолютной величине, чем аналогичные характеристики оксидного уранового топлива (в конце кампании эта разница увеличивается до 15 %). Плотностный температурный коэффициент реактивности теплоносителя в ячейке с глубоким выгоранием отрицателен и в 3 раза меньше по абсолютной величине, чем в ячейке с традиционным оксидным топливом. В процессе глубокого выгорания температурный коэффициент реактивности остается отрицательным и достаточно стабильным по величине.

При выводе реактора на мощность после перегрузки, когда температуры теплоносителя и топлива повышаются сначала от холодного состояния (50 °С) до горячего (300 °С) и далее – до номинального уровня мощности, соответствующие эффекты реактивности отрицательны. Для нитридного топлива с глубоким выгоранием этот эффект реактивности на 10 % меньше по абсолютной величине, чем для традиционного оксидного топлива (как в начале, так и в конце кампании). Это значит, что нитридное топливо с глубоким выгоранием требует меньшего запаса реактивности в органах управления, используемых для остановки и пуска реактора. Это должно учитываться при анализе переходных процессов в реакторе. Нужно заметить также, что для топлива с максимальным содержанием ^{231}Pa (без ^{232}Th) температурный эффект реактивности теплоно-

сителя положителен. Сравнивая варианты с различным содержанием ^{231}Pa, можно заключить, что существует такой состав топлива, для которого этот эффект невелик и отрицателен.

В целом, можно сказать, что характеристики безопасности, оцененные для топливной ячейки с глубоким выгоранием, практически не уступают соответствующим характеристикам ячейки на традиционном оксидном топливе, а по некоторым показателям даже превосходят последние.

11.2. Техническая осуществимость глубокого выгорания топлива

Возникает вопрос: насколько технически осуществимо глубокое выгорание топлива? Как отмечалось ранее, известны твэлы, в которых глубина выгорания виброуплотненного оксидного топлива достигает 32 % т. а. При этом было предположено, что в твэлах используется пористое нитридное топливо с пониженной плотностью 9,8 г/см^3, т. е. на 31 % ниже, чем плотность нитрида урана, и на 18 % ниже, чем плотность нитрида тория. Данные по плотности нитрида протактиния и по распуханию смешанного нитридного топлива (Pa, U, Th)N в литературе отсутствуют. Однако известно, что мононитрид урана характеризуется величиной распухания в несколько раз меньшей, чем оксидное топливо, что обусловлено его лучшей структурной прочностью. Кроме того, в качестве конструкционного материала предусматривается использование не циркония (что типично для твэлов тепловых реакторов), а нержавеющей стали, которая применялась и применяется в качестве оболочки твэлов быстрых реакторов. Такая замена конструкционного материала оказалась возможной благодаря лучшему балансу нейтронов нового топлива.

В рассматриваемом топливе в существенном количестве присутствует ^{231}Pa. При работе реактора часть его превращается в ^{232}U, который является стартовым нуклидом для цепочки радиоактивных распадов, заканчивающейся стабильным ^{208}Pb. Эта цепочка включает в себя шесть α-распадов, в результате которых в топливе накапливается гелий. Если гелий составит значительную добавку к газообразным продуктам деления, то это усложнит проблему сохранения целостности оболочки твэла. В оценках предполагалось, что большую часть газообразных продуктов деления составляют изотопы инертных газов (ксенон, криптон), а также гелий и тритий, образующийся при тройном делении. Расчеты по программе ORIGEN дали следующее содержание гелия, образовавшегося в результате α-распадов, в отношении к суммарному количеству газообразных

продуктов деления. Для варианта, когда свежее топливо содержит 15 % ^{231}Pa, гелиевая добавка составляет 25 % при выгорании 30 % т. а., а при начальном содержании 61 % ^{231}Pa она составляет 100 % при выгорании 80 % т. а. Видно, что в первом случае для сохранения целостности оболочки твэла, вероятно, достаточно будет соответствующим образом увеличить пористость топлива. Во втором случае, при сверхглубоком выгорании топлива, эта проблема может оказаться существенно сложнее. Поэтому для достижения сверхглубокого выгорания можно периодически применять технологию типа DUPIC с тем, чтобы удалять из топлива газообразные вещества и продолжать работу реактора.

При работе реактора конструкционный материал подвергается воздействию нейтронного поля, которое способно нарушать структуру его кристаллической решетки. Это приводит к ухудшению прочностных свойств конструкционного материала и, как следствие, к его разрушению.

В настоящее время существует точка зрения, что максимальное число смещений атомов для некоторых марок сталей, используемых в качестве конструкционного материала, до потери ими прочностных свойств может составить 180. Если исходить из этого предположения, то топливо с глубиной выгорания до 70 % т. а. может быть использовано без обновления оболочек твэлов. Согласно оценкам специалистов, стальные твэлы способны выдерживать флюенс нейтронов с энергией больше 0,1 МэВ до величены $4 \cdot 10^{23}$ н/см^2. Оценки показали, что флюенс высокоэнергетичных нейтронов, даже при максимальной глубине выгорания топлива (80 % т. а.), составляет меньшую величину. В случае же сверхглубокого выгорания можно воспользоваться технологией типа DUPIC для обновления оболочки твэла и продолжения облучения.

О регенерации твэлов с использованием технологии типа DUPIC. Если высокие размножающие свойства топлива сохраняются до выгораний, превышающих пределы работоспособности твэлов, то отпадает необходимость регенерировать топливо, достаточно обновить оболочку твэла. Иначе говоря, нужно то же топливо поместить в новую оболочку и затем продолжить облучение. Такого рода «бесхимическая» DUPIC-технология уже разработана и испытывается применительно к облученному оксидному топливу легководных реакторов типа PWR для последующего дожигания в тяжеловодных реакторах типа CANDU.

Технология DUPIC включает в себя только термомеханические операции, в процессе которых происходит снятие оболочек твэлов и

превращение топливных таблеток в тонкодисперсный порошок диоксида урана. Циклическое применение окислительных и восстановительных реакций приводит к разрыхлению топлива и удалению из него газообразных продуктов деления. Полученный топливный порошок затем используется для рефабрикации топлива, изготовления твэлов и тепловыделяющих сборок с целью продолжения их облучения в реакторе.

Такого рода технология, будучи примененной (может быть неоднократно) в рассматриваемом случае, позволила бы продолжить облучение топлива в том же реакторе и обеспечить достижение сверхглубокого выгорания. Все операции DUPIC-технологии могут выполняться на компактных установках, расположенных непосредственно на площадках АЭС. Тем самым исключаются дальние перевозки топлива и сокращается потребность в радиохимической переработке. Этот фактор, а также то обстоятельство, что в рамках DUPIC-технологии используется только термомеханическое оборудование, с помощью которого не возможно полностью отделить продукты деления от актинидов и актиниды друг от друга, повышают защищенность такого топливного цикла.

Однако следует заметить, что к настоящему времени эта технология разработана только для оксидного топлива и пока еще нет сведений о ее применимости для других видов керамического топлива (карбиды, нитриды). Это обуславливает необходимость нейтронно-физического анализа легководных решеток для смешанного оксидного топлива $^{231}PaO_2$–$^{233}UO_2$–$^{232}ThO_2$, что и предполагается выполнить в дальнейшем.

Увеличение длины кампании топлива до 50–100 лет. Проведенные исследования позволяют оценить некоторые параметры легководных реакторов, которые можно условно отнести к типу «BLACK BOX» (черный ящик). Будем так называть реакторы с кампанией топлива, равной сроку службы реактора ~50 лет. Период кампании топлива в 50 лет может достигаться при выгорании 30 % т. а. и выше, правда за счет определенного снижения энергонапряженности активной зоны (для выгорания 30 % т. а. требуется снижение энергонапряженности в 2,75 раза, а для выгорания 70 % т. а. лишь на 16 %). В качестве предельного варианта приведены данные для 100-летней кампании топлива, которая соответствует глубине выгорания 70 % т. а. При этом энергонапряженность должна быть снижена в 2,4 раза. Необходимо отметить, что снижение энергонапряженности в настоящее время достаточно широко используется в

разработке реакторов с повышенной безопасностью. Расчеты, выполненные на пониженном уровне энергонапряженности, показали, что изменение реактивности топлива лишь «растягивается» по времени, по сравнению с расчетом на стандартном уровне энергонапряженности. Как уже указывалось, величина повреждающей дозы стального покрытия твэлов (150 СНА) хотя и велика, но считается вполне достижимой в будущем.

Ранее уже отмечалось, что длительные кампании топлива, содержащего ^{231}Pa, приводят к значительному увеличению количества газообразных продуктов в топливе из-за образования гелия в α-распадах ^{232}U и его дочерних нуклидов. Оценки показали, что для 50-летней кампании количество газообразных продуктов увеличится в 1,87 и 2,05 раза для вариантов с 15 и 61 % ^{231}Pa в свежем топливе, соответственно, а в случае 100-летней кампании – в 3,5 раза. Видимо эту проблему можно было бы решить с помощью DUPIC-технологии, периодически удаляя газообразные продукты из топлива и продолжая облучение. Не исключается и выпуск газообразных продуктов из твэлов в теплоноситель первого контура.

В легководном реакторе со сверхдлинной кампанией ториевого топлива, содержащего ^{232}Th–^{231}Pa–^{233}U, принципиально возможно достижение глубокого (30 % т. а.) и сверхглубокого (80 % т. а.) выгорания топлива, как с точки зрения поддержания реактивности топлива, так и с точки зрения обеспечения целостности оболочки твэлов. Достижение сверхглубокого выгорания предполагает применение DUPIC-технологии. Оценка эффектов, связанных с изменением размножающих свойств решетки реактора и определяющих безопасность эксплуатации такого реактора, показала, что они носят благоприятный характер в процессе глубокого выгорания топлива. Некоторое снижение энергонапряженности активной зоны может обеспечить 50-летнюю кампанию топлива при выгорании 30 % т. а. и 100-летнюю кампанию при выгорании 70 % т. а.

Показана только принципиальная возможность достижения сверхдлинной кампании легководного реактора при использовании топлива на основе ^{231}Pa–^{231}U–Th, что является далеко недостаточным для оценки перспективности такого топлива. Для этого необходимо исследовать вопросы обоснования работоспособности твэлов при экстремальных выгораниях топлива и общую экономическую эффективность таких реакторов.

Список литературы к разделам 9–11

1. Повышение эффективности топливоиспользования и совершенствование систем обращения с ядерным топливом на АЭС с ВВЭР-440 / Ю.В. Коломцев, В.В. Омельчук, Ю.Н. Пыткин и др. – СПб., 2000. – 232 с.
2. Белая книга ядерной энергетики / под ред. Е.О. Адамова. – М.: ГУП НИКИЭТ, 1998.
3. Ivanov V.B., Mayorshin A.A., Skiba 0.V. et. al. The Utilization of Plutonium in Nuclear Reactors on the Basis of Technologies Developedin SSCRIAR / Proc. of the Intern. Conf. on Future Nuclear Systems «GLOBAL-97», October 5–10, 1997, Yokohama, Japan. – V. 2. – P. 1093–1098.
4. SCALE: A Modular Code System for Performing Standardized Computer Analyses of Licensing Evaluation. – NUREG/CR – 0200,ORNL/NUREG/CSD-2/RS, OakRidge, January 1997.
5. Greene J., Lucius J.L, Petrie L.M. et. al. AMPX: A Modular Code System for Generating Coupled Multi-Group Neutron-Gamma Libraries from ENDF /B. – ORNL/TM-3706, March 1976.
6. Шмелев А.Я., Куликов Г.Г. О нейтронно-физических особенностях модифицированных (денатурированных) топливных циклов // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 1997. – № 6. – С. 42–48.
7. Shmelev A., Saito M., Artisyuk V. Multi-Component Self-Consistent Nuclear Energy System: On Proliferation Resistant Aspect: Proc. of the Second Annual JNC Intern. Forum on the Peaceful Use of Nuclear Energy, February 21–22, 2000, Tokyo, Japan. – P. 87–95.
8. Mark J.C. Explosive Properties of Reactor-Grade Plutonium//Science & Global Securuty. – 1993. – V. 4. – P. 111–128.
9. Скоров Д.М., Бычков Ю.Ф., Дашковский А.И. Реакторное материаловедение. – М.: Атомиздат, 1979.
10. Yang M.S., Kim B.O., Song K.W. et. al. Characteristics of DUPIC fuel fabrication technology / Proc. of the Intern. Conf. on Future Nuclear Systems «GLOBAL-97», October 5–10, 1997, Yokohama, Japan. – P. 535–537.
11. Pillon S., Tommasi J., D'Alletto T. et. al. Current Status of the CAPRA Programme / Proc. of the EN (T98, October 25–28, 1998, Nice, France. – V. 3. – P. 645–652.
12. Carelli M.D., Paramonov D.V., Lombardy C.V. et. al. IRIS, International New Generation Reactor / Proc. of the Eghth Intern. Conf. on Nuclear Engineering (ICONE-8), April 2–6, 2000, Baltimore, MD, USA, ICONE-8447.

12. ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОРУЖЕЙНОГО ПЛУТОНИЯ И ТОРИЯ В ЯДЕРНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ

При сокращении ядерных вооружений высвободится примерно 220 тонн оружейного плутония [1]. В целях нераспространения делящихся материалов, рекомендуется его перевод в неоружейный (энергетический) плутоний. Около 1000 ТВт (эл.) может быть получено с использованием 100 тонн оружейного плутония в форме МОХ-топлива при выгорании 45 МВт·сут/кг.

Плутоний, высвобождаемый из боеголовок, может быть использован в скором времени в действующих легководных реакторах с применением имеющихся технологий конструирования, производства и эксплуатации топлива [2].

Базирующееся на немецком опыте переработки плутония исследование с целью оценки возможности использования оружейного плутония в действующих легководных реакторах в виде МОХ-топлива, с применением имеющихся испытанных технологий было проведено в Германии. Использование новых технологий, таких как, например, использование МОХ-топлива с гадолиниевым поглотителем, не исследовалось.

Опыт «Сименс» по использованию МОХ-топлива основывается на использовании 382 МОХ ТВС в восьми PWR и 294 МОХ ТВС в шести кипящих реакторах и реакторах с тяжелой водой под давлением. Опыт использования МОХ-топлива в PWR касается различных плутониевых композиций, начиная от MAGNOX плутония с высоким содержанием Pu-239 (до 76 %) и до плутония, полученного при переработке ОЯТ легководных реакторов с содержанием Pu-238/Pu-239/Pu-240/Pu-241/Pu-242 = 2/58/25/9/6 %. Композиция с минимальной концентрацией делящегося изотопа использовалась в первых опытах с МОХ-топливом (1977 г.) и содержала 44 % Pu-239 и 14 % Pu-241.

Значительное количество информации было получено при оценке длительности кампании, распределения энерговыделения, коэффициентов реактивности и эффективностей управляющих стержней для активных зон с разным количеством МОХ ТВС в различных зонах (профилирование МОХ-топлива по АЗ) [3]. Результа-

ты исследования твэлов с облученным МОХ-топливом с выгоранием от 6 до 47 МВт·сут/кг были получены при инспектировании бассейнов выдержки ТВС и обследовании конкретных (отдельных) топливных стержней [4]. Важнейшие характеристики равновесного цикла выгорания с МОХ-топливом подтверждают безопасность реактора. Все реальные циклы легководных реакторов с МОХ-топливом подтверждают адекватность существующих пакетов расчетных программ.

Содержание делящегося на тепловых нейтронах изотопа Pu-239 в оружейном плутонии более 95 %. Это достигается укороченными периодами облучения в промышленных реакторах специальной конструкции. Напротив, гражданское использование плутония требует максимальных значений выгорания для достижения экономической эффективности. Соответственно, изотопная композиция плутония, полученного в ходе переработки «коммерческих» ТВС, содержит значительно большие количества не делящихся тепловыми нейтронами изотопов. Состав некоторых типичных топливных композиций приведен в табл. 12.1. Содержание каждого указанного изотопа для каждого типа реакторов может различаться на несколько процентов для различных длительностей периодов облучения и схем облучения, а также зависит от длительности выдержки между последним циклом облучения и переработкой из-за распада Pu-241 ($T_{1/2}$ = 14,9 лет). Низкое содержание Pu-240 в оружейном плутонии, по сравнению с энергетическим, ведет к меньшему поглощению в области резонанса изотопа Pu-240 (1 эВ) и, соответственно, меньшей наработке делящегося Pu-241.

Таблица 12.1

Примеры различных изотопных композиций плутония, %

Изотоп плутония	238	239	240	241	242
Оружейный плутоний	0	94	5	1	0
Энергетический плутоний					
MAGNOX Pu	0,3	76,1	18,4	4,4	0,8
Стандартный PWR	1,8	59,0	23,0	12,2	4,0
PWR с низким выгоранием	1,5	60,1	24,5	8,8	5,0
PWR с высоким выгоранием	2,6	51,5	27,6	10,5	7,8
Pu из переработанного МОХ-топлива (2-е поколение)	1,4	43,5	34,3	14,3	6,5

Результаты сравнения зависимости коэффициента размножения от выгорания для ТВС, содержащих уран и плутоний, и для стандартной ТВС (16×16) в реакторе PWR «Сименс», при концентрации бора 500 ppm, показали следующее: содержание делящегося изотопа плу-

тония в обоих вариантах МОХ-топлива выбиралось таким, чтобы выгорание равнялось выгоранию для урановых ТВС; МОХ ТВС с типичным энергетическим плутонием (2,6/54,0/24,2/11,8/7,4) на начальной стадии обеспечивают меньшую реактивность, по сравнению с урановыми ТВС (это вызвано повышенным содержанием поглощающих изотопов); вследствие повышенного коэффициента воспроизводства делящихся изотопов в процессе кампании снижение реактивности с течением времени меньше, чем для урановых ТВС; напротив, МОХ ТВС с оружейным плутонием ведут себя аналогично урановым (это вызвано низким начальным содержанием Pu-240, что снижает поглощение); в течение кампании меньшее производство делящегося Pu-241 посредством захвата нейтронов Pu-240 ведет к более быстрому спаду реактивности.

PWR западного типа. Следующая оценка [5] сделана для PWR-1300 «Сименс» с 1093 ТВС (16 × 16). На данный момент пять реакторов этого типа (*Унтервезер KKU*, *Графенрайнфельд KKG*, *Филипсбург KKP*-2, *Гронде KWG*, *Брокдорф KBR*) использовали 228 МОХ ТВС, содержащих в основном коммерческий плутоний из легководных реакторов. Для лицензирования и определения безопасности топливного цикла был разработан специальный метод оценки. В процессе лицензирования была подтверждена безопасность использования в АЗ 50 % МОХ ТВС. До сегодняшнего дня вышеупомянутые PWR в основном использовали МОХ ТВС стандартной конструкции [6] с МОХ-топливными стержнями трех типов и четырьмя водяными стержнями в центре сборки для выравнивания распределения энерговыделения.

Первая ТВС с повышенным содержанием плутония была сделана для реактора *Обригхайм KWO* (решетка 14×14 стержней) в 1987 году, чтобы соответствовать повышению обогащения по U-235 в перегружаемом топливе до 4,0 %. Восемь МОХ ТВС данной конструкции были помещены в реактор в 1988 году. В ТВС в качестве материала-носителя использовался естественный уран, ТВС имела три зоны с различным содержанием делящегося плутония (среднее содержание – 3,8 %). Эти МОХ ТВС облучались в течение трех циклов и достигли выгорания 35 МВт·сут/кг.

Следующая конструкция, необходимость которой была обусловлена заменой материала-носителя (естественного урана) на отвальный уран, была разработана для *Графенрайнфельда KKG*. Действовавшая лицензия на этой станции разрешала снижение концентрации U-235 в материале-носителе за счет повышения концентра-

ции Pu-239. Обогащение урана в ТВС не изменялось. Была сконструирована новая ТВС со средним содержанием плутония 3,48 % (обогащение по U-235 в материале-носителе – 0,25 %), которая полностью использовала возможности действовавшей лицензии. Топливные стержни трех типов с разным содержанием плутония использовались в стандартных 16×16 ТВС. Так как такая ТВС не имеет центральной несущей трубы, в центральной области, где расположены ТВС с максимальным содержанием плутония, расположены 4 трубки с водой, что позволяет выровнять распределение энерговыделения. Шестнадцать таких МОХ ТВС были помещены в реактор *Графенрайнфельд* в 1993 году в 12-м цикле выгорания.

Дополнительные МОХ ТВС были сконструированы для изучения топливной кампании на базе урановых ТВС с обогащением до 4,0 % по U-235, а также для ТВС других типов и специальных граничных условий и для других поставщиков энергии (АЭС).

В 1997 году 8 МОХ ТВС с содержанием делящегося плутония 4,8 % и отвальным ураном в качестве материала-носителя отработали первый цикл выгорания на одной из шведских станций, 20 были помещены в этот же реактор в 1998 году. Кроме того, 16 МОХ ТВС с содержанием делящегося плутония 4,8 % и материалом-носителем – отвальным ураном – были помещены в один из немецких реакторов в 1998 году.

Были изучены нейтронно-физические параметры для МОХ ТВС с оружейным плутонием (0/94/5/1/0 %) и трехзонной схемы сборки. Перегружаемое топливо содержит только 30 % таких ТВС, что означает утилизацию только 280 кг плутония на 10 ТВт электрической мощности.

Конструкция МОХ ТВС второго типа основана на использовании топливной композиции, полученной смешением оружейного плутония с плутонием от переработки топлива PWR. Итоговая композиция содержит 1 % Pu-238, 74 % Pu-239, 15 % Pu-240, 6 % Pu-241, 4 % Pu-242, что более или менее аналогично MAGNOX плутонию. Чтобы компенсировать влияние поглотителей (Pu-238, Pu-240 и Pu-242), содержание делящихся изотопов плутония было повышено до 4,08 %. Снова использовалась трехзонная схема с содержанием делящегося плутония по зонам 2,4; 3,4 и 4,7 %, соответственно.

Третья конструкция ТВС содержит 12 урановых топливных стержней с гадолиниевым ВП (2,5 % U-235 и 2,5 % оксида гадолиния), чтобы уменьшить начальную реактивность ТВС.

Таблица 12.2

Обзор разработок схем движения топлива для PWR-1300

Загрузочная схема	PLL	FLL	FLL	FLL
Содержание делящегося плутония (%)	3,78	4,08	3,87	4,42
Количество свежих ТВС				
Число урановых ТВС/начальное обогащение	–	–	4/4,0	4/4,0
Число уран-гадолиниевых ТВС/начальное обогащение	28/3,95	28/3,95	24/3,95	20/3,96
Число МОХ ТВС	20	20	16	20
Число ТВС в АЗ				
U	–	–	16	17
U–Gd	112	112	107	88
MOX	81	81	72	88
Длительность цикла выгорания, эфф. сут	328	310	304	315
Критическая концентрация бора, ppm	1940	1900	1530	1775

Были проанализированы различные варианты равновесных циклов, основанные на различных схемах загрузки. Особое внимание уделялось поведению реактивности АЗ. Результаты исследования схем движения МОХ ТВС с долей перегружаемого топлива 30–50 % могут быть оценены в сравнении с количественными результатами, полученными при использовании энергетического плутония после цикла с высоким выгоранием (табл. 12.2).

Российские PWR: ВВЭР-1000. Для ВВЭР-1000 были предложены две конструкции со средним содержанием делящегося плутония 3,7 % и 4,1 %. Эти МОХ ТВС были разработаны для получения выгорания, аналогичного выгоранию урановых ТВС с обогащением 3,6 % и 4,0 %, по U-235. Для периферийных стержней требуется значительное уменьшение содержания делящегося плутония для получения достаточно равномерного распределения энерговыделения, а также необходимы 4 зоны с различным содержанием делящегося плутония для того, чтобы была возможность загружать их вместе с обычными урановыми ТВС. Третья конструкция с оптимизированной начальной реактивностью использует 24 топливных стержня урана с ВП-гадолинием.

Первые исследования анализировали равновесные циклы для ВВЭР-1000 с использованием вышеописанных ТВС. Обзор основных параметров приведен в табл. 12.3. Особое внимание уделено поведению реактивности АЗ.

Поведение АЗ PWR с загрузками МОХ ТВС с оружейным плутонием. Опыт исследования схем передвижения топлива, основанный на количественных результатах, обобщен в табл. 12.2 и 12.3.

Длительность кампании и выгорание МОХ ТВС

Замена неотравленных урановых ТВС на МОХ ТВС (смесь оружейного и энергетического плутония) слабо влияет на длительность кампании. МОХ ТВС имеют приблизительно то же выгорание, что и урановые ТВС. Это подтверждает правильность выбора содержания плутония в МОХ ТВС.

Распределение энерговыделения в течение кампании

По сравнению с МОХ ТВС с плутонием из легководных реакторов, МОХ ТВС с оружейным плутонием имеют значительно большую начальную реактивность и энерговыделение. Полная загрузка АЗ, уменьшающая утечку FLL, может привести к чрезмерному росту энерговыделения. Приемлемые значения максимальной мощности твэлов могут быть получены размещением свежих МОХ ТВС в зоне вблизи отражателя (PLL-загрузка). Большее содержание поглотителей Pu-238, Pu-240 и Pu-242 в МОХ ТВС со смесью плутония приводит к улучшению профиля энерговыделения, поэтому полные загрузки могут быть использованы без применения выгорающего поглотителя в МОХ ТВС.

Таблица 12.3

Обзор исследования схем передвижения топлива для ВВЭР-1000

Схема загрузки	PLL	PLL	PLL
Делящийся плутоний	3,70	4,10	4,10
Состав плутония	0/94/5/1/0	0/94/5/1/0	0/94/5/1/0
Число свежих ТВС			
Урановые/нач. обогащение	24/3,6	24/4,0	18/4,0
Уран-гадолиниевые/нач. обогащение	–	–	–
МОХ ТВС	24	18	24
Число ТВС в АЗ			
Урановые	79	91	24
Уран-гадолиниевые	–	–	43
МОХ ТВС	84	72	96
Длина равновесного цикла, эфф. сут	289	298	294
Максимальная мощность на ТВС, МВт	1,38	1,44	1,34
Критическая концентрация без ксенона, ppm	2105	2240	2157

Коэффициенты реактивности и критическая концентрация бора. Использование МОХ ТВС из оружейного плутония уменьшает ценность борного регулирования, повышает критическую концентрацию бора в начале цикла (все стержни СУЗ извлечены) до 1940 частей на миллион (для доли перегружаемого топлива, равной

40 %). МОХ ТВС со смесью плутония (плутоний из легководных реакторов) показывают более или менее сравнимые результаты – около 1 900 ppm. Так как использование отравленных урановых ТВС в ВВЭР-1000 не изучалось, то начальная концентрация бора возрастает до 2 200 ppm.

Типичные значения ТКР-замедлителя в начале кампании для исследованных схем передвижения топлива: –34…–40 pcm/K – для PWR-1300 и около –30 pcm/K – для ВВЭР-1000. К концу кампании значения ТКР вырастают до –65…–70 pcm/K. Доплер-коэффициент сильно зависит от загрузок МОХ ТВС или выгорания.

Эффективность управляющих стержней и доля запаздывающих нейтронов. Во всех исследованных вариантах достигается необходимая эффективность стержней СУЗ. Эффективная доля запаздывающих нейтронов (около 0,5 %) в смешанных загрузках для PWR-1300 соответствует существующим особенностям переходных процессов.

Были проведены дополнительные исследования для АЗ, полностью загруженных МОХ ТВС с одинаковым содержанием делящегося плутония по всей АЗ. Уже наблюдавшиеся для смешанных АЗ эффекты в этих случаях проявлялись более отчетливо. Тем не менее, применение PLL-схем загрузки (PLL – *part low-leakage* – схема загрузки, при которой МОХ ТВС с максимальным содержанием делящегося вещества размещаются в периферийных областях АЗ вблизи отражателя) вместо FLL (*full low-leakage*) схем позволяет удержать максимальное энерговыделение в разумных пределах. Эффективность борного регулирования уменьшается более значительно, и критическая концентрация бора возрастает до 2500 ppm (PWR-1300) и 3200 ppm (ВВЭР-1000) (0 эфф. суток, нулевая мощность, все стержни выведены). Это делает необходимым применение улучшенной системы борного регулирования или переход на бор с большим содержанием B-10. Эффективная доля запаздывающих нейтронов снижается до 0,35 %. Влияние этих факторов на работу АЭС должно быть исследовано дополнительно для оценки показателей безопасности. Все остальные ключевые параметры: ТКР-замедлителя, Доплер-коэффициент и эффективность регулирующих стержней находятся в тех же пределах, что и для смешанной АЗ.

Использование оружейного плутония в кипящих реакторах. Первый опыт использования переработанного плутония в BWR «Сименс» относится к 1966 году, когда использовались «остров-

ные» ТВС (т. е. МОХ-стержни и урановые стержни в одной ТВС) вместе с полностью МОХ ТВС. С 1995 года АЭС *Гундреммингген В* и *С* имеют лицензию на перегрузку МОХ-топлива, которая позволяет им эксплуатировать АЗ с содержанием полностью МОХ ТВС до 30 %. Были сделаны 140 ТВС, сконструированные для значений выгорания 35÷40 МВт·сут/кг. В настоящий момент 48 МОХ ТВС эксплуатируются третий, 32 – второй и 36 – первый цикл выгорания. Новая лицензия позволяет эксплуатацию 10 МОХ ТВС ATRIUM с выгоранием 50 МВт·сут/кг.

Проверенные особенности конструкции:

- использование плутония в естественном уране или в матрице обедненного урана;
- контроль реактивности в BWR с помощью урановых стержней с гадолинием;
- конструкция, идентичная урановым ТВС;
- в МОХ ТВС с оружейным плутонием используют конструкцию (адекватное выгорание), аналогичную конструкции урановых ТВС.

Преимуществом этого является то, что используется проверенная конструкция ТВС, уже использующихся «Сименс». Это позволяет начать использование оружейного плутония уже сейчас и избежать временного перерыва (около 10 лет), который потребуется для испытаний таких материалов, как, например, Gd/Pu/U дисперсионное топливо.

По сравнению с урановыми загрузками АЗ, конструкция АЗ с МОХ-топливом должна учитывать, что эффективность поглощающих тепловые нейтроны веществ уменьшается. Это ведет к уменьшению эффективности регулирующих и гадолиниевых стержней, а также к увеличению градиентов потока тепловых нейтронов, что увеличивает максимальное энерговыделение. При применении новых технологий каких-либо неразрешимых проблем использования оружейного плутония не появилось.

Была разработана МОХ ТВС для BWR, чтобы удовлетворить вышеперечисленным условиям. Исследования соответствующих схем перемещения топлива показали осуществимость эксплуатации АЗ, полностью загруженных МОХ ТВС, в годовых циклах в немецких BWR при выгораниях около 50 МВт·сут/кг. Результаты приведены в табл. 12.4.

Таблица 12.4

Результаты исследования схем перемещения топлива в BWR

Характеристики кампании	
Длина кампании	1 г.
Загрузка МОХ	100 %
Конструкция МОХ	
Делящийся плутоний, %	3,32
U-235, %	0,75
Выгорание, МВт·сут/кг	50
Линейная плотность тепловыделения, Вт/см	430
«Горячая» избыточная реактивность	0,039
«Холодная» остаточная реактивность	0,013

Влияние на характеристики АЗ приведены ниже:

• большое значение «горячей» избыточной реактивности в начале кампании требует очень большой плотности расположения регулирующих стержней;

• из-за высокого максимального энерговыделения (аналогично оружейным МОХ ТВС для PWR) степень загрузок, уменьшающих утечку (LL), должна быть уменьшена по сравнению с урановым циклом;

• чтобы получить достаточный запас реактивности, необходимо очень высокое значение разницы реактивностей: «горячий–холодный» (ТЭР). Приемлемые значения могут быть получены с использованием особенностей конструкции ATRIUM 10. Сниженное значение избыточной реактивности полностью МОХ АЗ ограничивает длительность цикла одним годом. Более длительные равновесные циклы (около 2 лет) могут быть организованы только с использованием смешанных уран/МОХ-активных зон.

Потребление плутония. Одним из важнейших аспектов использования оружейного плутония в ядерных реакторах является потребление плутония, которое может быть рассчитано с использованием нуль-мерной программы по расчету выгорания KORIGEN [2, 7]. Некоторые входные параметры (сечения актинидов и спектральные характеристики) были рассчитаны с использованием стандартного программного пакета «Сименс» SAV90 для PWR [8].

Анализ был проведен для выгораний 40 и 50 МВт·сут/кг. Результаты для PWR-1300, ВВЭР-1000 и BWR (табл. 12.5) могут быть сравнены с учетом выработанной электрической энергии. Различные значения водно-топливного отношения российского ВВЭР-1000 (1,8) и немецкого PWR-1300 (2,0) также принимались в расчет. Изотопная композиция плутония представлена в табл. 12.1. Материалноситель МОХ ТВС – обедненный уран с обогащением 0,25 %. При

расчетных выгораниях отношение количества делящегося плутония к общему снижалось с 95 % до 66 % и 58 %, что очень близко к значениям для энергетического плутония.

Таблица 12.5

Баланс масс плутония для легководных реакторов

	PWR-1300		ВВЭР-1000		BWR-1300
Средняя энерговыработка АЭС, ТВт/загрузка	10		6,9	7,2	10
Свежие МОХ ТВС					
Пл. дел.*/ (пл. общ.+ уран), %	3,25	3,75	3,70	4,10	3,32
Масса плутония, кг	18,1	20,9	17,6	19,6	6,3
Расчетное выгорание, МВт·сут/кг	40	50	40	50	50
Выгрузка МОХ ТВС					
Масса плутония, кг	11,7	12,5	11,8	12,1	
Пл. дел.*/ пл. общ., %	61	58	66	64	
Масса оружейного плутония, загружаемая при перегрузке, кг					
30 % МОХ ТВС	305	276	254	246	–
50 % МОХ ТВС	508	460	423	410	–
100 % МОХ ТВС	1015	920	847	821	825

Примечания: *пл. дел. – делящийся плутоний: Pu-239, Pu-241;
**пл. общ. – все нуклиды плутония: 238–242.

Возрастание выгорания от 40 до 50 МВт·сут/кг вызывает уменьшение необходимого числа ТВС, которые должны быть изготовлены и загружены. На заводе по производству МОХ-топлива, с производительностью 120 тонн тяжелого металла, около 5 тонн оружейного плутония ежегодно может быть переработано в МОХ-топливо с содержанием делящихся нуклидов 3,7–4,1 %. Годовое производство может обеспечить 12 АЭС PWR-1300 – 20 МОХ ТВС на перегрузку (3,75 %). В случае ТВС ВВЭР-1000, около 260 МОХ ТВС может быть изготовлено за год. При содержании МОХ ТВС в АЗ 30 % и 100 % могут быть обеспечены около 20 и 6 АЭС, соответственно.

За 10 лет работы такой завод может переработать в общей сложности 50 тонн оружейного плутония. При суммарном выгорании 45 МВт·сут/кг, около 500 ТВт электрических может быть получено из этого плутония и материала-носителя. 125 млн тонн угля или 85 млн тонн нефти необходимо для производства такого количества энергии с помощью традиционных источников энергии.

Выводы. Использование оружейного плутония в действующих легководных реакторах, с технической точки зрения, осуществимо. Одним из аспектов такого использования является годовое потребление оружейного плутония.

При расчетных значениях выгорания отношение количества делящихся и неделящихся изотопов плутония изменяется с 95 % до 66 % и 58 %.

Завод по производству МОХ-топлива, мощностью 120 тонн ТМ, может переработать около 5 тонн оружейного плутония в год. Этого достаточно, чтобы обеспечить топливом 12 энергоблоков с реакторами PWR-1300 и 20 МОХ ТВС на перегрузку. В случае ВВЭР-1000 и долей МОХ-топлива в АЗ 30 %, около 20 энергоблоков могут быть обеспечены топливом.

Опыт повторного использования плутония в Германии позволяет создать МОХ ТВС, характеристики которых гарантируют безопасность нормальной эксплуатации реактора и его поведения в аварийных ситуациях. При использовании оружейного плутония в российских ВВЭР может быть использован опыт европейских PWR. Опыт крупных немецких BWR может служить основой утилизации избыточного оружейного плутония в американских BWR.

Физические характеристики легководного ядерного реактора со сверхдлинной кампанией ториевого топлива. В работе [9] анализируются физические характеристики легководного реактора с (Th–Pa–U)-топливом. Показано, что введение в состав топлива нуклида ^{231}Pa открывает принципиальную возможность достижения сверхдлинных кампаний за счет стабилизации размножающих свойств топлива в процессе облучения.

Известно, что весьма привлекательной является идея разработки такого энергетического реактора, который не требовал бы перегрузок топлива в течение всего срока службы (реактор типа «черный ящик»). Однако на этом пути имеется немало трудностей.

Длительность кампании реактора можно увеличить, снижая энергонапряженность топлива. Снижение энергонапряженности является также фактором, улучшающим безопасность эксплуатации реактора. Однако это может сопровождаться ростом капиталовложений. Тем не менее, многие современные проекты корпусных легководных реакторов характеризуются пониженной плотностью энерговыделения, оставаясь в то же время конкурентоспособными. Так, например, проект реактора повышенной безопасности ВПБЭР-600 характеризуется средней энергонапряженностью активной зоны

69,4 МВт/м^3, в то время как для реактора ВВЭР-1000 эта величина составляет около 110 МВт/м^3 [10].

Практически «беспроигрышным» фактором, ведущим к удлинению кампании, является повышение энерговыработки топлива, т. е. его более глубокое выгорание. Как известно, выгорание топлива ограничивается либо исчерпанием запаса реактивности, либо нарушением целостности твэлов. В современных легководных реакторах выгорание топлива ограничивается, главным образом, запасом реактивности и составляет 4–6 % тяжелых атомов (т. а.). В быстрых реакторах за счет хороших показателей воспроизводства топлива достигнутое выгорание составляет 10–15 % т. а., а в опытных твэлах с оксидным топливом реактора БОР-60 оно достигло 32 % т. а. без нарушения целостности оболочки [11]. Следовательно, имеются веские предпосылки к тому, что использование в легководных реакторах твэлов, аналогичных применяемым в быстрых реакторах, позволило бы удлинить кампанию топлива в несколько раз. В этом случае главной задачей становится формирование нуклидного состава топлива, при котором размножающие свойства сохранялись бы на высоком уровне при глубоких и сверхглубоких выгораниях.

В работе [9] рассматривается топливо на основе смеси нуклидов ^{232}Th–^{231}Pa–^{233}U и демонстрируется возможность стабилизации размножающих свойств легководных решеток с таким топливом при глубоких выгораниях. Для случаев, когда стабилизация размножающих свойств сохраняется при выгораниях, близких к экспериментально достигнутым в твэлах быстрых реакторов (20–30 % т. а.), обсуждается применимость технологии типа DUPIC (Direct Use of Spent PWR Fuel in CANDU) для регенерации твэлов и продолжения облучения топлива [11].

В расчетах использовался программный комплекс SCALE-4.3, предназначенный для лицензионных расчетов легководных реакторов [12]. С помощью управляющего модуля SAS2H этого комплекса рассчитывались одномерная бесконечная решетка твэлов и состав топлива в процессе облучения. Транспортный расчет ячейки выполнялся в S_8-приближении с числом внутренних итераций, обеспечивающих оценку k_∞ с точностью 10^{-5}. Пересчет состава топлива осуществлялся «через каждые 4 года», что позволило оценивать k_∞ с точностью 10^{-4}. При выгорании учитывались 43 продукта деления, влияние которых на реактивность было наибольшим. Расчеты проводились в 44-групповом приближении. Для этого использовал-

ся файл ядерных данных ENDF/B-IV с программой подготовки констант AMPX [13], причем число вторичных нейтронов, образующихся при делении ^{232}U, было скорректировано в соответствии с рекомендацией [14].

Нейтронно-физические предпосылки глубокого выгорания топлива [9]. Рассматривается решетка легководного реактора типа ВВЭР-1000 с глубоким (30 % т. а.) и сверхглубоким (80 % т. а.) выгоранием топлива. Для достижения такого выгорания необходимо решить ряд задач, среди которых задача наработки специального топлива, анализ характеристик безопасности и работоспособности твэлов при глубоком выгорании.

В свежем топливе действующих в настоящее время энергетических реакторов всегда содержатся делящийся нуклид и сырьевой. В дальнейшем при выгорании нуклиды с хорошими размножающими (например, ^{233}U, ^{235}U, ^{239}Pu, ^{241}Pu) и с преимущественно поглощающими (^{234}U, ^{236}U, ^{240}Pu, ^{242}Pu) свойствами чередуются. Это значит, что если хорошо делящийся нуклид не претерпит деление, то в результате радиационного захвата нейтрона он превратится в преимущественно поглощающий нуклид. Последнее приводит к ухудшению нейтронного баланса, снижению реактивности реактора и, как следствие, к уменьшению выгорания топлива. Для радикального изменения этой ситуации необходимо, чтобы делящийся нуклид в случае радиационного захвата нейтрона превращался снова в делящийся нуклид. Такой связкой двух достаточно хорошо делящихся нуклидов является, например, ^{232}U–^{233}U. Для использования этих нуклидов топливо должно содержать в достаточных количествах либо сам ^{232}U, либо его предшественник ^{231}Pa. В этом случае образуется цепочка изотопных переходов ^{231}Pa–^{232}U–^{233}U, в которой первый нуклид играет роль эффективного выгорающего поглотителя, второй нуклид характеризуется умеренными размножающими свойствами, а третий – хорошими размножающими свойствами. Поэтому последовательное превращение нуклидов улучшает размножающие свойства топлива.

На рис. 12.1 показано изменение реактивности решетки легководного реактора типа ВВЭР по мере его работы на различном топливе (стандартное оксидное урановое и нитридное ториевое топливо). Видно, что при использовании стандартного оксидного топлива с 4,4 % ^{235}U коэффициент размножения монотонно уменьшается с $k_\infty = 1{,}38$ до ≈ 1 при достижении топливом выгорания 4,2 % т. а. (кривая *1*). Практически такой же результат получается на нитрид-

ном ^{232}Th–^{233}U топливе с 5,3 % ^{233}U (кривая *2*). Ситуация радикально меняется как только в нитридное топливо вводится ^{231}Pa, который является исходным нуклидом для связанной пары делящихся нуклидов ^{232}U–^{233}U. Рассмотрено 5 нуклидных составов топлива с различным содержанием ^{231}Pa. Эти варианты можно разделить на 2 группы: в первую входят варианты, соответствующие кривым *3–6*, а во вторую – вариант, соответствующий кривой *7*.

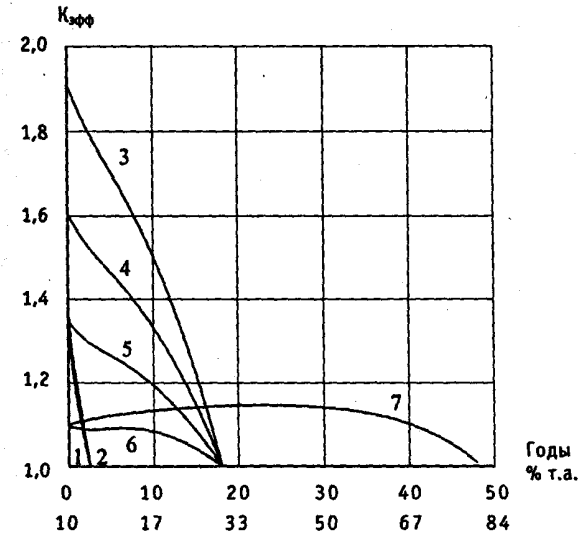


Рис. 12.1. Зависимости размножающих свойств от времени облучения (глубины выгорания) различных видов топлива:
1 – (4,4 % ^{235}U +95,6 % ^{238}U)O_2; 2 – (5,33 % ^{233}U +94,67 % ^{232}Th)N;
3 – (0 % ^{231}Pa+31 % ^{233}U+69 % ^{232}Th)N; 4 – (5 % ^{231}Pa+26 % ^{233}U +69 % ^{232}Th)N;
5 – (10 % ^{231}Pa+21 % ^{233}U+69 % ^{232}Th)N; 6 – (15 % ^{231}Pa+16 % ^{233}U+69 % ^{232}Th)N;
7 – (61 % ^{231}Pa+39 % ^{233}U+ 0 % ^{232}Th)N

В первой группе вариантов доля ^{232}Th в топливе постоянна и составляет 69 %. Оставшиеся 31 % топлива занимают ^{231}Pa и ^{233}U. Из рис. 12.1 видно, что возможно достижение большей глубины выгорания топлива 30 % т. а. и без ^{231}Pa (кривая *3*), но это обеспечивается за счет чрезвычайно высокого начального обогащения топлива делящимся нуклидом (31 % ^{233}U). Очевидно, что такой вариант мало приемлем, с точки зрения безопасности реактора, из-за большого запаса реактивности свежего топлива ($k_\infty = 1{,}91$). Замена в топливе 5 % ^{233}U на ^{231}Pa (кривая *4*) приводит к снижению начального запаса

реактивности топлива ($k_\infty = 1{,}61$) при той же глубине выгорания. Замена 10 % ^{233}U на ^{231}Pa (кривая *5*) снижает начальный коэффициент размножения до $k_\infty = 1{,}37$, что практически совпадает с таковым для стандартного уранового оксидного топлива. Если же в нитридном топливе доли ^{233}U и ^{231}Pa будут примерно равны (кривая *6*), то начальный коэффициент размножения составит умеренную величину $k_\infty = 1{,}1$, необходимую для компенсации утечки нейтронов и управления реактором во время работы.

В процессе выгорания размножающие свойства такого топлива почти не меняются до глубины выгорания 17 % т. а., а затем плавно уменьшаются до $k_\infty = 1{,}0$, пока топливо выгорает до 30 % т. а. Такой состав топлива выгодно отличается от предыдущих составов плавным изменением реактивности с выгоранием. Эти варианты демонстрируют стабилизацию размножающих свойств в процессе выгорания благодаря возрастанию роли цепочки изотопных переходов ^{231}Pa–^{232}U–^{233}U.

На рис. 12.1 приведен еще один вариант (кривая *7*), который, видимо, соответствует предельно достижимой глубине выгорания в принятых предположениях о типе реактора и виде топлива. Это вариант, в котором доля ^{231}Pa в топливе максимальна при условии, что начальный коэффициент размножения составляет $k_\infty = 1{,}1$. Поскольку ^{231}Pa играет роль выгорающего поглотителя и предшественника связки двух делящихся нуклидов ^{232}U–^{233}U, то удается достичь наибольшего из рассмотренных выгораний (80 % т. а.), прежде чем коэффициент размножения уменьшится до $k_\infty = 1{,}0$. При этом коэффициент размножения меняется очень плавно, достигая максимума ($k_\infty = 1{,}15$) при глубине выгорания 35 % т. а. и возвращаясь к $k_\infty = 1{,}1$ при 67 % т. а.

Отметим преимущества, которые можно получить от использования топлива со стабилизированными размножающими свойствами до глубоких выгораний. Прежде всего это радикальное сокращение технологических операций, связанных с изготовлением топлива, его транспортировкой, а также с перегрузками топлива. Так, например, при переходе от традиционного топлива легководных реакторов с выгоранием 4–6 % т. а. к топливу с выгоранием 30 % т. а. количество вышеперечисленных операций сократится примерно в 5–7 раз. Кроме экономической выгоды сокращение числа перегрузок означает существенное сокращение операций, при которых возможно переключе-

ние делящихся нуклидов на военные цели. Это повышает защищенность топливного цикла от распространения ядерного оружия. Если же снизить энергонапряженность активной зоны в 2–3 раза, то реактор на топливе со стабилизированными размножающими свойствами мог бы проработать весь срок службы (30–50 лет) без перегрузок, если не нарушится целостность твэлов. Реакторы такого типа можно поставлять в страны третьего мира как «черные ящики» с минимальной опасностью распространения ядерного оружия, поскольку операции с топливом могут быть сосредоточены только на заводах-изготовителях. К тому же такие реакторы проще в изготовлении и использовании, поскольку они не будут иметь оборудование для перегрузок топлива и его хранения на АЭС.

Увеличение длины кампании топлива до 50–100 лет. Проведенные исследования [9] позволяют оценить некоторые параметры легководных реакторов, которые можно условно отнести к типу BLACK BOX («черный ящик»). Будем так называть реакторы с кампанией топлива, равной сроку службы реактора около 50 лет (табл. 12.6). В этой таблице для сравнения приведены также соответствующие характеристики стандартного реактора типа ВВЭР с 4,4 % $^{235}UO_2$-топливом.

Видно, что кампания топлива в 50 лет может достигаться при выгорании 30 % т. а. и выше, правда за счет определенного снижения энергонапряженности активной зоны (для выгорания 30 % т. а. требуется снижение энергонапряженности в 2,75 раза, а для выгорания 70 % т. а. – лишь на 16 %). В качестве предельного варианта приведены данные для 100-летней кампании топлива, которая соответствует глубине выгорания 70 % т. а. При этом энергонапряженность должна быть снижена в 2,4 раза. Необходимо отметить, что снижение энергонапряженности в настоящее время достаточно широко используется в разработке реактров с повышенной безопасностью [10]. Расчеты, выполненные для пониженного уровня энергонапряженности, показали, что изменение реактивности топлива лишь «растягивается» во времени, по сравнению с расчетом для стандартного уровня энергонапряженности. Величина повреждающей дозы покрытия твэлов 150 СНА считается вполне достижимой в будущем.

Таблица 12.6

Некоторые характеристики реактора типа ВВЭР и реактора типа «черный ящик»

Характеристика	ВВЭР, UO_2	«Черный ящик», нитридное топливо		
Состав свежего топлива	4,4 % ^{235}U	69 % ^{232}Th, 15 % ^{231}Pa, 16 % ^{233}U	61 % ^{231}Pa, 39 % ^{233}U	
Плотность топлива, г/см^3	10,3	9,8	9,8	9,8
Выгорание, % т. а.	4,2	30	70	70
Энергонапряженность, МВт/м^3	113	41	95	47,5
Кампания, годы	2,5*	50	50	100
СНА (нержавеющая сталь)	7,9	63,5	150	150

Примечание: *без учета времени перегрузки топлива.

Длительные кампании топлива, содержащего ^{231}Pa, приводят к значительному увеличению количества газообразных продуктов в топливе из-за образования гелия в α-распадах ^{232}U и его дочерних нуклидов. Оценки показали, что для 50-летней кампании количество газообразных продуктов увеличится в 1,87 и 2,05 раза для вариантов с 15 и 61 % ^{231}Pa в свежем топливе, соответственно, а в случае 100-летней кампании – в 3,5 раза. Видимо эту проблему можно было бы решить с помощью DUPIC-технологии, периодически удаляя газообразные продукты из топлива и продолжая облучение. Не исключается и выпуск газообразных продуктов из твэлов в теплоноситель первого контура.

В работе [9] показано, что в таком реакторе принципиально возможно достижение глубокого (30 % т. а.) и сверхглубокого (80 % т. а.) выгорания топлива, как с точки зрения поддержания реактивности топлива, так и с точки зрения обеспечения целостности оболочки твэлов. Достижение сверхглубокого выгорания предполагает применение DUPIC-технологии. Оценка эффектов, связанных с изменением размножающих свойств решетки реактора и определяющих безопасность эксплуатации такого реактора, показала, что они носят благоприятный характер в процессе глубокого выгорания топлива. Некоторое снижение энергонапряженности активной зоны может обеспечить 50-летнюю кампанию топлива при выгорании 30 % т. а. и 100-летнюю кампанию при выгорании 70 % т. а.

Авторы [9] отмечают, что целесообразно было бы провести ревизию констант ^{232}U и малоизученного нуклида ^{231}Pa, поскольку в американской библиотеке ENDF/B-IV они существенно отличаются от соответствующих данных японской библиотеки JENDL-3.2.

Таким образом, показана только принципиальная возможность достижения сверхдлинной кампании легководного реактора при использовании топлива на основе ^{231}Pa–^{233}U–Th, что является далеко недостаточным для оценки перспективности такого топлива. Для этого необходимо исследовать вопросы обоснования работоспособности твэлов при экстремальных выгораниях топлива и общую экономическую эффективность таких реакторов.

В работе [16] приведены расчеты реактора типа ВВЭР-1000 с керметной топливной композицией, состоящей из металлического тория и распределенного в нем равномерно диоксида оружейного урана.

Полагая, что керметное топливо способно обеспечить глубокое выгорание, была рассмотрена схема установившихся перегрузок ТВС с кратностью 5,43 (часть ТВС работает пять кампаний, часть – шесть) в отличие от серийного реактора ВВЭР-1000 с трехгодичной кампанией ТВС.

Для выравнивания радиального поля энерговыделения используются два типа ТВС, различающихся по содержанию урана (5 и 6 % объемных).

Для определения нейтронно-физических характеристик применялась компьютерная программа ACADEM, разработанная в ГНЦ РФ ФЭИ. Программа в двухгрупповом диффузионном приближении учитывает трехмерную геометрию активной зоны и влияние теплогидравлических характеристик на групповые константы.

Основные характеристики реактора и топливного цикла приводятся ниже в табл. 12.7.

Таблица 12.7

Основные характеристики ВВЭР-1000 с керметным уран-ториевым топливом

1	Загрузка ^{232}Th в ТВС, кг	540
2	Критическая концентрация бора в теплоносителе в начале кампании, г/кг H_2O	0,65
3	Кампания реактора, эфф. сут	288
4	Расход ^{235}U за кампанию, кг	735
5	Количество заменяемых ТВС для обеспечения кампании, шт.	30
6	Средняя глубина выгорания топлива в выгружаемых ТВС, МВт·сут/кг (тяжелых металлов)	52,0
7	Максимальный (за кампанию) коэффициент неравномерности мощностей ТВС	1,39
8	Количество выгружаемого урана, кг	551
9	В том числе: ^{233}U; ^{235}U	277 93
10	Содержание ^{232}U в выгружаемом уране, ppm	3200
11	Количество выгружаемого плутония	8,9

По сравнению с топливом из диоксида урана в 10–50 раз (в зависимости от изотопа) меньше нарабатывается младших актинидов, представляющих наибольшую экологическую опасность. Исключение составляет ^{237}Np, который накапливается примерно в тех же количествах, что и в серийном реакторе ВВЭР-1000.

Представляется, что уже сейчас могут быть начаты работы по технологии изготовления керметных твэлов с ториевой матрицей, включая реакторные испытания опытных образцов.

Однако заметное вовлечение тория в топливный цикл может произойти лишь в случае, если будет показано, что это приводит к повышению безопасности АЭС и их экономичности. Необходим дальнейший тщательный анализ.

Реакторы ВВЭР с топливом PuO_2–ThO_2 и $^{233}UO_2$–ThO_2. На данном этапе рассматривался простейший способ вовлечения оружейного плутония в топливный цикл – полная или частичная замена уранового топлива на смесь PuO_2–ThO_2 в стандартной решетке реактора ВВЭР-1000. Кроме того, в той же решетке рассматривался вариант замены уранового топлива на ($^{233}UO_2$–ThO_2)-топливо.

Исследовались следующие варианты реактора ВВЭР-1000: с полной и частичной (1/3 активной зоны) загрузкой (PuO_2–ThO_2)-топлива и с полной загрузкой ($^{233}UO_2$–ThO_2)-топлива. Как и в случае штатного реактора, ТВС 1-го года содержит стержни выгорающего поглотителя (СВП) на основе бора, которые удаляются при перегрузке. Изменение реактивности при выгорании компенсируется растворенным бором.

В рассматриваемых реакторах использовалась обычная схема перегрузок «out-in-in», применяемая в штатных реакторах ВВЭР-1000. Содержание Pu или ^{233}U в топливе определялось из условия обеспечения длительности топливного цикла в рассматриваемых вариантах, приближенно равного длительности топливного цикла штатного реактора, и при условии непревышения коэффициентами неравномерности распределения мощности предельно допустимых значений.

Некоторые результаты расчетов показаны в табл. 12.8 в сравнении с аналогичными результатами для штатного реактора и реакторов с МОХ-топливом $(U–Pu)O_2$. Здесь и далее приведены характеристики для равновесного цикла.

Как видно из табл. 12.8, вариант реактора с полной загрузкой $(Th–Pu)O_2$ потребляет ежегодно 1220 кг оружейного плутония, реактор с частичной загрузкой – 354 кг такого плутония. Ежегодные балансы между выгружаемым и загружаемым Pu составляют –758 и –88 кг, соответственно. Соответствующие значения для $(PuO)O_2$-топлива составляют –317 и +62 кг. С этой точки зрения реактор с полной загрузкой $(Pu–Th)O_2$-топлива является наиболее эффективным выжигателем Pu.

Таблица 12.8

Характеристики топливного цикла

Тип реактора / Характеристика	Штатный ВВЭР-1000	Реактор с топливом $(Pu–U)O_2$			Реактор с топливом $(Pu–Th)O_2$			Реактор с топливом $(^{233}U–Th)O_2$
		Частичная (1/3) загрузка		Полная загрузка	Частичная (1/3) загрузка		Полная загрузка	Полная загрузка
Тип ТВС	UO_2	UO_2	$PuO_2–UO_2$		UO_2	$PuO_2–ThO_2$	$PuO_2–ThO_2$	$^{233}UO_2–ThO_2$
Вес топлива, т (тяжелых металлов)	65,4	65,5		65,6	65,9		66,9	67,8
Среднее начальное содержание в топливе, %								
• ^{233}U	–	–	–	–	–	–	–	3,4
• ^{235}U	4,3	4,23	0,2	0,2	4,23	–	–	–
• Pu	–		– 3,7	4,5	–	4,8	5,5	–
Длительность цикла, эфф. сут	294,1	295		295	295,3		299	292
Ежегодная загрузка, кг								
• ^{233}U	–	–	–	–	–	–	–	7323
• ^{235}U	941	611,5	13,9	41,4	611,5	–	–	–
• $Pu+^{241}Am$	–	–	268	978	–	354,6	1120	–
Среднее содержание в выгружаемых ТВС, кг								
• ^{233}U	–	–		–	4,5		13,2	19,4
• ^{235}U	11,3	7,5		0,9	7,3		0,20	0,9
• Pu	10,6	15,2		30,4	12,2		20,8	–

Окончание табл. 12.8

Тип реактора / Характеристика	Штатный ВВЭР-1000	Реактор с топливом $(Pu–U)O_2$		Реактор с топливом $(Pu–Th)O_2$		Реактор с топливом $(^{233}U–Th)O_2$
		Частичная (1/3) загрузка	Полная загрузка	Частичная (1/3) загрузка	Частичная (1/3) загрузка	Полная загрузка
Ежегодно выгружаемый Pu, кг	234	330	6610	266	462	–
Делящиеся изотопы в выгружаемом Pu: $^{239}Pu/^{241}Pu$ полное, %	57,2/14,5 71,7	50,9/16,4 67,3	50,5/16,5 67,3	44,6/19,7 64,3	36,3/22,4 58,7	–
Ежегодный баланс выгрузки-загрузки Pu, кг	+234	+62	–317	–88	–758	–
Ежегодное производство $^{233}U+^{233}Pa$, кг	–	–	–	100,1	293,7	436,6
Ежегодное накопление младших актинидов (после выдержки в течение 3-х лет), кг	19,7	23,2	31,1	22,4*	29,7*	1,9*
Доля ^{232}U в выгружаемом уране, ppm	–	–	–	3860	3675	2500

Примечание. *Включая ^{231}Pa.

Таблица 12.9

Характеристики, важные для безопасности (начало цикла/конец цикла)

Тип реактора / Характеристики	Штатный ВВЭР-1000	PuO_2–UO_2		PuO_2–ThO_2		$^{233}UO_2$–ThO_2
		Частичная загрузка	Полная загрузка	Частичная загрузка	Полная загрузка	Полная загрузка
Критическая концентрация бора C_B, г/кг	6,5/0	7,1/0	10,8/0	7,5/0	12,6/0	7,2/0
$\Delta\rho_{ВК}$, %	7,9/0	7,9/0	7,2/0	8,1/0	7,8/0	9,5/0
$\frac{\partial\rho}{\partial t_F}, \frac{10^{-5}}{^\circ C}$ (Доплер)	–2,3/–2,6	–2,4/–2,6	–2,6/–2,7	–2,6/–2,7	–3,0/–3,1	–2,60/–2,57
$\frac{\partial\rho}{\partial t_{H_2O}}, \frac{10^{-5}}{^\circ C}$	–18,8/–52,0	–24,4/57,6	–33,3/ –63,5	–21,6/–52,4	–26,1/ –50,9	10,9/–25,5
$\beta_{эфф}$, 10^{-2}	0,63/0,56	0,53/0,50	0,34/0,50	0,52/0,49	0,28/0,32	0,30/0,31
Полная эффективность СУЗ, %	7,03/6,96	7,07/7,22	5,82/6,41	6,63/6,85	5,48/6,12	–
Температура повторной критичности	197	229	250	235	255	–
Коэффициенты неравномерности	1,28	1,28	1,29	1,36	1,33	1,28
Эффект распада ^{233}Pa (полный), %, для T = 20 °C, N = 0, конец цикла	–	–	–	0,8	2,0	2,62

Реактор с частичной загрузкой топливом $(Pu–Th)O_2$ уменьшает запасы плутония, в то время как реактор с частичной загрузкой $(Pu–U)O_2$ перерабатывает оружейный Pu в энергетический, не уменьшая их по количеству. Выгруженный Pu из реакторов с Th содержит существенно меньшее количество ^{239}Pu, по сравнению с отработавшим топливом штатного реактора и реакторов с $(Pu–U)O_2$-топливом. Реактор с $(^{233}U–Th)O_2$-топливом ежегодно потребляет 732 кг ^{233}U, а нарабатывает его в количестве 437 кг с содержанием ^{232}U 2500 ppm.

Некоторые характеристики, важные для безопасности, приведены в табл. 12.9. Расчеты выполнялись для номинальной мощности. На начало цикла результаты получены с учетом распада ^{233}Pa и накопления ^{233}U за 30-суточный интервал между перегрузками. Сравнение производится со штатным реактором, чтобы оценить, требуются ли изменения в конструкции реактора с целью сохранения безопасности на уровне штатного реактора.

Расчеты эффективности СУЗ проводились для системы, состоящей из 61 стержня, как и в штатном реакторе. Расчеты температуры повторной критичности выполнялись для наиболее неблагоприятного периода – конца цикла, при этом принималось во внимание зависание наиболее эффективного кластера.

В реакторах с $(PuO_2–ThO_2)$-топливом температура повторной критичности увеличилась со 197 °С в штатном реакторе до 255 °С в реакторе с полной загрузкой и до 235 °С – с частичной загрузкой. Так как коэффициенты реактивности по температуре воды и топлива близки в этих реакторах, это увеличение объясняется, главным образом, уменьшением эффективности СУЗ. Для того, чтобы уменьшить температуру повторной критичности в реакторе с полной загрузкой $(Pu–Th)O_2$-топлива и, следовательно, обеспечить уровень безопасности по отношению к авариям с быстрым охлаждением активной зоны не хуже, чем он имеет место в штатном реакторе, необходимо увеличить количество стержней до 109, а обогащение бора в них – до 30–40 % по ^{10}B.

При частичной загрузке $(Pu–Th)O_2$-топлива необходимое снижение температуры повторной критичности может быть достигнуто повышением обогащения бора в стержнях. Возможен и другой вариант: использование компоновок активной зоны с пониженной утечкой нейтронов и применением гадолиниевого выгорающего поглотителя без повышения обогащения бора. В обоих случаях не потребуется переделка крышки корпуса реактора.

Эффективная доля запаздывающих нейтронов в реакторе с полной загрузкой значительно ниже, чем в штатном реакторе. Это уменьшение может оказаться нежелательным при авариях с выбросом стержня СУЗ. В реакторе с частичной загрузкой значение $\beta_{эфф}$ близко к соответствующему значению штатного реактора.

В реакторе с ($^{233}UO_2$–ThO_2)-топливом принципиально важным является изменение знака ТКР по температуре воды с отрицательного на положительный ($10{,}9 \cdot 10^{-5}$1/°C), по сравнению с (PuO_2–ThO_2)-топливом. Расчеты показывают, что положительный знак остается во всем диапазоне изменения мощности от МКУ до номинальной. Наличие положительного ТКР не допускается ПБЯ РУ АС–89. Уменьшение ТКР по температуре воды может быть достигнуто за счет:

- использования выгорающих поглотителей на основе гадолиния и эрбия;
- изменения решетки с увеличением коэффициента конверсии;
- частичного замещения ^{233}U на плутоний;
- использования стержней для компенсации части избыточной реактивности, а также нетрадиционных способов компенсации, например раздвижения активной зоны и др. Для реактора ВВЭР с ($^{233}UO_2$–ThO_2)-топливом требуется полная оптимизация активной зоны.

Представляет интерес результаты систематических расчетов интегральных и дифференциальных параметров, а также выбор схем загрузки и движения топлива легководных реакторов, обеспечивающих повышение эффективности и внутренней самозащищенности за счет совершенствования условий эксплуатации и режимов работ ядерного топлива.

При этом можно рассматривать не *уран-ториевый топливный цикл* в традиционном его понимании, а *торий-плутониевый цикл*, обеспечивающий сверхдлинные кампании при максимально возможных глубинах выгорания топлива.

Основные пути достижения данной цели:

- оптимизация схем загрузки и частичных перегрузок топлива;
- увеличение значений концентрации делящихся нуклидов в топливе;
- оптимизация отношения концентраций делящихся нуклидов в ТВС различного типа;
- использование торийсодержащих топливных композиций, обеспечивающих большее значение отрицательного температурного коэффициента реактивности (Доплер-эффект).

В качестве основных направлений вовлечения тория в ядерную энергетику сейчас рассматриваются [17]:

- ториевый легководный реактор с гетерогенной компоновкой активной зоны с топливом U^{235}–Th^{232} – ВВЭРТ;
- быстрый натриевый реактор с ториевыми экранами;
- высокотемпературный газоохлаждаемый реактор с уран-ториевым топливом;
- жидкосолевой реактор, работающий на расплавах фторидов урана-233 и тория.

Интерес к использованию тория в настоящее время повышается также в связи с необходимостью утилизации высокообогащенного урана и плутония, образующихся при демонтаже ядерного оружия. В случае использования тория можно организовать глубокое выжигание оружейных материалов без последующей химической переработки и без попутной наработки плутония. Схема ториевого цикла без химической переработки имеют важное значение с точки зрения проблемы нераспространения делящихся материалов, особенно при развитии ядерной энергетике в неядерных странах.

Таким образом, в настоящее время в России реализован и успешно функционирует уран-плутониевый топливный цикл. Сейчас не существует никаких веских причин для замены его на ториевый топливный цикл. Ториевый топливный цикл следует рассматривать не как альтернативу уран-плутониевому, а как естественное его дополнение, расширяющее сырьевую базу ядерной энергетики. Для практической реализации ториевого цикла потребуется значительное вложение средств.

Однако, учитывая потенциальные возможности ториевого цикла и длительность этапа освоения новых топливных технологий, следует продолжить НИОКР по выбору оптимального использования тория как в действующих, так и в перспективных типах ядерных реакторов.

В концепции развития атомной отрасли на период до 2010 года отмечена необходимость перехода к полному замкнутому циклу и радиационно-эквивалентному захоронению радиоактивных отходов. Одним из основных направлений подготовки научно-технической базы развития атомной науки и техники является проведение исследований для создания реакторов с естественной безопасностью и реакторных технологий, обеспечивающих нераспространение ядерного оружия и ЯТЦ с радиационно-эквивалентным захоронением радиоактивных отходов.

Расчетные исследования нейтронно-физических параметров серийных ядерных паропроизводящих установок ВВЭР-1000 с торий-плутониевым топливом, выполненные на кафедре «Физико-энергетические установки» Томского политехнического университета в рамках программы «Открытый торий-плутониевый ядерный топливный цикл», продолжаются в настоящее время. Основной акцент сделан на численно-аналитическом решении задач оптимизации параметров эксплуатации установок с целью приближения к принципу радиационной эквивалентности: количество радиоактивности, добытой из недр, должно быть равно количеству радиоактивности, образующейся в ядерном топливном цикле. Таким образом, речь идет об организации сверхдлинных кампаний установок, где торий, являясь сырьевым материалом, образует делящийся нуклид не для его извлечения из облученного топлива, а для самоподдержания цепной реакции деления при максимально возможных глубинах выгорания. При этом получены и разработаны:

- торийсодержащая загрузка ВВЭР-1000, обеспечивающая внутреннюю самозащищённость;
- схема организации «вложенного» торий-плутониевого топливного цикла на базе ВВЭР-1000;
- схемы загрузок и перемещения топлива в ВВЭР-1000, обеспечивающие возможность организации сверхдлинных кампаний;
- схема перемещения ТВС в ходе частичных перегрузок ВВЭР-1000, обеспечивающая увеличение длительности кампании;
- результаты сравнительного анализа быстрых переходных процессов в ВВЭР-1000 при стандартных и торий-плутониевых смешанных загрузках;
- схема радиально-азимутального профилирования загрузки топлива в ВВЭР-1000 с целью увеличения длительности кампании.

Они представлены в следующем разделе [18–23].

Список литературы к разделу 12

1. Neff T.L. Disposition of HEU and Plutonium from Nuclear Weapons // Proc. of the 17. Int. Symp. on Uranium and Nuclear Energy, The Uranium Institute, Sept. 1992, London.
2. Sofer G.A., Nauman D.A., KiBilmann J. Swords to plowshares: Recycling weapons-origin Uranium and Plutonium in Light Water Reactors // Proc. of the Intern. Conf. and Technology Exposition on Nuclear Fuel Systems, Global '93, Seattle, Sept. 12–17, 1993.
3. Schtosser G.J., Krebs W.D., Urban P. Experience in PWR and BWR Mixed-Oxide Fuel Management // Nuclear Technology Vol. 102, 1993. – P. 54.
4. Goll W., Fuchs H.-P., Schlemmer F.U. Irradiation behaviour of UO^2PuO_2 fuel in Light Water reactors // Nuclear Technology 102, 29 (1993).
5. Burtak F., Schlosser R.J., Thieme K. GLOBAL '95 International Conference on Evaluation of Emerging Nuclear Fuel Cycle // Transactions, Vol. 2, 1995.
6. Schlosser G.J., Bender D. Advances in MOX Fuel Design for BWRs and PWRs // Proc. of Intern. KTG/EN3 TOPical Meeting on Nuclear Fuel, TOPFUEL '95, Wurzburg (Germany), March 12–15, 1995.
7. Pekarek H., Krebs W.D. Reprocessing and Recycling-the Effect on the Plutonium Balance // ENC '94 Intern. Nucl. Congress Atoms for Energy, Lyon, Oct. 2–6, 1994.
8. Koebke K., Ambrosius G., Hetzelt L., Merk S. and Winter H.-J. The core design procedure SAV90 for pressurized water reactors // Kerntechnik (57) 1992. – № 1. – P. 37.
9. Куликов Г.Г., Шмелев А.Н., Крючков Э.Ф. и др. Физические характеристики легководного ядерного реактора со сверхдлинной кампанией ториевого топлива // Известия вузов (Ядерная энергетика). – 2002. – № 1. – С. 18–28.
10. Белая книга ядерной энергетики / под ред. Е.О. Адамова. – М.: ГУП НИКИЭТ, 1998.
11. Ivanov V.B., Mayorshin A.A., Skiba O.V. et. al. The Utilization of Plutonium in Nuclear Reactors on the Basis of Technologies Developedin SSCRIAR: Proc. of the Intem. Conf. on Future Nuclear Systems «GLOBAL-97», October 5–10, 1997, Yokohama, Japan. – V. 2. – P. 1093–1098.
12. SCALE: A Modular Code System for Performing Standardized Computer Analyses of Licensing Evaluation. – NUREG/CR-0200, ORNL/NUREG/CSD-2/RS, Oak Ridge, January, 1997.
13. Greene J., Lucius J.L., Petrie L.M. et. al. AMPX: A Modular Code System for Generating Coupled Multi-Group Neutron-Gamma Librariesfrom ENDF/B. – ORNL/TM-3706, March, 1976.
14. Шмелев А.Н., Куликов Г.Г. О нейтронно-физических особенностях модифицированных (денатурированных) топливных циклов // Известия вузов (Ядерная энергетика). – 1997. – № 6. – С. 42–48.

15. Shmelev A., Saito M., Artisyuk V. Multi-Component Self-Consistent Nuclear Energy System: On Proliferation Resistant Aspect: Proc. of the Second Annual JNC Intern. Forum on the Peaceful Use of Nuclear Energy, February 21–22, 2000, Tokyo, Japan. – P. 87–95.
16. Декусар В.М., Долгов Е.В., Илюнин В.Г. и др. Пути и возможности использования ториевого цикла в легководных и быстрых реакторах // Известия вузов (Ядерная энергетика). – 1999. – № 1. – С. 25–31.
17. Справка «О состоянии и перспективах работ по использованию тория в ядерной энергетике», РНЦ «Курчатовский институт», 18.12.1996, № 01.3–6/78, подписана Вице-президентом РНЦ «Курчатовский институт», академиком Н.Н. Пономаревым-Степным.
18. Мещеряков В.Н., Бойко В.И., Шаманин И.В., Кошелев Ф.П. Анализ современного состояния атомной энергетики и вовлечение оружейного плутония в замкнутый ядерный топливный цикл // Ядерный топливный цикл: Энергетика, технология, экология, безопасность. – № 1. – 2004. – С. 6–9.
19. Шаманин И.В., Сафарян Т.Л., Ухов А.А., Рюттен Г.-И., Кугелер К. Параметры плутоний-ториевого ядерного топливного цикла на базе серийного ВВЭР-1000 // Ядерный топливный цикл: Энергетика, технология, экология, безопасность. – № 1. – 2004. – С. 17–23.
20. Бойко В.И., Власов В.А., Жерин И.И., Ливенцов С.Н., Похолков Ю.П., Шаманин И.В. Вариант реализации концепции открытого ториевого ядерного топливного цикла // Материалы II Международной конференции ENERGY STRAT'2004. – М.: ФГУП ЦНИИ «АТОМИНФОРМ», 2004. – 64 с.
21. Бойко В.И., Шаманин И.В., Сафарян Т.Л. Смешанная загрузка легководного реактора под давлением торий-плутониевым и торий-урановым оксидным топливом // Известия ТПУ. – 2004. – Т. 307. – № 7. – С. 49–53.
22. Бойко В.И., Шаманин И.В., Кригер С.В., Сафарян Т.Л. Дефицит запаздывающих нейтронов в маневренном режиме реактора ВВЭР с плутониевой загрузкой // Известия ТПУ. – 2004. – Т. 307. – № 7. – С. 53–60.
23. Бойко В.И., Шаманин И.В., Сафарян Т.Л. Баланс актиноидов в торий-плутониевом ядерном топливном цикле на базе серийного легководного реактора // Известия ТПУ. – 2005. – Т. 308. – № 1. – С. 84–89.

13. ОТКРЫТЫЙ ТОРИЙ-ПЛУТОНИЕВЫЙ ЯДЕРНЫЙ ТОПЛИВНЫЙ ЦИКЛ НА БАЗЕ СЕРИЙНЫХ ЛЕГКОВОДНЫХ РЕАКТОРОВ

13.1. Организация торий-плутониевого ядерного топливного цикла на базе серийного ВВЭР-1000

В данном разделе изложены результаты систематических расчетов интегральных параметров, схем загрузки и передвижения топлива в реакторе ВВЭР-1000, обеспечивающих повышение внутренней стабильности за счет совершенствования условий эксплуатации и режимов перестановки ядерного топлива. В качестве путей достижения поставленной цели были выбраны:

- оптимизация схем загрузки и частичных перегрузок топлива;
- увеличение концентрации делящихся нуклидов в оксидном топливе;
- оптимизация отношения концентраций делящихся нуклидов в ТВС различного типа;
- использование торийсодержащих топливных композиций (m % Th^{232}, n % U^{235}, k % Pu^{239}) O_2, обеспечивающих большее значение мощностного эффекта реактивности.

13.1.1. Передвижение топлива в радиальном направлении

На рис. 13.1 приведены схемы передвижения топлива в ходе частичных перегрузок. Схемы соответствуют процедурам расчета, которые рассматривают кампании, включающие различное количество перегрузок. Схема *А* описывает кампанию, включающую две частичные перегрузки. В ходе каждой из них ТВС выгружаются из радиальных секторов 1, 2 и 4. Затем осуществляется перестановка ТВС по «маршруту» 2: из сектора 6 в сектор 1, $5 \rightarrow 2$, $3 \rightarrow 4$. Затем осуществляется перестановка ТВС по маршруту 1: $7 \rightarrow 3$, $8 \rightarrow 5$, $9 \rightarrow 6$. В заключение проходит процедура загрузки «свежих» ТВС в периферийные сектора 7, 8 и 9. Схема *Б* описывает кампанию, включающую 3 частичные перегрузки, в ходе которых производится перестановка ТВС в следующей последовательности: выгрузка, «маршрут» 3, затем – 2, затем – 1. В заключение «свежие» ТВС загружаются в периферийные сектора, обозначенные на рисунке.

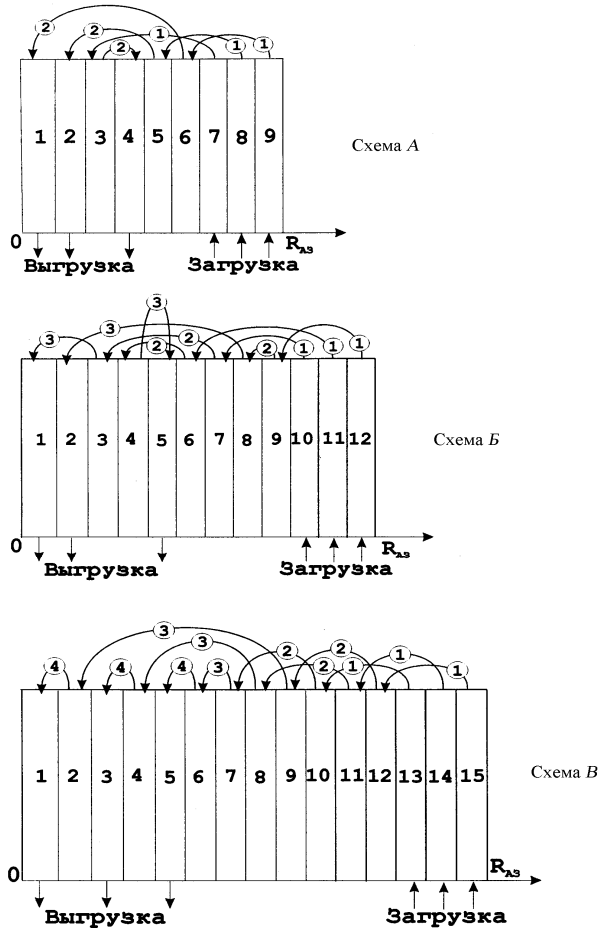


Рис. 13.1. Схемы передвижения топлива

Схема *В* описывает кампанию, включающую 4 частичные перегрузки: выгрузка, «маршрут» 4, 3, 2, 1 и подпитка «свежими» ТВС. Значения радиальной координаты, соответствующие границам радиальных секторов, отличаются для различных схем перестановок. При этом площади поперечных сечений *S* (вид активной зоны сверху) каждого из кольцевых секторов в каждой схеме равны. В схеме *А* $S_1 = S_2 = \ldots = S_9$, в схеме *Б* $S_1 = S_2 = S_3 = \ldots = S_{12}$, в схеме *В* $S_1 = S_2 = S_3 = S_4 = \ldots = S_{15}$. Поскольку в реальном случае геометрические характеристики ТВС не-

изменны, то в ходе расчетных процедур необходимо учитывать, что в одном и том же радиальном секторе находятся ТВС с различным нуклидным составом. «Гомогенизированная» концентрация нуклида «*n*» в радиальном секторе «*i*» определяется соотношением

$$C_i^n = \sum_{k=1}^{3} P_{ki} c_k^n,$$

где P_{ki} – содержание ТВС типа k в i-м радиальном секторе; c_k^n – «гомогенизированная» концентрация нуклида n в ТВС типа k. В расчетах учитывалось, что «стартовая» загрузка активной зоны образована ТВС трех типов: тип 1 – высокое обогащение, тип 2 – среднее, тип 3 – низкое.

Для случая ВВЭР-1000 стартовая загрузка топлива в расчетах по различным схемам передвижения топлива описывается следующими значениями P_{ki} (табл. 13.1–13.3).

Таблица 13.1

Содержание ТВС типа k в i-м радиальном секторе для схемы передвижения топлива А

Тип k i-й сектор	1	2	3
1	5,8 %	35,2 %	59,0 %
2	–	20,0 %	80,0 %
3	–	50,0 %	50,0 %
4	–	20,0 %	80,0 %
5	–	42,0 %	58,0 %
6	–	100,0 %	–
7	34,0 %	66,0 %	–
8	100,0 %	–	–
9	100,0 %	–	–

Таблица 13.2

Значения P_{ki} для схемы передвижения топлива Б

Тип k i-й сектор	1	2	3
1	7,874 %	30,709 %	61,417 %
2	–	23,809 %	76,191 %
3	–	38,095 %	61,905 %
4	–	42,857 %	57,143 %
5	–	16,667 %	83,333 %
6	–	40,476 %	59,524 %
7	–	71,429 %	28,517 %
8	14,286 %	85,714 %	–
9	57,143 %	42,857 %	–
10	80,952 %	19,048 %	–
11	100,0 %	–	–
12	100,0 %	–	–

Таблица 13.3

Значения P_{ki} для схемы передвижения топлива В

Тип k i-й сектор	1	2	3
1	9,71 %	23,30 %	66,99 %
2	–	36,36 %	63,64 %
3	–	23,53 %	76,47 %
4	–	41,18 %	58,82 %
5	–	39,39 %	60,61 %
6	–	15,15 %	84,85 %
7	–	43,75 %	56,25 %
8	–	52,94 %	47,06 %
9	–	17,65 %	82,35 %
10	24,00 %	76,00 %	–
11	30,00 %	70,00 %	–
12	73,00 %	27,00 %	–
13	94,00 %	6,00 %	–
14	100,00 %	–	–
15	100,00 %	–	–

Во всех перечисленных случаях поперечное сечение активной зоны разделяется на 2 части: периферийная, в которой в стартовой загрузке размещаются 42 ТВС типа 1, и центральная, в которой в стартовой загрузке размещаются 109 ТВС: 54 ТВС типа 2, 54 ТВС типа 3 и 1 (центральная) ТВС типа 1 (рис. 13.2).

При передвижении топлива по схеме *А* в каждой частичной перегрузке из активной зоны выгружаются 51 ТВС, 50 ТВС перемещаются и 51 ТВС загружаются на периферию. При передвижении по схеме *Б* выгружаются 38 ТВС, перемещаются 75 ТВС и загружаются 38 ТВС. В случае схемы *В* соответствующие количества составляют – 30,91 и 30.

Последовательность перестановок в ходе частичной перегрузки, соответствующей схеме движения топлива *В*, приведена на рис. 13.2. Частичная перегрузка осуществляется за 6 шагов. На первом шаге из активной зоны извлекаются 30 ТВС. Затем, на 2–5 шагах, производится перестановка ТВС по «маршрутам», отмеченным стрелками: после шага 2 «освобождаются» 30 каналов, в которые перемещаются следующие 30 ТВС, освобождая каналы для перестановок на 3-м шаге и т. д. После 5-го шага свободными становятся 30 периферийных каналов, в которые на 6-м (заключительном) шаге загружаются «свежие» ТВС типа 1 с наибольшим содержанием делящегося нуклида. Данные схемы движения топлива и перестановок ТВС в ходе частичных перегрузок обеспечивают режим «движение

топлива от периферии к центру при одновременном перемешивании в радиальном и азимутальном направлениях».

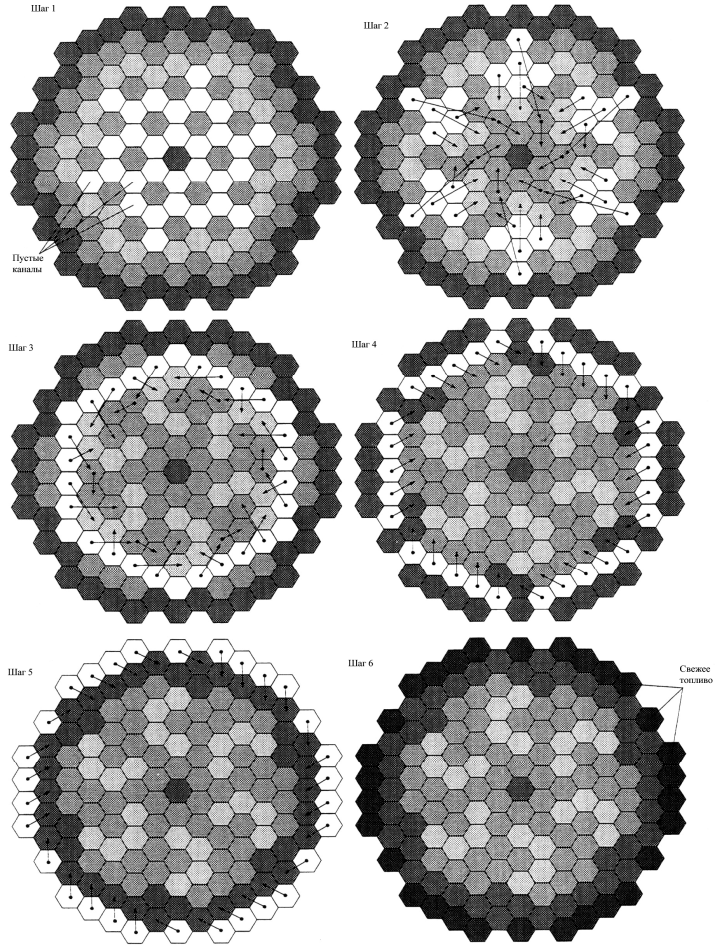


Рис. 13.2. Схема перестановок ТВС в ходе частичной перегрузки

В схеме *А* процентное содержание делящегося нуклида в оксидном топливе составляет: 10 % – для ТВС типа 1; 8 % – для ТВС типа 2; 6 % – для ТВС типа 3. Отношение содержаний образует пропорцию: 1,67:1,33:1. В схеме *Б* процентное содержание и про-

порция остаются прежними, но кампания в данном случае включает в себя 4 цикла выгорания и, соответственно, 3 частичные перегрузки. Схема *B* (при тех же значениях содержания и пропорции) соответствует кампании, образованной 5-ю циклами выгорания и 4-мя частичными перегрузками.

Последний цикл выгорания, начиная от стартовой загрузки, во всех случаях является равновесным.

13.1.2. Последовательность вычислений

Определение спектра нейтронов и пространственного распределения нейтронного потока проводилось в 6-групповом приближении с использованием пакета прикладных программ VSOP (97) проведено в работе [1]. Структурная схема расчетного кода приведена на рис. 13.3.

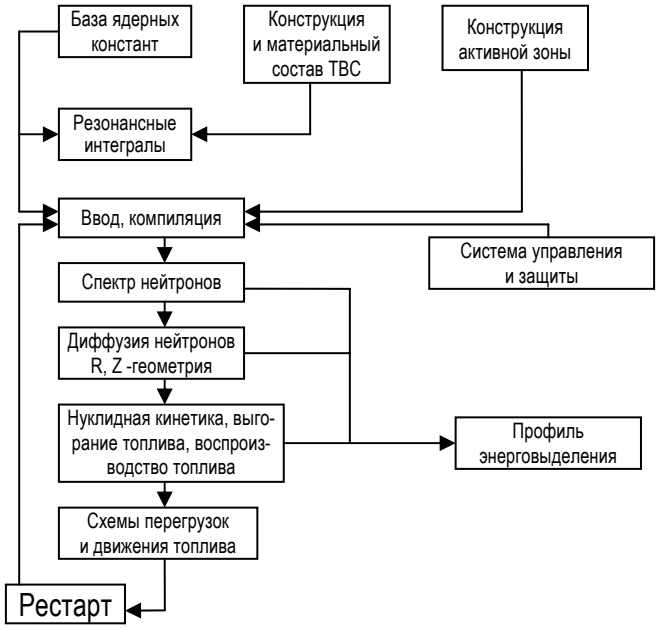


Рис. 13.3. Структура пакета прикладных программ VSOP

Расчет спектра нейтронов проводился на базе кодов GAM-1 [2] и THERMOS [3, 4]. Коды позволяют задавать в объеме активной зоны неограниченное количество спектральных зон с соответствую-

щими типами спектров. Код GAM-1 представляет нейтронной спектр в 68-групповом приближении в энергетическом диапазоне от 10 до 0,414 МэВ. Групповые константы подготавливались в P1-приближении. При этом учитывались эффекты, обусловленные гетерогенностью, и фактор самоэкранировки. Сечения резонансного поглощения определялись для Th-232, U-238 и Pu-242 на базе кода ZUT-DGL [5, 6]. Коэффициенты утечки нейтронов из спектральных зон определялись в процессе диффузионных расчетов.

Код «THERMOS» представляет нейтронный спектр в 30-групповом приближении в энергетическом диапазоне от 2,05 до 10^{-5} эВ.

Непосредственно перед нейтронно-физическими расчетами проводилась свертка 98 групп в 6 групп с энергетическими границами: 10,5…2,5 МэВ; 2,5…0,8 МэВ; 800…46,5 кэВ; 46,5…0,215 кэВ; 215…0,414 эВ; менее 0,414 эВ – эпитепловая и тепловая группы.

Предварительная процедура «гомогенизации» предполагает учет всех конструкционных элементов ТВС и активной зоны, а также наличие H_3BO_3 в воде первого контура. Это позволяет достаточно близко к условиям реального случая определить материальный состав во всех элементах расчетной области.

13.1.3. Интегральные параметры кампании

Расчетные максимальные значения длительностей кампаний, соответствующих рассмотренным схемам составляют:

Схема *А*. Кампания – 2400 эфф. сут: 1-й цикл выгорания – 1100 эфф. сут.; 2-й цикл выгорания – 600 эфф. сут; 3-й цикл выгорания – 700 эфф. сут.

Схема *Б*. Кампания – 2900 эфф. сут: 1-й цикл выгорания – 1300 эфф. сут; 2-й цикл выгорания – 450 эфф. сут; 3-й цикл выгорания – 550 эфф. сут; 4-й цикл выгорания – 600 эфф. сут.

Схема *В*. Кампания – 2950 эфф. сут: 1-й цикл выгорания – 1250 эфф. сут; 2-й цикл выгорания – 350 эфф. сут; 3-й цикл выгорания – 450 эфф. сут; 4-й цикл выгорания – 450 эфф. сут; 5-й цикл выгорания – 450 эфф. сут.

В случае использования оксидных топливных композиций ThO_2–$U^{235}O_2$–PuO_2 при значениях концентраций делящихся нуклидов 7,7 % (ТВС типа 1), 5,2 % (ТВС типа 2) и 2,8 % (ТВС типа 3) длительность кампании достигает 1450 эфф. сут для схемы движения топлива *А*. При этом осуществляется 2 частичные перегрузки, а длительности циклов выгорания составляют 500 эфф. сут, 450 эфф. сут и 500 эфф. сут, соответственно.

Отношение содержаний делящихся нуклидов образует пропорцию 2,75:1,86:1, а доли U^{235} и Pu^{239} в ТВС всех трех типов равны.

Интегральные характеристики циклов выгорания, составляющих кампании с различными схемами движения топлива и перестановок ТВС приведены ниже.

Таблица 13.4

Схема движения топлива А (2 частичные перегрузки)

Цикл выгорания	1-й	2-й	3-й
$\kappa_{эфф}$ в начале цикла выгорания	1,384	1,218	1,218
$\beta_{эфф}$ в начале цикла выгорания	0,210	0,214	0,218
$\beta_{эфф}$ в конце цикла выгорания	0,225	0,225	0,225
Выгорание, МВт·сут/т	44195	25373	27245
Коэффициент воспроизводства	0,494	0,497	0,500

Таблица 13.5

Схема движения топлива Б (3 частичные перегрузки)

Цикл выгорания	1-й	2-й	3-й	4-й
$\kappa_{эфф}$ в начале цикла выгорания	1,389	1,154	1,165	0,163
$\beta_{эфф}$ в начале цикла выгорания	0,211	0,219	0,217	0,218
$\beta_{эфф}$ в конце цикла выгорания	0,230	0,229	0,228	0,228
Выгорание, МВт·сут/т	48653	17940	22113	23332
Коэффициент воспроизводства	0,510	0,515	0,512	0,516

Таблица 13.6

Схема движения топлива В (4 частичные перегрузки)

Цикл выгорания	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й
$\kappa_{эфф}$ в начале цикла выгорания	1,393	1,123	1,143	1,136	1,138
$\beta_{эфф}$ в начале цикла выгорания	0,207	0,216	0,215	0,216	0,216
$\beta_{эфф}$ в конце цикла выгорания	0,228	0,225	0,225	0,225	0,225
Выгорание, МВт·сут/т	47994	14463	18005	17515	18083
Коэффициент воспроизводства	0,506	0,511	0,502	0,502	0,503

После 1-го цикла выгорания в процессе частичной перегрузки часть ТВС, которые в начале цикла содержали наименьшее количество делящегося нуклида и размещались в центральной части активной зоны (ТВС типа 3), извлекаются и выгружаются. В случае схемы *В* глубина выгорания Pu^{239} в этих ТВС достигает значения 82,9 %. Масса Pu^{239} в каждой из этих ТВС уменьшается от 40,152 до 6,871 кг. Массы Pu^{240}, Pu^{242}, Am^{241} и Am^{243} в этих ТВС составляют 4,93 кг, 0,74 кг, 0,17 кг и 0,17 кг, соответственно. Данные ТВС могут быть использованы в 3-м цикле выгорания путем их установки в ходе 2-й частичной перегрузки на место ТВС типа 3, которые не выгружались после 1-го цикла выгорания, а были только переставлены. Для

ТВС типа 1, которые отработали в активной зоне всю кампанию (5 циклов выгорания), глубина выгорания Pu^{239} достигает значения 89,4 %. Масса других нуклидов в таких ТВС не превышают следующих значений: Pu^{240} – 6,61 кг, Pu^{241} – 4,04 кг, Pu^{242} – 1,31 кг, Am^{241} – 0,61 кг, Am^{243} – 0,42 кг, Cm^{242} – 0,05 кг, Cm^{244} – 0,18 кг, Pa^{233} – 0,24 кг. Из активной зоны выгружаются 30 таких ТВС. До выхода на равновесный цикл (5-й) в течение 1-й кампании в ходе частичных перегрузок из активной зоны извлекаются и выгружаются ТВС, которые отработали менее 5 циклов. Масса нуклидов в расчете на одну ТВС в момент выгрузки указана ниже.

Таблица 13.7

Масса нуклидов в выгружаемых ТВС

Длительность периода эксплуатации ТВС	1-й + 2-й циклы выгорания	1-й + 2-й + 3-й	1-й + 2-й + 3-й + 4-й
Масса ^{239}Pu, кг	4,15÷5,70	2,55÷4,33	3,42÷8,12
^{233}U, кг	9,57÷9,73	9,90÷10,37	10,90÷11,42
^{240}Pu, кг	4,13÷4,30	3,65÷4,30	4,66÷7,00
^{241}Pu, кг	2,90÷3,00	2,72÷2,87	3,45÷3,80
Глубина выгорания ^{239}Pu, %	85,5÷89,05	88,3÷93,65	85,3÷93,3

13.1.4. Выводы

1. Использование (m % Th^{232}, n % U^{235}, k % Pu^{239}) O_2 топлива эффективно при переходе от кампании, образованной 3 циклами выгорания, к кампаниям, состоящим из 4-х и 5-ти циклов. В этом случае обеспечивается высокие значения выгорания плутония при относительно невысоких коэффициентах воспроизводства по U^{233}.

2. Среднее значение выгорания для ТВС, которые эксплуатировались в течение 5 циклов выгорания, достигает значения 94,4 ГВт·сут/т. Для ТВС с минимальным содержанием Pu^{239}, которые выгружаются после первого цикла выгорания в первой кампании, оно составляет 52,1 ГВт·сут/т.

3. Интегральные характеристики 1-й кампании для ВВЭР-1000, при организации на его базе топливного цикла по варианту, приведенному в табл. 13.8, показывают, что в течение 8 лет может быть утилизировано около 5,5 т плутония оружейной кондиции.

Показатели равновесного цикла выгорания при этом составляют следующие значения:

- загрузка ^{232}Th – 12180 кг/ГВт (эл.);
- загрузка Pu (все нуклиды) – 1390 кг/ГВт (эл.);

- выгрузка Pu (все нуклиды) – 357,2 кг/ГВт (эл.);
- сжигание Pu (все нуклиды) – 1032,8 кг/ГВт (эл.);
- выгорание Pu (все нуклиды) – 0,743;
- наработка ^{233}U – 272,5 кг/ГВт (эл.);
- средняя глубина выгорания – 94,4 МВт·сут/кг.

Таблица 13.8

8-летняя плутоний-ториевая кампания для ВВЭР-1000

Загрузка (подпитка – 30 ТВС)	Цикл; выгорание, ГВт·сут/т	Выгрузка; выгорание, ГВт·сут/т	Состав выгрузки	Дальнейшее использование ТВС
79 т ^{232}Th 6,86 т ^{239}Pu стартовая загрузка	1-й; 48	30 ТВС; 48	15,46 т ^{232}Th 0,255 т ^{233}U 0,19 т ^{239}Pu 0,093 т ^{241}Pu	Хранение, переработка
15,42 т ^{232}Th 1,75 т ^{239}Pu подпитка	2-й; 14,5	30 ТВС 62,5	15,40 т ^{232}Th 0,288 т ^{233}U 0,14 т ^{239}Pu 0,089 т ^{241}Pu	Хранение, переработка
15,42 т ^{232}Th 1,75 т ^{239}Pu подпитка	3-й; 18	30 ТВС 80,5	15,30 т ^{232}Th 0,300 т ^{233}U 0,096 т ^{39}Pu 0,084 т ^{241}Pu	Хранение, переработка
15,42 т ^{232}Th 1,75 т ^{239}Pu подпитка	4-й; 17,5	30 ТВС 98	15,25 т ^{232}Th 0,334 т ^{233}U 0,154 т ^{239}Pu 0,108 т ^{241}Pu	Хранение, переработка
15,42 т ^{232}Th 1,75 т ^{239}Pu подпитка	5-й (равновесный); 18	31 ТВС 116	14,64 т ^{232}Th 0,345 т ^{233}U 0,105 т ^{235}U 0,180 т ^{239}Pu 0,122 т ^{241}Pu	Хранение, переработка
		30 ТВС; 68	не выгружаются	Перестановка
		30 ТВС; 53,5	не выгружаются	Перестановка
		30 ТВС; 35,5	не выгружаются	Перестановка
		30 ТВС; 18	не выгружаются	Перестановка

13.2. Оптимизация схем загрузки и перемещения топлива, баланс актиноидов в торий-плутониевом ядерном топливном цикле на базе серийного легководного реактора

В данном разделе изложена методика построения оптимальной схемы перемещения ядерного топлива, позволяющей организовать сверхдлинную кампанию энергетического реактора. Определен баланс актиноидов в торий-плутониевом топливном цикле, образованном 8-летними кампаниями реактора ВВЭР-1000 при режиме движения топлива от периферии к центру активной зоны при частичном перемешивании в азимутальном направлении. Определена оптимальная схема перестановок тепловыделяющих сборок, обеспечивающая рекордное значение выгорания ядерного горючего 94,4 ГВт·сут/т при глубине выгорания ^{239}Pu до 93,3 %.

13.2.1. Суть проблемы и путь ее решения

Ядерные реакторы на урановом топливе всего мира суммарной электрической мощностью около 400 ГВт к 2010 г. наработают свыше 300 тыс. т облученного топлива [7]. При отсутствии рециклирования оно будет содержать около 3 тыс. т плутония, что может привести к обострению проблемы ядерной безопасности и расширению распространения ядерного оружия. Решение этой проблемы возможно при создании замкнутого топливного цикла и реализации длинных (сверхдлинных) кампаний ядерных реакторов. Замыкание ядерного топливного цикла минимизирует потребление природного урана, но требует уничтожения долгоживущих отходов путем трансмутации и включения в цикл быстрых реакторов с расширенным воспроизводством вторичного ядерного горючего [8]. Плутоний энергетической кондиции является вторичным топливом, постоянно присутствует в составе общего баланса масс актиноидов в некотором равновесном количестве. Реализация длинных и сверхдлинных кампаний базируется на использовании плутония и высокообогащенного урана в качестве «запальных» нуклидов. Наработка и параллельно протекающее выгорание вторичного ядерного горючего организованы так, что достигаются предельные значения выгораний «запальных» и вторичных делящихся нуклидов, а также длительности кампаний. Ядерный топливный цикл в данном случае является открытым. При этом решаются несколько задач: минимизация потребления природного ядерного сырья; минимизация количества оружейных ядерных материалов, находящихся в обороте; вы-

жигание потенциально опасных радионуклидов без использования дополнительных технических средств и технологических приемов. По-существу, речь идет о приближении к реализации принципа радиационной эквивалентности: сколько радиоактивности извлечено из недр Земли, столько же отправлено в них на захоронение.

В данном разделе анализируется баланс актиноидов в открытом торий-плутониевом ядерном топливном цикле на базе серийного легководного реактора под давлением ВВЭР-1000. Все конструктивные особенности реактора и тепловыделяющих сборок (ТВС) полагаются неизменными. Плутоний оружейной кондиции является «запальным», торий – воспроизводящим материалом, а уран-233 – вторичным ядерным горючим. Моделирование медленной нуклидной кинетики с использованием пакета прикладных программ VSOP (97) проведено в работе [9].

13.2.2. Алгоритм построения оптимальной схемы перемещения топлива

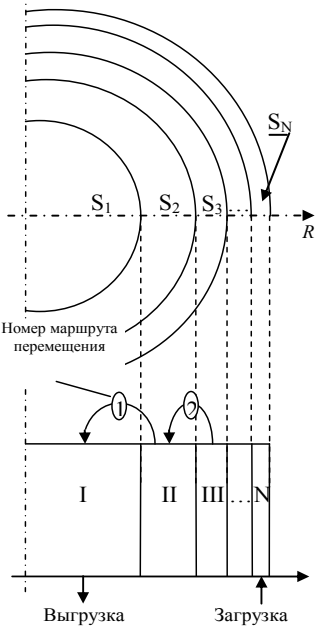


Рис. 13.4. Базовая схема перемещений (R – радиальное направление)

При выборе режима движения топлива в ходе численных экспериментов проводилось последовательно усложнение схемы перемещений тепловыделяющих сборок. Базовая схема перемещений в ходе одной частичной перегрузки обеспечивает режим «от периферии к центру» активной зоны. Активная зона при этом дробится на N кольцевых зон, площади поперечных сечений которых равны: $S_1 = S_2 = S_3 = \ldots = S_N$. Частичная перегрузка включает в себя следующие операции (рис. 13.4):

- выгрузка топлива из зоны I;
- перемещение топлива из зоны в зону:
  - II → I;
  - III → II;
  - ……
  - $N \rightarrow (N–1)$;
  - загрузка свежего топлива в зону N (на периферию).

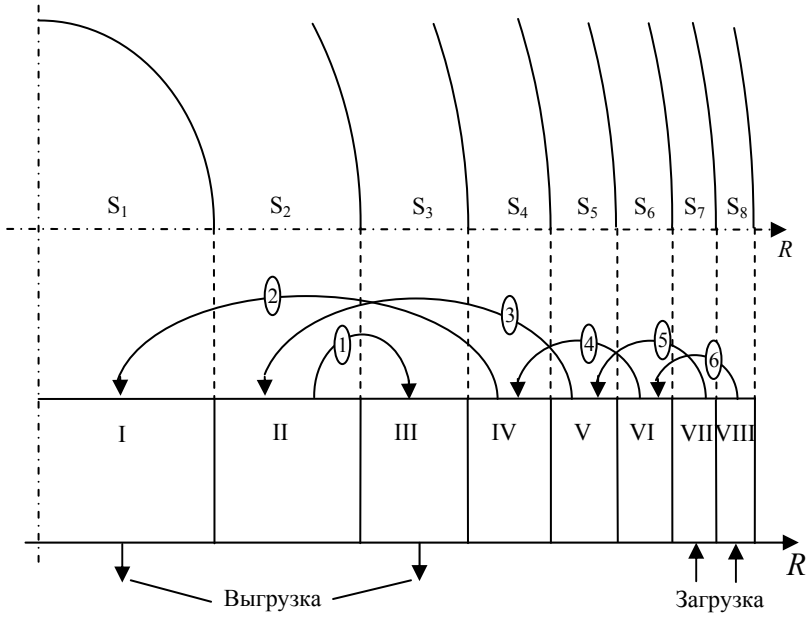


Рис. 13.5. Схема перемещений с учетом перемешивания

Минимальное количество зон, позволяющее грубо моделировать параметры кампании реактора, – 3 зоны. Одной расчетной схеме перемещения топлива соответствуют несколько возможных схем перемещения ТВС. Увеличение количества зон сокращает количество соответствующих схем, увеличивая тем самым подобие расчетной и технологической схем, и позволяет моделировать режим «от периферии к центру при частичном возврате (перемешивании)». Рис. 13.5 иллюстрирует этот случай. Частичная перегрузка в данном случае включает в себя следующие операции:

- выгрузка топлива из зон I и III;
- перемещение топлива из зоны в зону:
  - II → III (возврат-перемешивание);
  - IV → I;
  - V → II;
  - VI → IV;
  - VII → V;
  - VIII → VI;
- загрузка свежего топлива в зоны VII и VIII (на периферию).

Операции при этом группируются:

- выгрузка топлива из зоны I и III;
- перемещение топлива в освобожденные зоны:
  - II → III (перемешивание); IV → I;
  - V → II; VI → IV;
  - VII → V; VIII → VI;
- загрузка свежего топлива в зоны VII и VIII.

За исключением выгрузки и загрузки, операции образуют 4 группы, что соответствует количеству циклов выгорания в кампании. Каждая периферийная ТВС (зоны VII и VIII) в течение кампании (4 цикла) 3 раза перемещается по активной зоне: загрузка → перемещение 5(6) → перемещение 3(4) → перемещение 1(2) → выгрузка (в скобках – для зоны VIII).

Оптимальное количество кольцевых зон должно не только обеспечивать высокое подобие расчетной и технологической схем, но и удовлетворять физическим требованиям. Увеличение количества циклов выгорания, т. е. количества перестановок в течение кампании, увеличивает длительность пребывания ТВС в активной зоне. Следовательно, возрастают эффективность топливопользования, глубина выгорания «запальных» нуклидов и вторичного ядерного горючего. Но при этом возрастает флюенс повреждающих нейтронов. Количество циклов выгорания имеет объективный предел. Предварительные нейтронно-физические расчеты показали, что при организации сверхдлинных кампаний (около 8 лет), включающей в себя 5 циклов выгорания (4 частичные перегрузки), флюенс повреждающих нейтронов в активной зоне ВВЭР-100 приближается к значению 10^{22} $см^{-2}$. Дальнейшая эксплуатация сборок, элементы которых выполнены из циркониево-ниобиевых сплавов, недопустима. Если кампания образована меньшим количеством циклов, то накопление вторичного ядерного горючего превалирует над его выгоранием. Шесть циклов обеспечивают преимущественное выгорание, но требуют использования новых конструкционных материалов. Таким образом, выбрана схема перемещения топлива, приведенная на рис. 13.6.

Данная схема перемещения топлива позволяет моделировать режим движения «от периферии к центру при частичном перемешивании в азимутальном направлении». Четыречные перегрузки и 5 циклов выгорания образуют кампанию. В каждом частичной перегрузке 30 сборок выгружается, 90 сборок перемещаются и 30 «свежих» сборок загружаются на периферию активной зоны. Это соответствует тому, что в ходе каждой перегрузки производятся операции:

- удаление облученного топлива из зон I, III и V;
- перемещение топлива по маршруту:
  1) II→I; IV→III; VI→V;
  2) IX→II; VIII→IV; VII→VI;
  3) XII→IX; XI→VIII; X→VII;
  4) XV→XII; XIV→XI; XIII→X;
- подпитка «свежим» топливом в зоны XV, XIV и XIII.

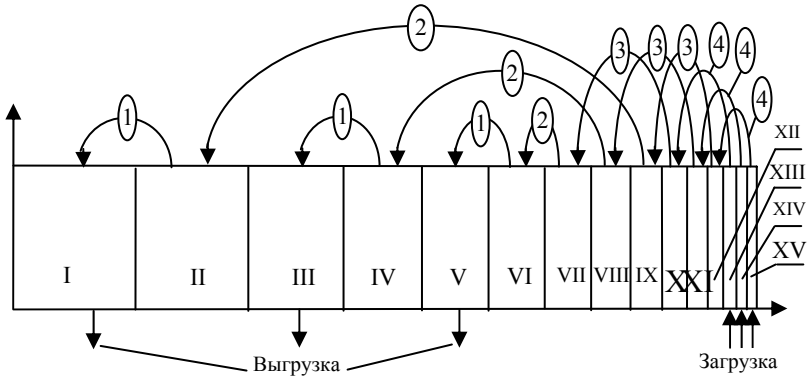


Рис. 13.6. Схема перемещений с учетом перемешивания (Z – аксиальное направление)

Длительности циклов выгорания составляют 1288, 374, 463, 449 и 462 эфф. суток для 1–5-го циклов, соответственно. Длительность кампании составляет 8,3 года. Флюенс повреждающих нейтронов составляет: $5{,}39\cdot10^{21}$ см$^{-2}$ – для сборок, выгружаемых из активной зоны после 1-го цикла; $6{,}2\cdot10^{21}$ см$^{-2}$ – после 2-го; $6{,}83\cdot10^{21}$ см$^{-2}$ – после 3-го и $8{,}22\cdot10^{21}$ см$^{-2}$ – после 4-го до выхода на 5-й – равновесный цикл. После 5-го цикла флюенс достигает значения $9{,}18\cdot10^{21}$ см$^{-2}$. В течение следующих кампаний все выгружаемые из активной зоны ТВС будут эксплуатироваться в течение 5-ти циклов и характеризоваться тем же предельным значением флюенса.

13.2.3. Перестановки тепловыделяющих сборок

Стартовая загрузка активной зоны (рис. 7) образована 3 типами ТВС: тип 1 – 90 % ^{232}Th – 10 % ^{239}Pu (42 + 1(центр. шт.); тип 2 – 92 % ^{232}Th – 8 % ^{239}Pu (54 шт.); тип 3 – 94 % ^{232}Th – 6 % ^{239}Pu (54 шт.). Представленность ТВС в различных радиальных зонах приведена в табл. 13.9.

Таблица 13.9

Представленность сборок по зонам, %

Радиальная зона	Тип сборки			Радиальная зона	Тип сборки		
	1	2	3		1	2	3
I	9,71	23,30	66,99	VIII	–	52,94	47,06
II	–	36,36	63,64	IX	–	17,65	82,35
III	–	23,53	76,47	X	24,00	76,00	–
IV	–	41,18	58,82	XI	30,00	70,00	–
V	–	39,39	60,61	XII	73,00	27,00	–
VI	–	15,15	84,85	XIII	94,00	6,00	–
VII	–	43,75	56,25	XIV, XV	100,00	–	–

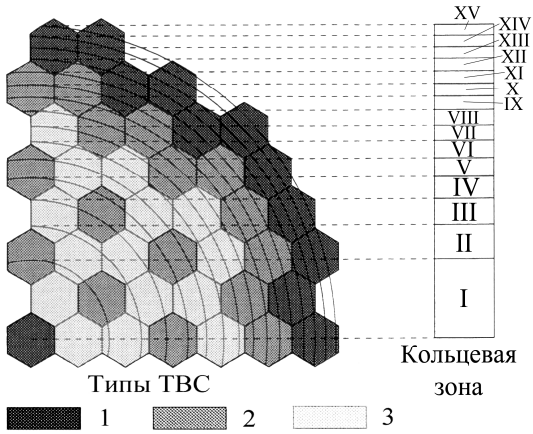


Рис. 13.7. Стартовая загрузка

В ходе частичной перегрузки производятся перестановки ТВС в направлении «от периферии к центру» активной зоны при частичном перемешивании в азимутальном направлении. На рис. 13.8 приведены маршруты перестановок сборок, которые производятся за 6 шагов.

На первом шаге из активной зоны выгружается 30 ТВС типа 3, которые отработали первый цикл выгорания. На 2–5 шагах производится последовательная перестановка сборок в освобожденные на предыдущих шагах каналы. После пятого шага освобождаются 30 периферийных каналов, в которые загружаются свежие сборки типа 1.

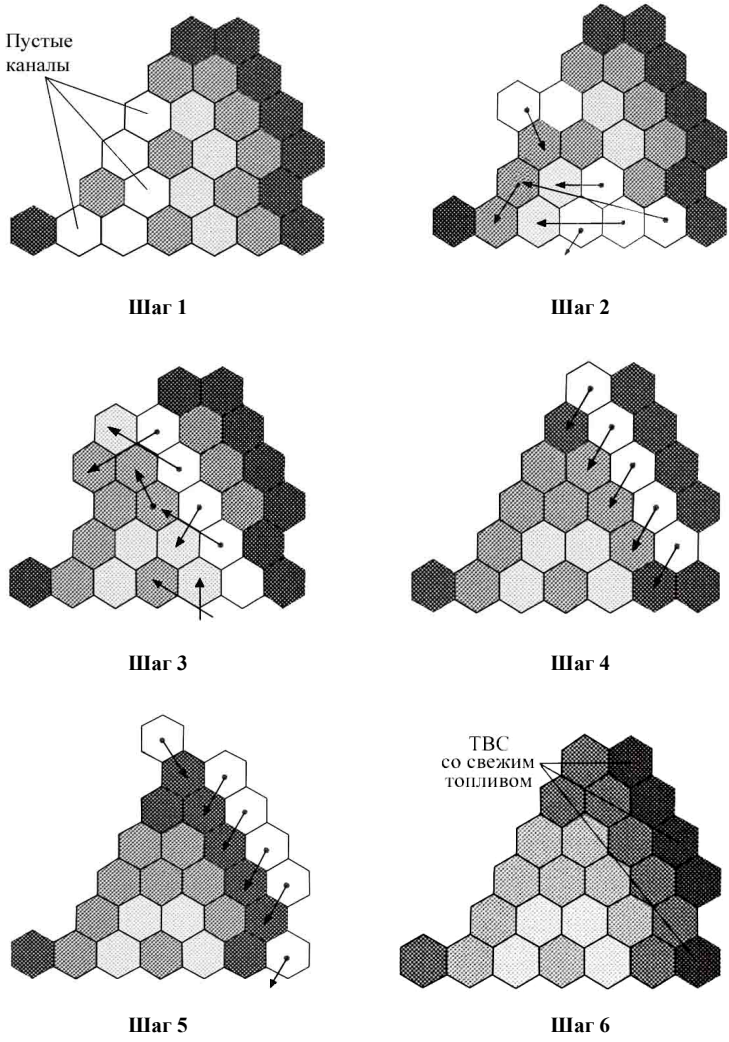


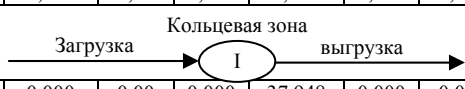
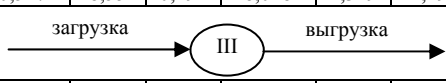
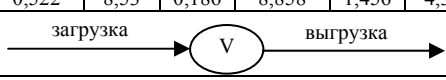
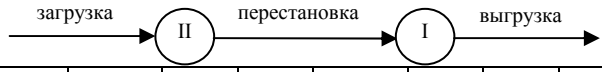
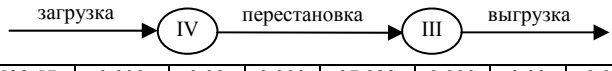
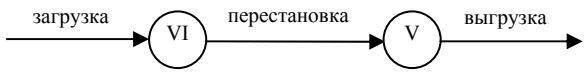
Рис. 13.8. Маршруты перестановок ТВС (сектор симметрии 60°, шаги 1–6)

13.2.4. Баланс актиноидов при движении топлива

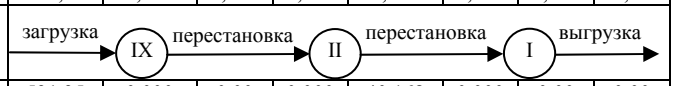
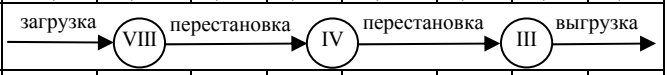
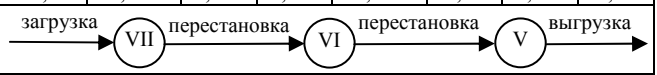
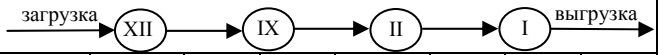
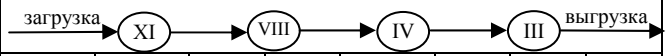
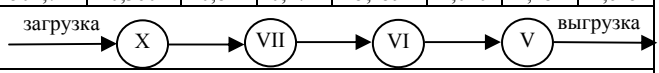
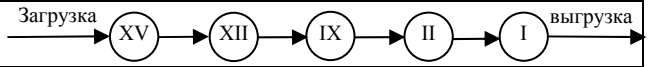
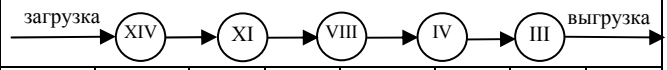
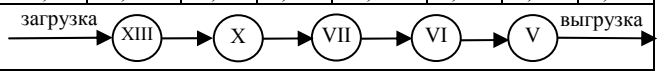
В течение первой кампании, до выхода на равновесный (5-й) цикл выгорания, из активной зоны выгружаются сборки, топливо которых облучалось один (1-й) цикл, два (1+2-й) цикла, три (1+2+3-й) цикла и четыре цикла. Топливо сборок, выгружаемых после 5-го цикла, имеет равновесный состав. Он будет идентичным для всех сборок, выгружаемых после каждого цикла выгорания во всех следующих кампаниях. В табл. 13.10 приведен материальный состав топлива, характеризующий баланс актиноидов при перемещении по различным маршрутам.

Таблица 13.10

Масса актиноидов в сборке, облученной в течение циклов выгорания, кг

Актиноиды	^{232}Th	^{233}Pa	^{233}U	^{235}U	^{239}Pu	^{240}Pu	^{241}Pu	^{242}Pu
1 цикл								
Загрузка	531,37	0,000	0,00	0,000	40,208	0,000	0,00	0,00
Выгрузка	513,47	0,555	8,66	0,199	8,547	1,417	4,44	0,97
Маршрут 1								
Загрузка	533,55	0,000	0,00	0,000	37,948	0,000	0,00	0,00
Выгрузка	515,97	0,547	8,55	0,192	8,018	1,349	4,19	0,93
Маршрут 2								
Загрузка	532,07	0,000	0,00	0,000	39,441	0,000	0,00	0,00
Выгрузка	514,82	0,522	8,53	0,186	8,858	1,456	4,38	0,92
Маршрут 3								
2 цикла								
Загрузка	532,10	0,000	0,00	0,000	39,458	0,000	0,00	0,00
Выгрузка	512,35	0,343	9,197	0,241	6,633	1,146	4,062	1,11
Маршрут 4								
Загрузка	531,37	0,000	0,00	0,000	40,195	0,000	0,00	0,00
Выгрузка	511,46	0,377	9,217	0,245	6,712	1,151	4,146	1,135
Маршрут 5								
Загрузка	533,57	0,000	0,00	0,000	37,933	0,000	0,00	0,00
Выгрузка	512,79	0,428	9,242	0,267	5,502	0,977	3,78	1,15
Маршрут 6								

Окончание табл. 13.10

Актиноиды	^{232}Th	^{233}Pa	^{233}U	^{235}U	^{239}Pu	^{240}Pu	^{241}Pu	^{242}Pu
3 цикла								
Загрузка	533,55	0,000	0,00	0,000	37,911	0,000	0,00	0,00
Выгрузка	512,42	0,253	9,514	0,274	5,419	0,952	3,605	1,16
Маршрут 7								
Загрузка	531,35	0,000	0,00	0,000	40,168	0,000	0,00	0,00
Выгрузка	509,05	0,304	9,652	0,305	5,066	0,887	3,70	1,28
Маршрут 8								
Загрузка	531,40	0,000	0,00	0,000	40,178	0,00	0,00	0,00
Выгрузка	507,20	0,374	9,798	0,356	4,015	0,72	3,411	1,38
Маршрут 9								
4 цикла								
Загрузка	516,87	0,000	0,00	0,000	55,481	0,000	0,00	0,00
Выгрузка	494,14	0,168	10,477	0,321	10,520	1,800	5,381	1,381
Маршрут 10								
Загрузка	521,77	0,000	0,00	0,000	50,429	0,00	0,00	0,00
Выгрузка	496,66	0,248	10,587	0,387	7,160	1,30	4,60	1,455
Маршрут 11								
Загрузка	529,75	0,000	0,00	0,000	51,204	0,000	0,00	0,00
Выгрузка	501,71	0,360	10,821	0,471	5,459	1,020	4,281	1,625
Маршрут 12								
5 циклов								
Загрузка	513,75	0,000	0,00	0,000	58,668	0,000	0,00	0,00
Выгрузка	489,00	0,145	10,703	0,380	7,489	1,426	5,054	1,172
Маршрут 13								
Загрузка	513,72	0,000	0,00	0,000	58,668	0,000	0,00	0,00
Выгрузка	486,60	0,248	11,133	0,447	8,076	1,458	5,294	1,676
Маршрут 14								
Загрузка	514,45	0,000	0,00	0,000	57,950	0,000	0,00	0,00
Выгрузка	483,71	0,355	11,236	0,563	5,620	1,044	4,590	1,828
Маршрут 15								

На рис. 13.9 и 13.10 приведены параметры медленной нуклидной кинетики для ТВС типа 1 в течение кампании, образованной пятью циклами выгорания.

Третий и четвертый циклы выгорания являются переходными. Простое накопление вторичного ядерного горючего прекращается. Скорость выжигания урана-233 приближается к скорости его наработки, и в 5-м цикле они становятся равными. Это справедливо также для урана-235, а плутоний-241 преимущественно выжигается.

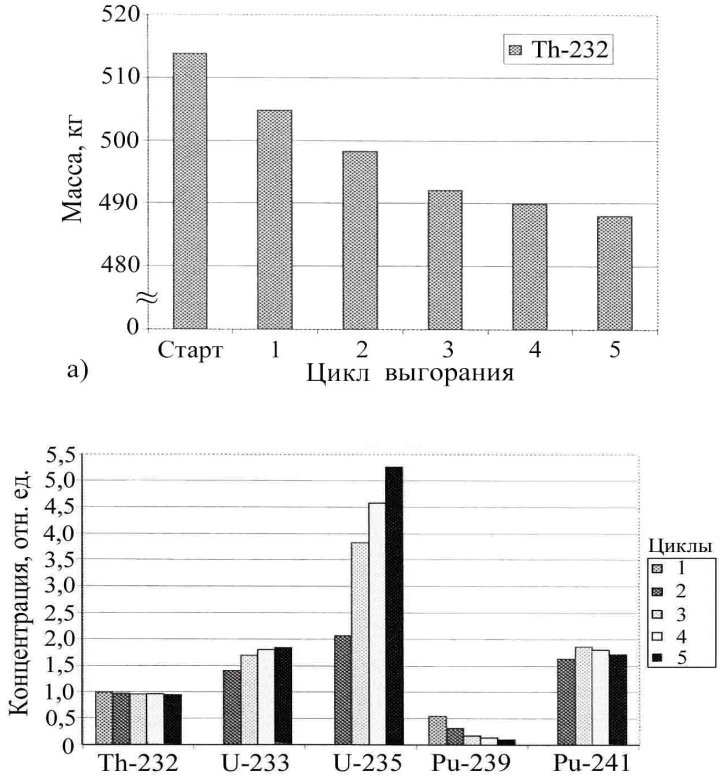


Рис. 13.9. Отношение значений концентрации в конце цикла выгорания к значениям в начале цикла (кольцевая зона – 14)

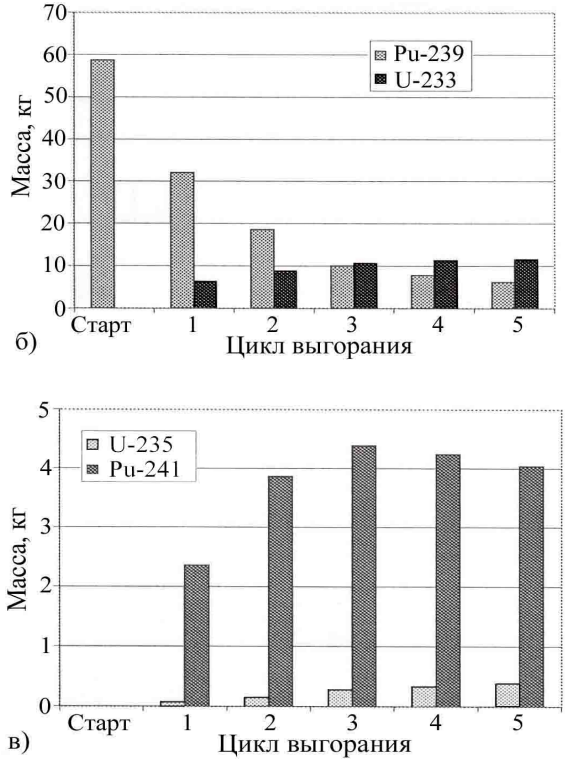


Рис. 13.10. Массы основных актиноидов в расчете на одну ТВС

13.2.5. Содержание актиноидов в облученном топливе

Материальный состав облученных и выгружаемых из активной зоны ТВС приведен в табл. 13.11. Подпитка производится тридцатью ТВС, в состав которых входят 15,41 т ^{232}Th и 1,76 т ^{239}Pu.

После 1-го цикла выгорания 30 ТВС типа 3, которые находились в центральном секторе активной зоны, выгружаются. Глубина выгорания ^{239}Pu для них достигает 82,9 %. Масса ^{239}Pu в каждой такой ТВС уменьшается от 40,152 до 6,87 кг. Массы ^{240}Pu, ^{242}Pu, ^{241}Am и ^{243}Am в каждой ТВС составляют: 4,93; 0,74; 0,17 и 0,17 кг, соответственно. Такие ТВС могут быть использованы в 3-м цикле выгорания путем замены ТВС типа 3, которые не выгружались после 1-го и облучались в течение 2-го цикла. Глубина выгорания ^{239}Pu в ТВС типа 1, ко-

торые облучались все 5 циклов, достигает 89,4 %. Масса ^{241}Pu в каждой такой ТВС, выгружаемой после равновесного цикла, составляет 4,04 кг. Массы ^{240}Pu, ^{242}Pu, ^{241}Am, ^{243}Am, ^{242}Cm, ^{244}Cm и ^{233}Pa составляют: 6,61; 1,3; 0,6; 0,4; 0,05; 0,18 и 0,24 кг, соответственно.

Таблица 13.11

Содержание актиноидов в топливе

Загрузка, т		Выгорание, ГВт·сут/т	Выгрузка 3·10 ТВС, т							
^{232}Th	^{239}Pu		^{232}Th	^{233}Pa	^{233}U	^{235}U	^{239}Pu	^{240}Pu	^{241}Pu	^{242}Pu
1-й цикл выгорания										
79	6,86	50,29	5,13	0,006	0,087	0,002	0,085	0,014	0,044	0,010
			5,16	0,005	0,086	0,0019	0,08	0,0135	0,042	0,009
			5,15	0,005	0,085	0,0018	0,09	0,0145	0,044	0,009
2-й										
15,41	1,76	15,15	5,12	0,0034	0,092	0,0024	0,066	0,011	0,041	0,011
			5,11	0,0038	0,092	0,0024	0,067	0,011	0,041	0,011
			5,13	0,0043	0,092	0,0026	0,055	0,010	0,038	0,011
3-й										
15,41	1,76	16,8	5,12	0,0025	0,095	0,0027	0,054	0,0095	0,036	0,011
			5,09	0,003	0,097	0,003	0,051	0,0089	0,037	0,013
			5,07	0,0037	0,098	0,0035	0,040	0,0072	0,034	0,014
4-й										
15,41	1,76	18,16	4,97	0,0017	0,105	0,0032	0,105	0,018	0,054	0,014
			4,97	0,0025	0,106	0,0039	0,071	0,013	0,046	0,014
			5,02	0,0036	0,108	0,0047	0,054	0,01	0,043	0,016
5-й										
15,41	1,76	18,11	4,89	0,0015	0,107	0,0038	0,075	0,014	0,051	0,017
			4,86	0,0025	0,111	0,0045	0,081	0,015	0,053	0,017
			4,84	0,0035	0,112	0,0056	0,056	0,01	0,046	0,018

13.2.6. Заключение

Анализ баланса актиноидов в открытом торий-плутониевом ядерном топливном цикле на базе серийного легководного реактора ВВЭР-1000 позволяет сформулировать следующие выводы:

- торий-плутониевая загрузка по стандартной схеме, включающая ТВС трех типов (10 %, 8 % и 6 % по ^{239}Pu), позволяет организовать сверхдлинную кампанию – 3030 эфф. сут (8,3 г);
- оптимальный является режим движения топлива от периферии к центру активной зоны при частичном перемешивании в азимутальном направлении;

• оптимальное количество циклов выгорания, обеспечивающее выход на режим равенства скоростей наработки и выжигания вторичного ядерного горючего, – 5 циклов. При этом значение флюенса повреждающих нейтронов для ТВС, облученных в течение 5 циклов, достигает своего предельного значения $9{,}18 \cdot 10^{21}$ см$^{-2}$;

• выгорание для ТВС, отработавших до выгрузки всю кампанию (5 циклов), достигает рекордного значения 94,4 ГВт·сут/т. Даже для ТВС, которые отработали только 1-й цикл выгорания и были выгружены, выгорание составляет 52,1 ГВт·сут/т, что почти в 2 раза превосходит выгорание в урановых ТВС, отработавших стандартную кампанию (3·272 эфф. сут);

• выгружаемые ТВС, как по количеству содержащегося плутония, так и по его нуклидному составу, не пригодны для использования в военных целях. Глубина выгорания ^{239}Pu в ТВС, выгружаемых после равновесного цикла, достигает рекордного значения 85,3…93,3 %.

13.3. Смешанная загрузка легководного реактора под давлением торий-плутониевым и торий-урановым оксидным топливом, организация открытого торий-плутониевого ядерного топливного цикла

В данном разделе рассматривается вариант реализации открытого ториевого ядерного топливного цикла как альтернатива замкнутому уран-ториевому и дополнение к успешно реализованному уран-плутониевому циклам. Вариант не требует принципиальных изменений конструкции серийных легководных реакторов последнего поколения при переходе на торийсодержащее топливо и обеспечивает возможность организации открытого топливного цикла при реализации длинных и сверхдлинных кампаний. Плутоний и высокообогащенный уран вовлекаются в открытый ториевый цикл как «запальные» нуклиды, инициирующие наработку урана-233. Наработка и параллельно протекающее выгорание урана-233 организованы так, что достигаются предельные значения выгорания урана-235, плутония-239, урана-233 и длительности кампаний.

13.3.1. Состояние исследований

Принципиальные мотивы, преимущества и аргументы в пользу постепенного перехода ядерной энергетики к уран-ториевому топливному циклу были приведены еще в 1983 году [10]. В указанной монографии подробно изложены результаты экспериментов в этом

направлении за рубежом. Ранее, в 1982 г., на Японо-американском семинаре «Thorium Fuel Reactors» Роберт Блок представил доклад по программе «Легководный реактор-бридер» с торий-содержащим топливом, которая была начата в 1965 г. в США (Шиппингпорт). Уран-ториевый топливный цикл в традиционном его понимании является замкнутым. Торий в нем является сырьевым нуклидом, образующим делящийся уран-233. Последний, извлекаемый из отработанного топлива, предполагается использовать для производства делящихся композиций. По существу, уран-ториевый цикл является аналогом успешно реализованного и действующего уран-плутониевого цикла, в котором из отработанного топлива извлекается плутоний энергетической, либо оружейной (специализированные реакторы) кондиции. Главное отличие, являющееся препятствием для реализации в ближайшем будущем замкнутого уран-ториевого цикла, состоит в неизбежном образовании при облучении тория четно-четного нуклида уран-232. В ходе последовательных α-распадов урана-232 образуются жесткие γ-излучатели. В результате, радиохимическая переработка отработанного топлива чрезвычайно усложняется. Имеющаяся технология переработки в уран-плутониевом цикле требует существенной модификации для того, чтобы быть пригодной для использования в уран-ториевом цикле. Можно ли считать уран-ториевый топливный цикл очевидной альтернативой уран-плутониевому циклу? Этот вопрос на сегодня является открытым.

В последние годы появились новые аспекты проблемы вовлечения тория в ядерную энергетику. В частности, поиск путей использования плутония оружейной кондиции и высокообогащенного урана в ядерно-энергетических установках, использующих торий-содержащее топливо. Такая возможность может быть реализована в легководном ториевом реакторе ВВЭР-Т на базе концепции А. Радковского [11]. Данный вариант предполагается использовать в реакторах нового поколения при изменении базовых конструктивных решений. По-прежнему предполагается замкнутый ядерный топливный цикл, требующий внедрения модифицированной технологии переработки топлива.

Несомненный интерес представляет вариант, не требующий изменений конструкции серийных реакторов последнего поколения при переходе на торийсодержащее топливо и обеспечивающий возможность организации открытого ядерного топливного цикла при

реализации длинных и сверхдлинных кампаний [9, 12]. В данных работах определены ключевые критерии возможности организации открытого цикла на базе отечественных действующих реакторов с использованием имеющихся природных запасов тория. Плутоний и высокообогащенный уран при этом вовлекаются в открытый торий-плутониевый цикл как «запальные» нуклиды. Выгорая, они инициируют наработку урана-233. Наработка и параллельно протекающее выгорание урана-233 организовано так, что достигаются предельные значения выгораний урана-235, плутония-239, урана-233 и длительности кампаний. Такая организация базируются на оптимизированных схемах загрузки и передвижения топлива. В большинстве случаев они должны быть смешанными, предполагающими наличие в активной зоне нескольких типов тепловыделяющих сборок. Определенная часть из них должна содержать уран-235 в количестве, достаточном для обеспечения необходимого значения эффективной доли запаздывающих нейтронов.

В данном разделе изложены результаты изучения смешанной топливной загрузки и схемы перемещения топлива, обеспечивающих преимущества перед стандартной схемой на базе UO_2-топлива и схемой на базе (Th, Pu)O_2-топлива.

13.3.2. Методика и особенности численного эксперимента

Базой для проведения численного эксперимента служил пакет прикладных программ VSOP (97) [9]. Систематические расчеты послужили основой для использования 6-группового приближения в применении к эффективным параметрам ячейки. В табл. 13.12 приведены параметры свертки многогрупповой системы.

Таблица 13.12

6-групповое разбиение энергетического спектра нейтронов

Номер группы	Интервал энергии	Доля нейтронов деления
1	10,5…2,5 МэВ	0,288
2	2,5…0,8 МэВ	0,475
3	800…46,5 кэВ	0,236
4	46,5…0,215 кэВ	0,001
5	215…0,414 эВ	0
6	0,414…0 эВ	0

Выбор 6-группового приближения был обусловлен следующими причинами:

• использование привычного 2-группового приближения приводит к погрешности определения эффективного коэффициента размножения как функции времени, в интервалах между частичными перегрузками и перестановками топлива до 14 %;

• длительность цикла выгорания топлива, определяемая условием $k_{эфф} \geq 1$, где $k_{эфф}$ – эффективный коэффициент размножения нейтронов; в 2- и 6-групповом приближениях оказывается практически неизменной, но момент достижения минимально допустимого запаса реактивности в 2-групповом приближении оказывается завышенным в опасною сторону;

• использование более чем 6-ти групп не приводит к оправданному увеличению точности расчета, хотя затраты счетного времени существенно возрастают;

• 6-групповое приближение оказывается оптимальным с точки зрения детализации процесса энерговыделения в активной зоне и возможности решения задач спектрального регулирования.

Пакет программ VSOP позволяет рассмотреть в явном виде различные схемы передвижения топлива в радиальном направлении (*R*, *Z*-геометрия). Нахождение реальной схемы перестановок тепловыделяющих сборок, соответствующей схеме в численном эксперименте, выделяется в самостоятельную задачу. Она требует учета перемещения сборок не только в радиальном, но и в азимутальном направлениях. Схеме движения топлива в радиальном направлении соответствует, как правило, несколько возможных сопутствующих схем радиально-азимутального перемещения. Одна из них является оптимальной. Для ее выбора использовался принцип минимума количества необходимых перестановок тепловыделяющих сборок при обеспечении максимального соответствия нуклидного состава в пределах каждого кольцевого сектора.

13.3.3. Схема смешанной загрузки

Загрузка активной зоны реактора ВВЭР-1000 включает 151 тепловыделяющую сборку (ТВС). На рис. 13.11 приведена оптимальная схема смешанной загрузки.

Стартовая загрузка производится семью типами ТВС. ТВС типа В, В1 и В2 – бланкетные, содержащие топливные композиции ThO_2–$U^{235}O_2$ с концентрацией U^{235} 3,8 % (В); 4,8 % (В1) и 6,8 % (В2). ТВС типа Z, Z1, Z2 и Z3 – запальные, содержащие топливные композиции ThO_2–$Pu^{239}O_2$ с концентрацией Pu^{239} 6,9 % (Z); 8,9 % (Z1); 10,9 % (Z2) и 12,9 % (Z3). Значения концентраций соответствуют

долям ядерных концентраций по отношению к общей ядерной концентрации тяжелых нуклидов. Доля ТВС каждого типа в радиальных кольцевых секторах приведена в табл. 13.13.

Площади сечений каждого из 12 кольцевых секторов равны.

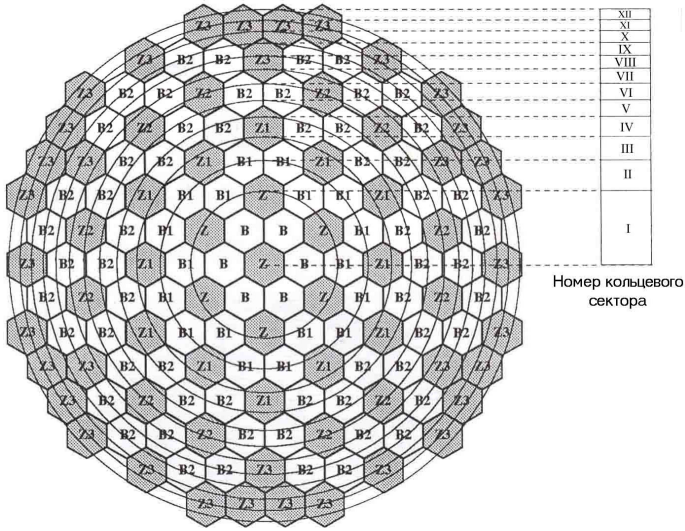


Рис. 13.11. Загрузка активной зоны реактора ВВЭР-1000 (вид сверху)

Таблица 13.13

Представленность ТВС в кольцевых секторах, %

Радиальный сектор	Тип ТВС						
	B	B1	B2	Z	Z1	Z2	Z3
I	47,24	16,54	–	36,22	–	–	–
II	–	78,57	–	16,67	4,76	–	–
III	–	47,62	9,52	–	42,86	–	–
IV	–	–	66,67	33,33	–	–	–
V	–	–	76,19	–	14,29	9,52	–
VI	–	–	61,91	–	–	38,09	–
VII	–	–	52,38	–	–	33,33	14,29
VIII	–	–	71,43	–	–	9,52	19,05
IX	–	–	64,29	–	–	–	35,70
X	–	–	38,09	–	–	–	61,91
XI	–	–	19,05	–	–	–	80,95
XII	–	–	–	–	–	–	100,0

13.3.4. Схема перемещения топлива

В аксиальном направлении активная зона дробится на 5 частей. Таким образом, расчетная сетка составлена из 60 ячеек. На рис. 13.12 приведена схема перемещения топлива в ходе частичной перегрузки.

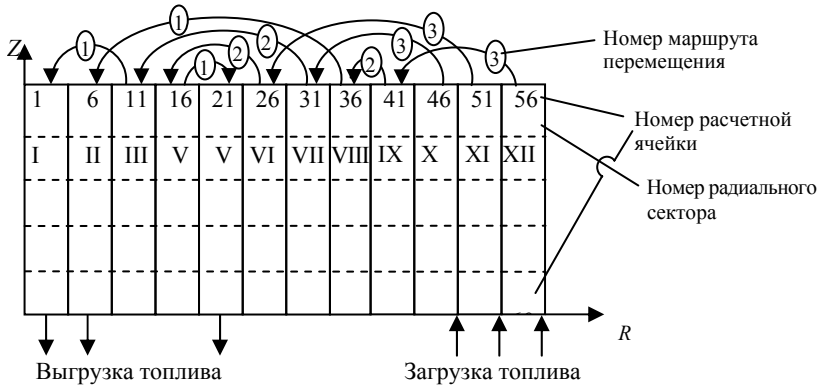


Рис. 13.12. Маршруты перемещения топлива в радиальном направлении

Кампанию образуют 3 частичные перегрузки и 4 цикла выгорания. При движении топлива по приведенной схеме в каждой частичной перегрузке выгружаются 38 ТВС, перемещаются 75 ТВС и загружаются 38 «свежих» ТВС на периферию активной зоны. Это соответствует тому, что в ходе перегрузки производятся следующие операции:

- удаление отработанного топливо из I, II и V секторов;
- перемещение топлива по маршруту:
  1) III→I; VIII→II; IV→V;
  2) VII→III; IX→VIII; VI→IV;
  3) X→VII; XII→IX; XI→VI;
- подпитка «свежим» топливом в X, XI и XII сектора.

Таким образом, бланкетные ТВС, содержащие топливную композицию ThO_2–$U^{235}O_2$, загружаются в активную зону только в начале кампании. Подпитка на 2–4-й циклы осуществляется только запальными (торий-плутониевыми) ТВС.

13.3.5. Параметры кампании

Интегральные характеристики кампании для оптимизированной смешанной загрузки серийного легководного реактора под давлением ВВЭР-1000 и приведенной выше схемы перемещения топлива показаны на рис. 13.13.

После 4-го (равновесного) цикла выгорание в выгружаемых ТВС, которые отработали все 4 цикла, достигает значения 125,9 ГВт·сут/т. Глубина выгорания Pu составляет 97,3; 96,4; 95,7 и 81 % для каждого цикла, соответственно.

13.3.6. Параметры первого цикла выгорания

Преимущества смешанной схемы загрузки особенно проявляются при сравнении балансов масс нуклидов с таковыми для стандартной урановой и торий-плутониевой загрузок (табл. 13.14).

Таблица 13.14

Балансы масс основных нуклидов

Параметр	Схема загрузки		
	Стандартная	Смешанная	Торий-плутониевая
Загрузка Th-232, кг/ГВт (эл.)	–	4921,7	5775,4
Загрузка U-238, кг/ГВт (эл.)	23897,4	5,4	–
Загрузка Pu, кг/ГВт (эл.)	–	607,0	643,7
Выгрузка Pu, кг/ГВт (эл.)	–	33,6	168,0
Расход Pu, кг/ГВт (эл.)	–	573,4	475,7
Расход Pu / Загрузка Pu	–	0,954	0,739
Загрузка U-235, кг/ГВт (эл.)	1064,0	74,0	–
Выгрузка U-235, кг/ГВт (эл.)	391,4	71,0	–
Расход U-235, кг/ГВт (эл.)	672,6	3,0	–
Расход U-235 / Загрузка U-235	0,632	0,0405	–
Наработка U-233, кг/ГВт (эл.)	–	77,3	97,0
Наработка Pu, кг/ГВт (эл.)	186,0	–	–
Среднее значение выгорания, МВт·сут/кг	11,7	52,2	45,5

В смешанной загрузке каждая запальная ТВС, за исключением типа Z3, окружена бланкетными ТВС. Бланкетные ТВС, характеризующиеся меньшими концентрациями делящегося нуклида U^{235}, обеспечивают относительно более высокий темп наработки U^{233} и существенное увеличение длительности циклов выгорания и кампании в целом. Наличие значительного количества U^{235} в активной зоне, по сравнению с торий-плутониевой загрузкой, обеспечивает зна-

чительное увеличение эффективной доли запаздывающих нейтронов.

Интегральные параметры, характеризующие 1-е циклы выгорания, обеспечиваемые различными загрузками приведены в табл. 13.15. В табл. 13.16 приведены соответствующие балансы масс по основным нуклидам.

Таблица 13.15

Основные параметры цикла выгорания

Параметр	Схема загрузки		
	Стандартная	Смешанная	Торий-плутониевая
$k_{эфф}$ в начале цикла	1,173	1,356	1,392
$\beta_{эфф}$ (эффективная доля запаздывающих нейтронов) в начале цикла, %	0,672	0,346	0,210
$\beta_{эфф}$ в конце цикла, %	0,462	0,329	0,226
Длительность цикла, эфф. сут	298,5	1400	1219
Выгорание, МВт·сут/т	11692	52231	45477
Коэффициент воспроизводства	0,697	0,525	0,571
ТКР (температурный коэффициент реактивности), $°C^{-1}$	$-4{,}485\cdot10^{-5}$	$-3{,}2\cdot10^{-5}$	$-3{,}2\cdot10^{-5}$
Стационарное отравление Xe^{135}	$-3{,}26\cdot10^{-2}$	$-1{,}6\cdot10^{-2}$	$-1{,}8\cdot10^{-2}$

Таблица 13.16

Массы нуклидов в активной зоне (начало/конец цикла), т

Схема загрузки	Нуклид							
	^{232}Th	^{233}U	^{235}U	^{238}U	^{239}Pu	^{240}Pu	^{241}Pu	^{242}Pu
Стандартная	–	–	2,63	79,02	0	0	0	0
	–	–	1,78	78,14	0,462	0,050	0,051	0,005
Смешанная	78,2	0	2,8	0,21	4,5	0	0	0
	75,69	1,2	1,14	0,16	1,53	0,189	0,388	0,092
Торий-плутониевая	78,8	0	–	–	6,95	0	0	0
	76,64	1,15	–	–	2,57	0,337	0,655	0,105

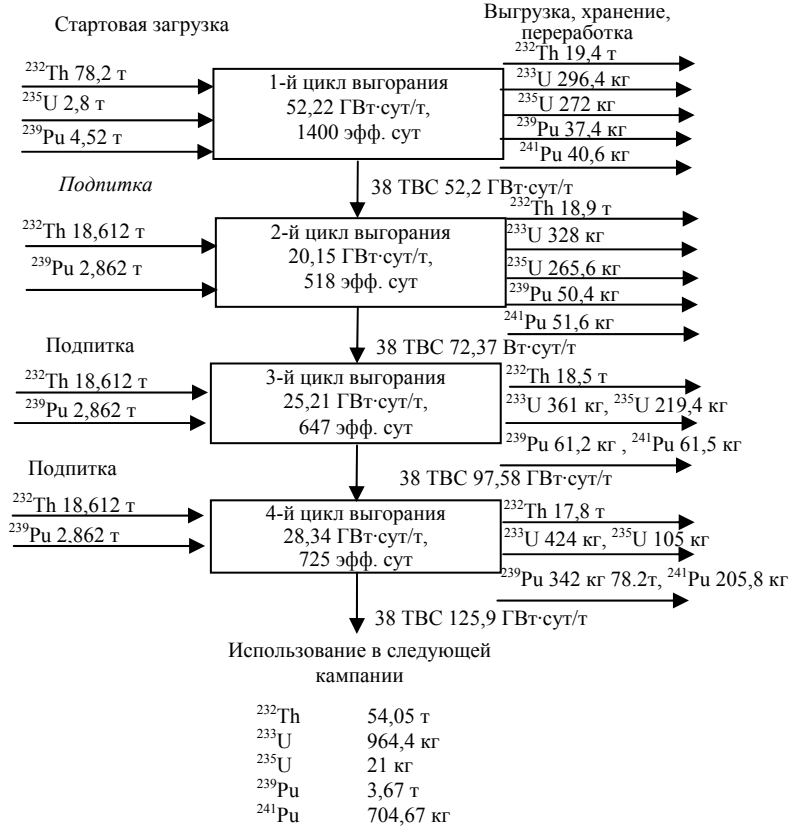


Рис. 13.13. Интегральные характеристики кампании

Кроме преимуществ, обусловленных уникальным сочетанием параметров, которые определяют экономические показатели использования топлива и степень ядерной и экологической безопасности (табл. 13.15), смешанная загрузка обеспечивает наиболее жесткий спектр нейтронов в активной зоне.

Радиальные распределения и спектры потока нейтронов для различных схем загрузки активной зоны приведены на рис. 13.14–13.16.

Смещение максимума спектра в эпитепловую область обеспечивает уменьшение чувствительности ядерной энергетической установки к процессам, вызывающим отравление продуктами деления

неравновесной и равновесной концентраций. Следовательно, смягчаются требования к маневренности системы управления и защиты, упрощаются процедуры изменения мощности. Реактор в нейтронно-физическом отношении становится более безопасным.

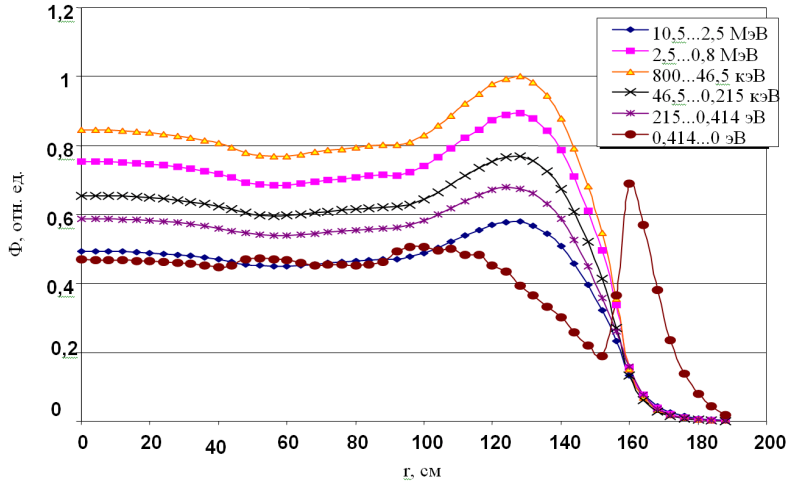


Рис. 13.14. Пространственно-энергетическое распределение потока нейтронов для стандартной UO_2-загрузки

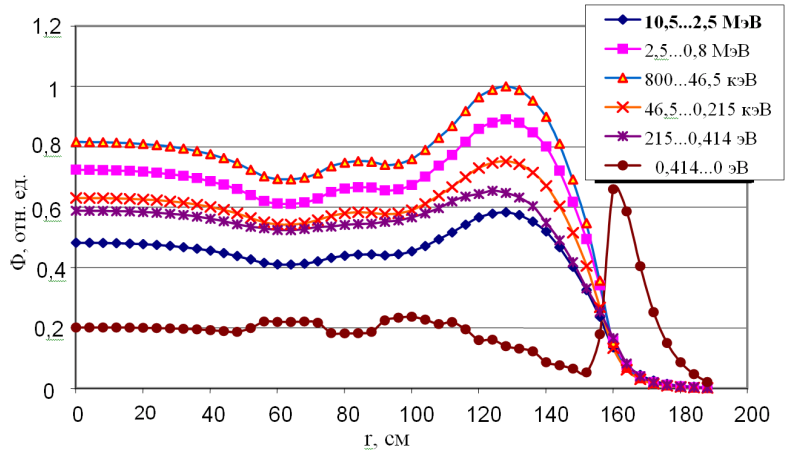


Рис. 13.15. Пространственно-энергетическое распределение для смешанной загрузки

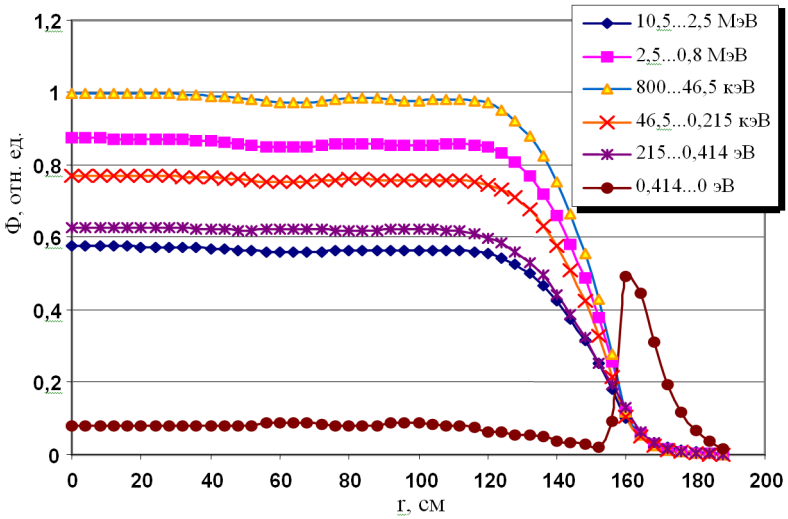


Рис. 13.16. Пространственно-энергетическое распределение для торий-плутониевой (ThO_2–PuO_2)-загрузки

13.3.7. Заключение

Анализируя интегральные и дифференциальные параметры стандартной, безурановой торий-плутониевой и смешанной загрузок, можно сформулировать следующие выводы:

• смешанная «стартовая» загрузка обеспечивает значительный (35,6 %) запас реактивности и возможность организации сверхдлинной (более 3200 эфф. сут) кампании;

• комбинация топливных композиций $(Th,Pu)O_2$ и $(Th,^{235}U)O_2$ решает проблему дефицита запаздывающих нейтронов, возникающую в случае загрузки только торий-плутониевыми композициями: 0,672–0,346–0,210 % (*урановая–смешанная–торий-плутониевая загрузка*);

• смешанная загрузка увеличивает эффективность топливоиспользования, степень ядерной и экологической безопасности;

• для стандартной конструкции ВВЭР-1000 водно-топливное отношение составляет 1,8. В случае стандартного UO_2-топлива максимум k_∞ достигается при значении отношения около 2,5. С учетом существования предела линейной тепловой нагрузки значение 1,8 выбрано как оптимальное. В случае смешанной загрузки максимум k_∞ достигается

при значительно большем водно-топливном отношении. Это обеспечивает возможность поиска и внедрения более совершенных конструкций твэлов и ТВС, а также реализации концепции спектрального регулирования.

13.4. Дефицит запаздывающих нейтронов в маневренном режиме реактора ВВЭР с плутониевой загрузкой

В данном разделе рассмотрены особенности протекания нейтронно-физических процессов в маневренном режиме реактора ВВЭР, вызванные дефицитом запаздывающих нейтронов при замещении стандартного топлива торий-плутониевым. Сформулированы рекомендации для модификации регламентов управления мощностью реактора и обоснованы преимущества смешанной загрузки активной зоны.

13.4.1. Введение

Высокоэффективным путем утилизации плутония оружейной кондиции является его использование в торий-плутониевых оксидных топливных композициях. В предыдущих разделах анализируются основные параметры кампании легководного реактора ВВЭР при использовании в составе топлива композиций ThO_2 и PuO_2. При замещении стандартного оксидного топлива торий-плутониевым возникает проблема, обусловленная дефицитом запаздывающих нейтронов. В стационарном режиме они не играют существенной роли. Проблема становится очевидной при рассмотрении переходных процессов. Полная загрузка активной зоны торий-плутониевым оксидным топливом влечет за собой уменьшение эффективной доли запаздывающих нейтронов практически в 3 раза. Штатные регламенты изменения реактивности реактора, пригодные для стандартного топлива, требуют существенных изменений. Их характер определяется составом загрузки активной зоны. Таким образом, после оптимизации состава и схемы загрузки по определяющим параметрам топливоиспользования, следует вторая оптимизационная задача – по нейтронно-физическим параметрам в маневренном режиме.

Данный раздел посвящен сравнительному анализу быстропротекающих процессов, вызванных идентичными изменениями реактивности или мощности реактора ВВЭР, в случаях загрузки стандартным и торий-плутонийсодержащим оксидным топливом.

13.4.2. Методика анализа, регламенты изменения реактивности и мощности

При определении преимуществ (недостатков) той или иной схемы загрузки проводится анализ функций, описывающих поведение во времени нейтронной мощности, которые являются откликом на какой-либо фиксированный закон изменения реактивности. Нестационарный процесс дробится во времени. Связь между реактивностью и нейтронной мощностью задается соотношениями:

$$\begin{aligned} &\frac{n_k - n_{k-1}}{n_k} U_1 + \frac{n_{k-1} - n_{k-2}}{n_k} U_2 + \ldots + \frac{n_1 - n_0}{n_k} U_k = \bar{\rho}_k; \\ &n_k = \frac{n_{k-1} U_1 - \left(n_{k-1} - n_{k-2}\right) U_2 - \ldots - \left(n_1 - n_0\right) U_k}{U_1 - \bar{\rho}_k}, \end{aligned} \tag{13.1}$$

где n_k – значение нейтронной мощности на k-м временном шаге; n_0 – стартовый уровень нейтронной мощности; $\bar{\rho}_k$ – значение реактивности в единицах $\beta_{эфф}$; $\beta_{эфф} = \sum_{i=1}^{N} \beta_{эффi}$ – сумма эффективных долей запаздывающих нейтронов i-х групп; N – количество групп запаздывающих нейтронов; U_k – в соответствии с [13] функция линейного отклика.

Функция U_k определяет такое изменение реактивности, которое вызывает линейное изменение нейтронной мощности в течение интервала времени $\Delta\tau$ и дальнейшее ее поддержание на постоянном уровне. Значение U_k определяется соотношениями:

$$\begin{aligned} U &= \sum_{i=1}^{N} \frac{a_i \left(1 - \exp\left(-\lambda_i \tau\right)\right)}{\lambda_i \Delta\tau}, 0 \le \tau \le \Delta\tau; \\ U_k &= \sum_{i=1}^{N} \frac{a_i \left(1 - \exp\left(-\lambda_i \Delta\tau\right)\right)}{\lambda_i \Delta\tau} \cdot \exp\left(-\lambda_i \left(\tau_k - \Delta\tau\right)\right), \tau > \Delta\tau, \end{aligned} \tag{13.2}$$

где $\tau_k = k \cdot \Delta\tau$; $a_i = \beta_i / \beta$; $\sum_{i=1}^{N} a_i = 1$; λ_i – постоянная распада ядер – источников запаздывающих нейтронов i-й группы. Доли запаздывающих нейтронов определяются соотношением:

$$\beta_i = \sum_j \beta_i^j \frac{N_j \sigma_f^j \nu_f^j}{\sum_j N_j \sigma_f^j \nu_f^j}, \qquad (13.3)$$

где N_j – ядерная концентрация j-го делящегося нуклида; σ_f^j – микроскопическое сечение деления; ν_f^j – число вторичных нейтронов после одного акта деления j-го нуклида. Количество групп запаздывающих нейтронов в расчетах варьируется: стандартное значение 6 [14] и 20 групп. Это необходимо для обеспечения приемлемой точности расчета в случаях малой эффективной доли запаздывающих нейтронов.

Регламенты изменения реактивности определялись по заданным регламентам изменения мощности для случая загрузки активной зоны стандартным оксидным топливом, которые приведены на рис. 13.17–13.22.

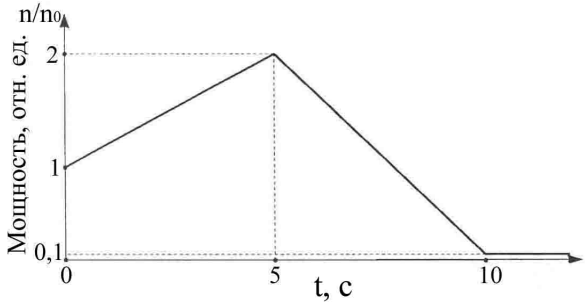


Рис. 13.17. Регламент 1: неконтролируемое увеличение мощности, соответствующее гипотетической реактивностной аварии

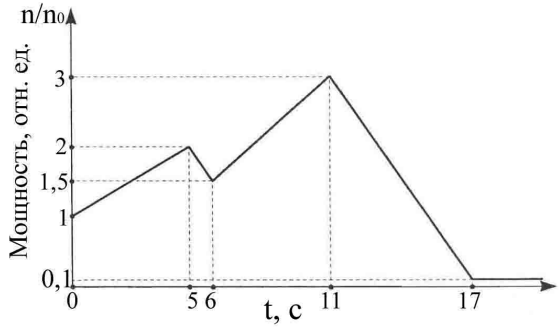


Рис. 13.18. Регламент 2: два последовательных увеличения мощности и ее резкое уменьшение под действием СУЗ (системы управления и защиты)

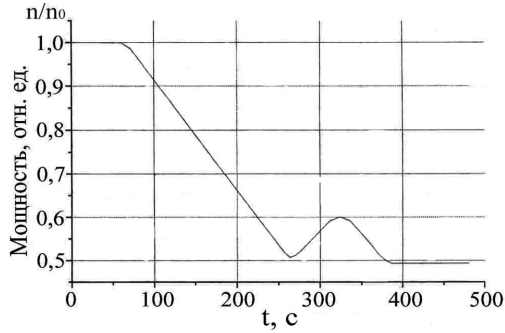


Рис. 13.19. Регламент 3: работа АРМ (автоматического регулятора мощности) при резком изменении электрической нагрузки на 50 % в режиме регулирования частоты в энергосистеме

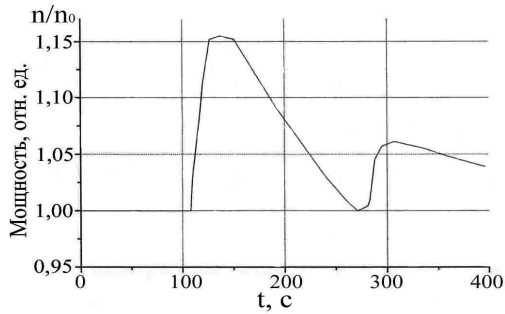


Рис. 13.20. Регламент 4: отработка СУЗ блока изменений по частоте

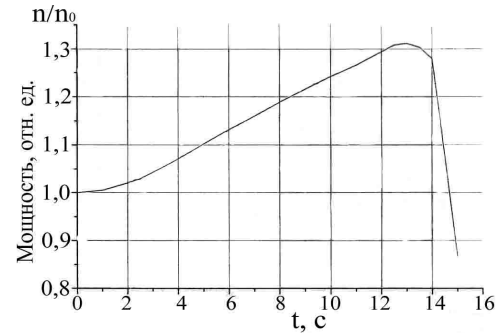


Рис. 13.21. Регламент 5: подключение неработающей петли с поступлением холодной воды при пониженной концентрации борной кислоты

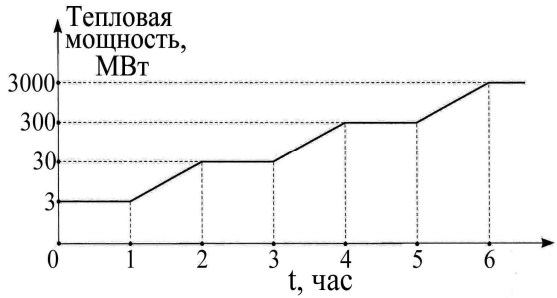


Рис. 13.22. Регламент 6: нормальный пуск с пошаговым увеличением мощности

Регламенты 1 и 2 соответствуют случаям неконтролируемого увеличения реактивности (гипотетические инциденты). Данные быстропротекающие изменения нейтронной мощности вызывают соответствующие изменения температуры резонансных поглотителей, но не успевают вызывать адекватное изменение температуры и плотности воды. Запаздывание изменений температуры воды от изменений температуры топливной композиции составляет 8–12 с. Регламенты 3–6 являются штатными. Например, регламент 3 реализуется при изменении электрической нагрузки, когда АРМ изменяет мощность реактора в соответствии с изменением давления во 2-м контуре, регламент 5 реализуется при превышении уровня потока нейтронов до 112 % номинального в случае подключения неработающей петли.

13.4.3. Решение прямой и обратной задачи

Прямая задача состоит в определении закона изменения реактивности $\rho(t)$, который обеспечивает заданный закон изменения мощности $n(t)$. Решение проводится с учетом 6-й и 20-й групп запаздывающих нейтронов. Обратная задача состоит в определении изменений во времени мощности $n(t)$, которые вызваны заданным законом изменения реактивности. Соответствующие схемы приведены ниже.

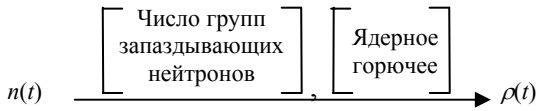


Рис. 13.23. Прямая задача

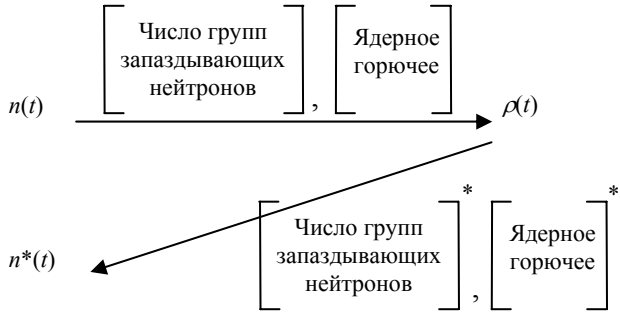
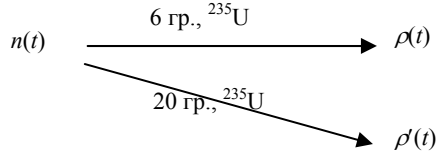


Рис. 13.24. Обратная задача

На рис. 13.25 представлен результат решения прямой задачи для регламента 1 по схеме (13.4).



(13.4)

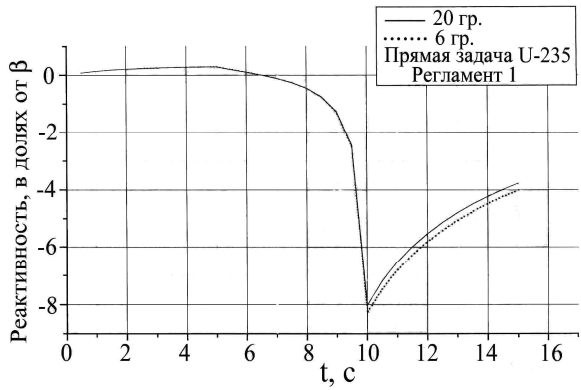


Рис. 13.25. Изменение реактивности во времени

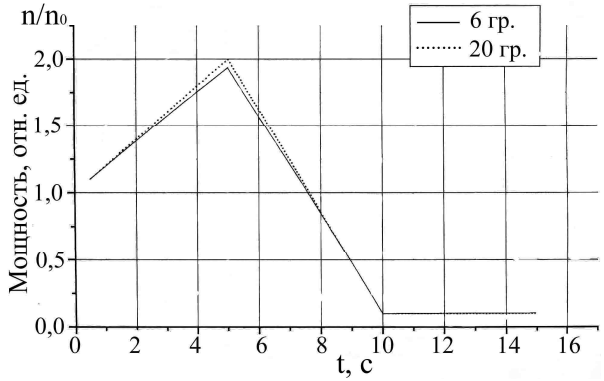
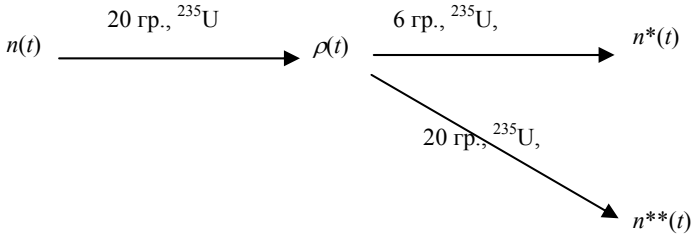
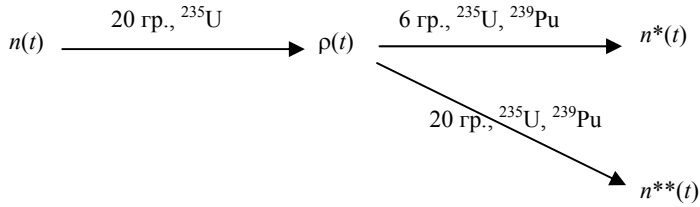


Рис. 13.26. Изменение мощности для стандартной загрузки. Состав: ^{233}U–0; ^{235}U–1; ^{239}Pu–0; ^{241}Pu–0



(13.5)

Результаты расчета в 6- и 20-групповом приближениях по запаздывающим нейтронам отличаются в среднем на 7–9 %. При этом всплеску нейтронной мощности от 1 до 2 отн. ед. в 20-групповом приближении соответствует меньшее значение отрицательной реактивности, чем в 6-групповом. Усредненное значение периода полураспада ядер-предшественников запаздывающих нейтронов в 6-групповом приближении больше, чем в 20-групповом: $\overline{T}_{1/2}^{6\,групп} \approx 1,711$ с, $\overline{T}_{1/2}^{20\,групп} \approx 1,460$ с. По этой причине, при решении обратной задачи по схеме, всплеск мощности $n^{**}(t)$ больше всплеска $n^{*}(t)$, определенного в 6-групповом приближении (рис. 13.26).



(13.6)

Для смешанной безториевой загрузки результат решения задачи по схеме сильно зависит от соотношения концентраций ^{235}U и ^{239}Pu. Так, в случае, когда 60 % делящихся ядер представлены ^{235}U, а 40 % – ^{239}Pu, β = 0,00424. Всплеск мощности $n^{**}(t)$ в 20-групповом приближении (рис. 13.27, *а*) больше, чем всплеск в 6-групповом приближении $n^{*}(t)$.

Для β = 0,00270 (80 % – ^{239}Pu, 20 % – ^{235}U) ситуация обратная (рис. 13.27, *б*). Это вызвано существенным отличием 6- и 20-групповых систем констант запаздывающих нейтронов для ^{235}U и ^{239}Pu (табл. 13.17).

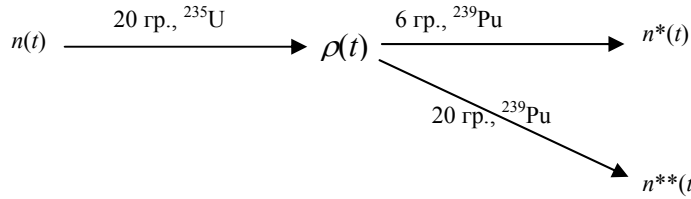
Таблица 13.17

Усредненные периоды полураспада $\overline{T}_{1/2}$ *ядер-предшественников запаздывающих нейтронов, с*

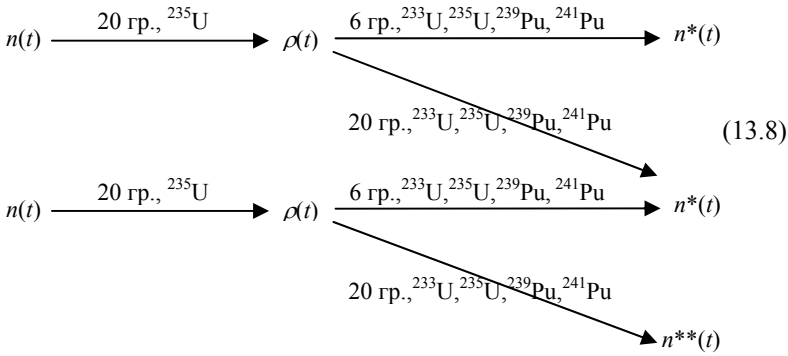
Число групп	Делящийся нуклид	
	^{235}U	^{239}Pu
6	1,711	1,946
20	1,460	2,090

Амплитуды нейтронной мощности превышают таковую для стандартного состава загрузки в 1,6 раз.

На рис. 13.28 представлены результаты решения задач для регламента 3 по схемам (13.7) и (13.8).



(13.7)



(13.8)

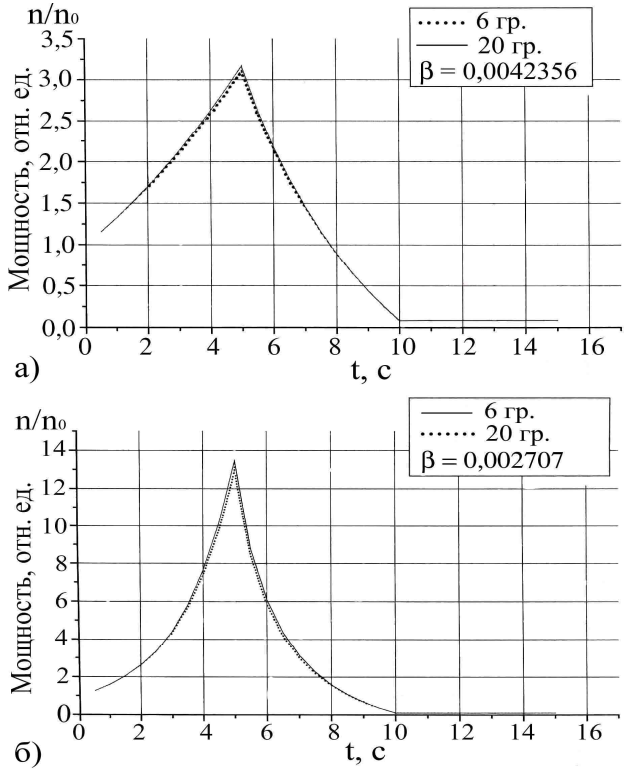


Рис. 13.27. Изменение мощности для смешанной безториевой загрузки: а) состав: ^{233}U–0; ^{235}U–0,6; ^{239}Pu–0,4; ^{241}Pu–0; б) состав: ^{233}U–0; ^{235}U–0,2; ^{239}Pu–0,8; ^{241}Pu–0

Нуклидный состав топлива соответствует торийсодержащей загрузке, включающей композиции $(Th,Pu)O_2$.

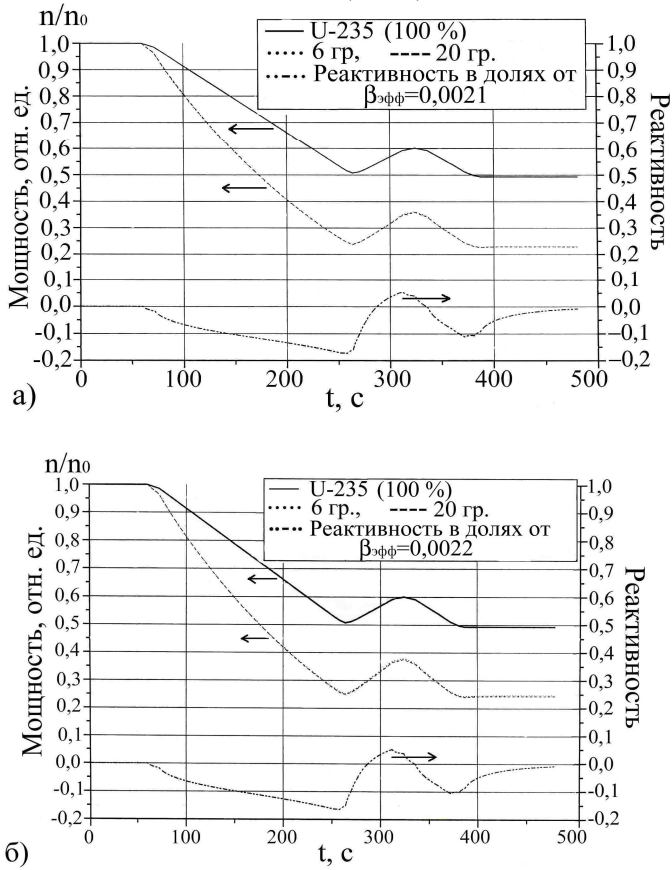


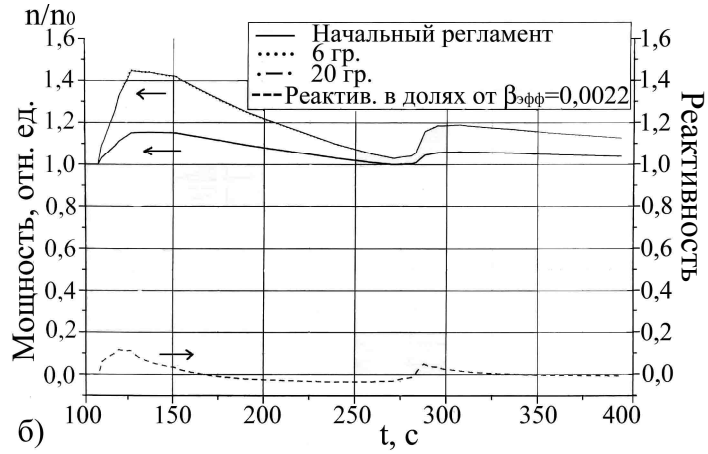
Рис. 13.28. Изменение мощности и реактивности для торий-плутониевой загрузки: а) начало цикла выгорания, состав: ^{233}U–0; ^{235}U–0; ^{239}Pu–1; ^{241}Pu–0; б) конец цикла выгорания, состав: ^{233}U–0,3432; ^{235}U–0,0058; ^{239}Pu–0,5358; ^{241}Pu–0,1233

Для чистого ^{239}Pu эффективная доля запаздывающих нейтронов примерно в 3 раза меньше, чем для ^{235}U. Это вызывает значительное увеличение темпа изменения мощности при идентичном введении положительной или отрицательной реактивности. В данном случае скорость уменьшения мощности ($n^{**}(t)$ и $n^{*}(t)$) для торий-

плутониевой загрузки примерно в 1,5 раза больше, чем для стандартной загрузки. Отличие результатов расчета в 6- и 20-групповом приближениях по запаздывающим нейтронам составило 1,5 %. При образовании к окончанию цикла выгорания нуклидов ^{233}U, ^{235}U и ^{241}Pu отклик нейтронной мощности (рис. 13.28, *б*) мало отличается от такового на начало цикла (рис. 28, *а*). Следует также отметить, что при введении положительной реактивности происходит кратковременное уменьшение эффективной доли запаздывающих нейтронов, а при введении отрицательной – увеличение. Это приводит к тому, что при равных по абсолютному значению скачках реактивности установившийся период реактора в подкритическом состоянии больше, чем в надкритическом. В результате, в аварийных регламентах 1 и 2, при $\rho > 0$, с ростом ρ установившийся период уменьшается вплоть до значения, определяемого мгновенными нейтронами, а при $\rho < 0$ он не может быть меньше, чем время жизни наиболее долгоживущих ядер-предшественников запаздывающих нейтронов.

На рис. 13.29 представлены результаты расчета для регламента 4 по схемам (13.7) и (13.8), соответственно. Нейтронная мощность в случае торий-плутониевой загрузки (рис. 13.29, *а*) растет в 3 раза быстрее, чем в случае стандартной загрузки. При этом решения обратной задачи в 6- и 20-групповых приближениях отличаются не более чем на 3 %. Решение, соответствующее составу топлива в конце цикла выгорания (рис. 13.29, *б*), мало отличается от выше рассмотренного (рис. 13.29, *а*).

Результат расчета для регламента 5 по схеме (13.5) представлен на рис. 13.30, *а*, т. е. решения прямой и обратной задачи для стандартной загрузки в 6- и 20-групповых приближениях. Отклик мощности $n^*(t)$ на возмущение реактивности $\rho(t)$ в стандартном 6-групповом приближении по запаздывающим нейтронам, меньше, чем отклик $n^{**}(t)$ в 20-групповом приближении на 7 %. На рис. 13.30, *б* приведены результаты расчета данного регламента по схеме (13.7). В этом случае (торий-плутониевая загрузка) мощность реактора превышает таковую для стандартной загрузки почти в 5 раз. Отличие решений в 6- и 20-групповых приближениях составляет 5,5 %.



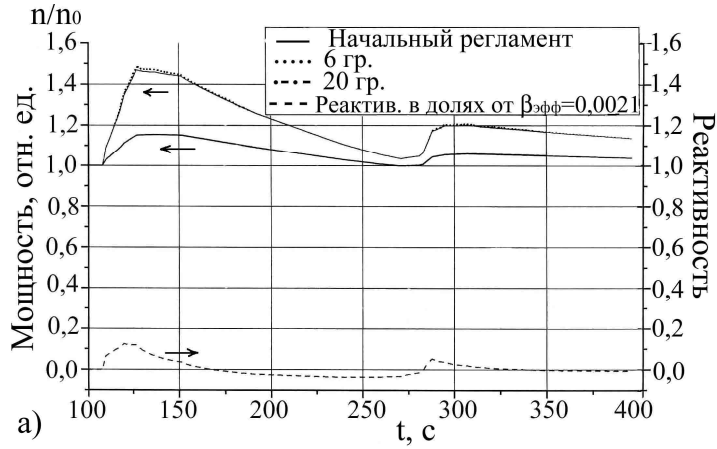


Рис. 13.29. Изменение мощности и реактивности для торий-плутониевой загрузки: а) начало цикла выгорания, состав: ^{233}U-0; ^{235}U-0; ^{239}Pu-1; ^{241}Pu-0; б) конец цикла выгорания, состав: ^{233}U-0,3422; ^{235}U-0,0058; ^{239}Pu-0,5358; ^{241}Pu-0,1233

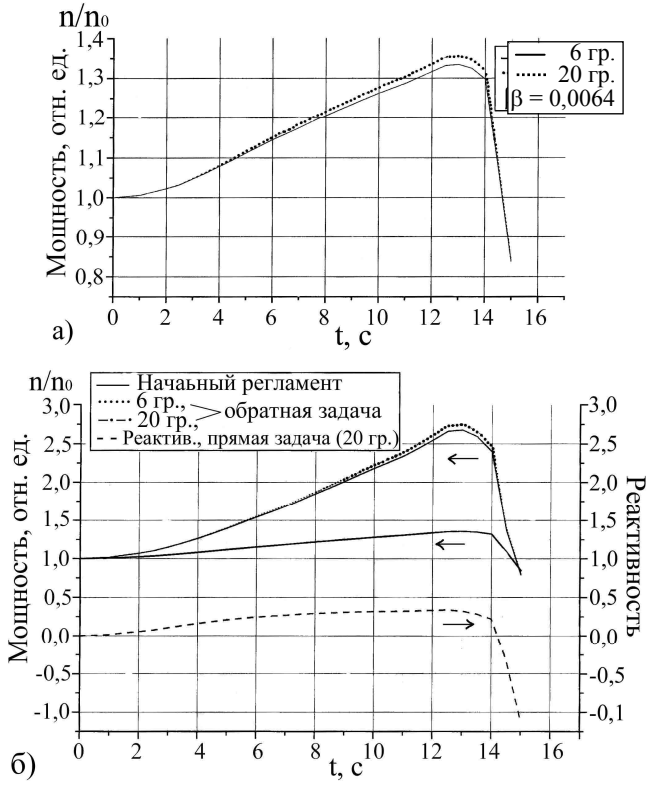


Рис. 13.30. Изменение мощности и реактивности для регламента 5: а) стандартная загрузка; б) торий-плутониевая загрузка, состав: ^{233}U-0; ^{235}U-0; ^{239}Pu-1; ^{241}Pu-0

13.4.4. Смешанная ториевая загрузка: (Th, Pu)O_2 + (Th, ^{235}U)O_2

Смешанная ториевая загрузка образует длинную кампанию, включающую 4 цикла выгорания и 3 частичные перегрузки. Расчет проводится по схеме (13.8) для состава топлива в начале и в конце каждого цикла выгорания в случае подключения неработающей петли с поступлением холодной воды (регламент 5).

Результаты расчетов для смешанной ториевой загрузки приведены на рис. 13.31 и 13.32.

Увеличение доли ^{239}Pu в топливной загрузке приводит к уменьшению β и, следовательно, к ускорению динамики роста

мощности и уменьшению периода. Согласно регламенту 4 период реактора при стандартной загрузке составляет не менее 17 с. Для смешанной ториевой загрузки период при наиболее благоприятных условиях (наименьшее содержание ^{239}Pu, рис. 32) составляет 5 с (в начале первого цикла выгорания) и 7 с в конце цикла. В остальных случаях период меньше 5 с. Поскольку для стандартного топлива уставка срабатывания СУЗ составляет 10 с, данный регламент может оказаться причиной аварийного срабатывания без выдержки во времени.

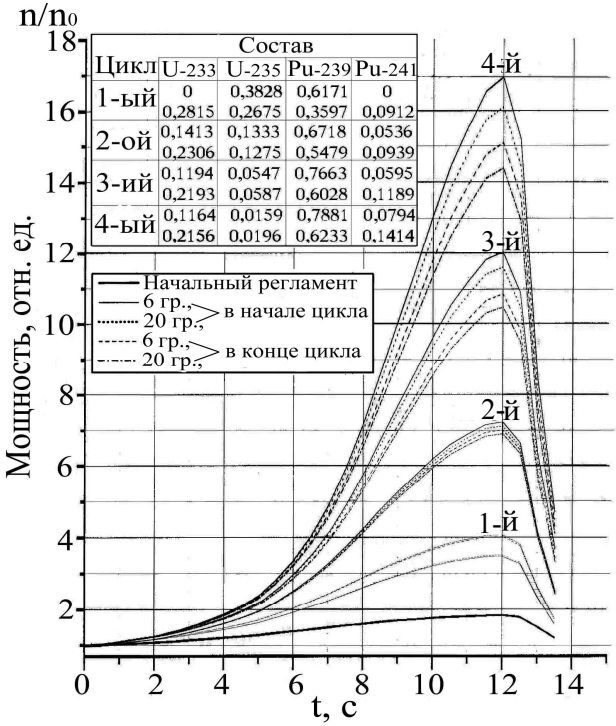


Рис. 13.31. Изменение мощности в различных циклах выгорания

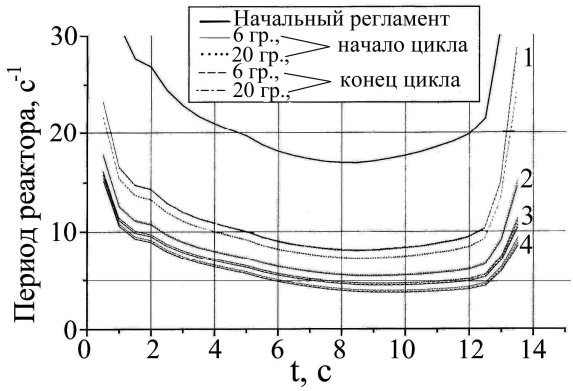


Рис. 13.32. Изменение периода в различных циклах выгорания

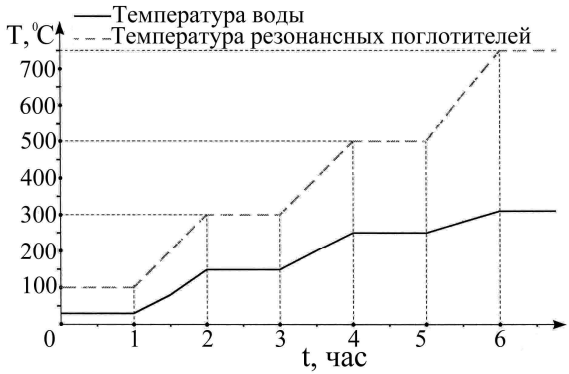


Рис. 13.33. Изменения температуры воды и резонансных поглотителей

Различие амплитуд мощности, определенных в 6- и 20-групповом приближениях, составляет 1,5–7 % в зависимости от нуклидного состава топлива.

Регламент 6 (рис. 13.22) соответствует случаю медленного пошагового увеличения мощности. В расчетах принималось, что температура резонансных поглотителей и воды изменяются, как показано на рис. 13.33. Изменения полного запаса реактивности $\Delta k_{эфф}$ в течение подъема мощности приведены на рис. 13.34. Они обусловлены изменениями температуры резонансных поглотителей и воды.

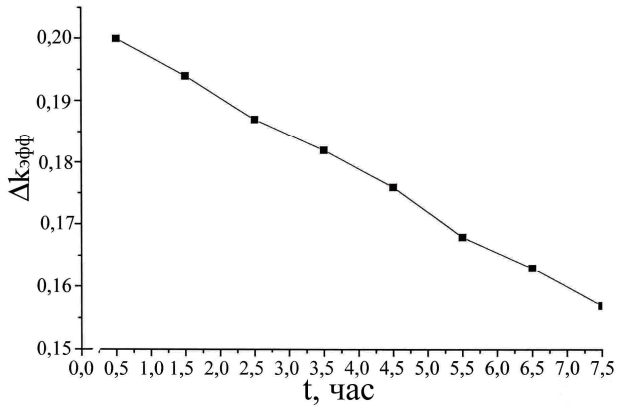


Рис. 13.34. Уменьшение полного запаса реактивности

Регламенты изменения реактивности, соответствующие ранее приведенным регламентам изменения нейтронной мощности для стандартного оксидного топлива (загрузка U), приведены на рис. 13.35 и 13.36.

Приведенные регламенты определялись без учета отрицательной обратной связи, обусловленной Доплер-эффектом. Затем они использовались для расчетов соответствующих изменений нейтронной мощности в случаях смешанной торий-уран-плутониевой (схема TUP) и торий-плутониевой (схема TP) загрузок. Динамика изменений мощности, обусловленных изменениями реактивности (рис. 13.35 и 13.36), представлена на рис. 13.37 и 13.38.

Результаты расчетов показывают, что амплитудные значения мощности, развиваемой при тех же регламентах изменения реактивности, в случае смешанной загрузки (схема TUP) в 2 и более раза превышают таковые в случае стандартной загрузки (схема U). Для изменений реактивности, приведенных на рис. 35, значения освобожденной реактивности, приемлемые для стандартной загрузки, также допустимы для смешанной ториевой загрузки, поскольку возможности СУЗ обеспечивают адекватный отклик компенсаторов реактивности на увеличение мощности. Более того, с учетом отрицательной обратной связи за счет Доплер-эффекта, приведенные скорости увеличения реактивности можно считать ядерно-безопасными. В случае схемы TP (торий-плутониевая загрузка без ^{235}U) возможности стандартной СУЗ недостаточны для подавления резкого увеличения нейтронной мощности. С учетом Доплер-эффекта и большой скорости роста

температуры резонансных поглотителей данную ситуацию можно считать самоустраняющейся.

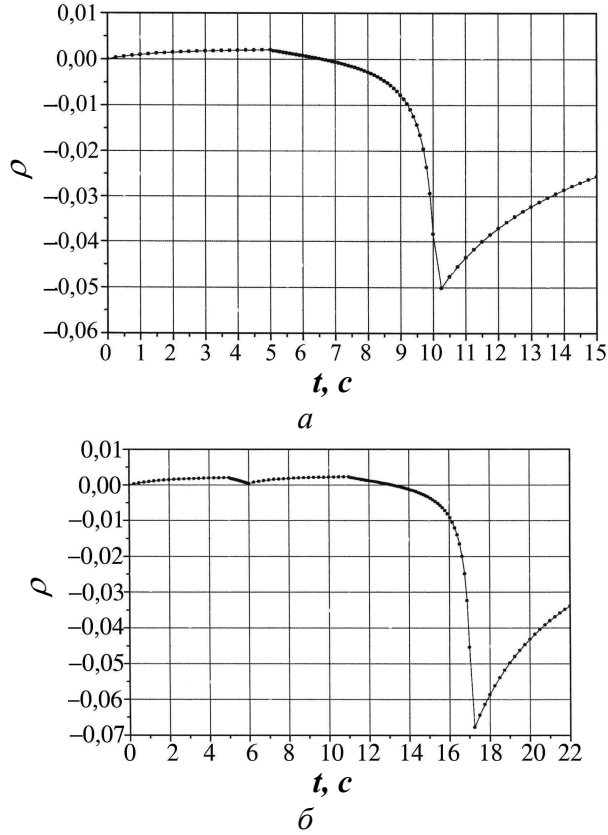


Рис. 13.35. Изменение реактивности для n(t) по регламенту: а) 1; б) 2

Регламент изменения реактивности, приведенный на рис. 13.36, приемлем для всех рассматриваемых схем загрузки топлива. Но в случае смешанной ториевой загрузки (схема TUP) требуемый уровень мощности достигается за 2 шага освобождения реактивности, а в случае торий-плутониевой загрузки (схема TP) – за 1 шаг. В результате, скорость роста температуры активной зоны в случаях TUP и TP превышает допустимые значения. Таким образом, регламенты освобождения реактивности для нормального пошагового увеличения мощности должны быть изменены.

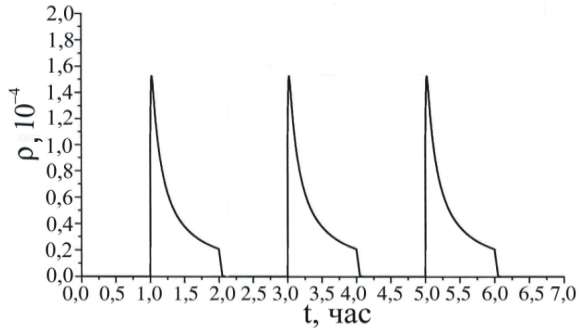


Рис. 13.36. Изменение реактивности для n(t) по регламенту 6

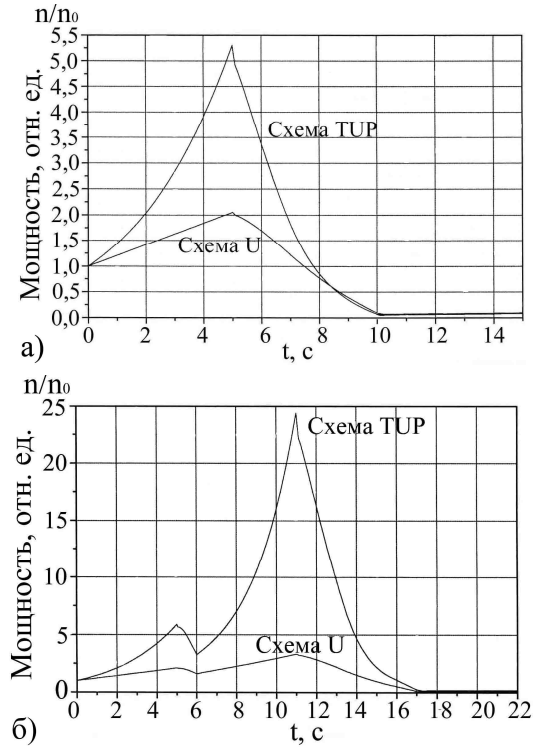


Рис. 13.37. Изменение мощности для ρ(t): а) по регламенту 1 (рис. 13.35, а); б) по регламенту 2 (рис. 13.35, б)

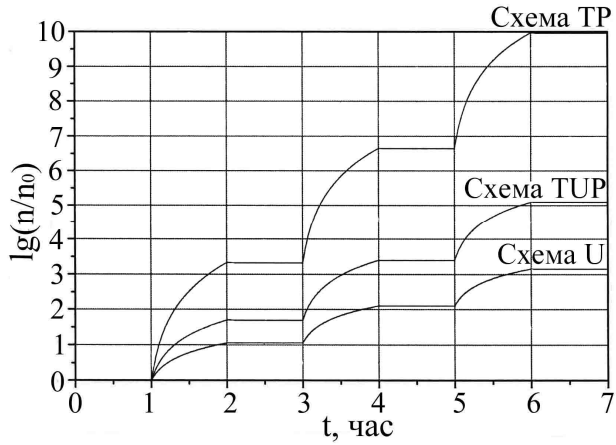


Рис. 13.38. Изменение мощности для $\rho(t)$ по регламенту 6 (рис. 13.36)

Регламенты изменения реактивности, которые обеспечивают идентичные регламенты изменения нейтронной мощности в случаях различных схем и составов топливных загрузок приведены на рис. 13.39 и 13.40.

По сравнению со стандартной загрузкой смешанная ториевая и безурановая торий-плутониевая загрузки обеспечивают значительно большую чувствительность к изменениям реактивности. Пропорция между амплитудами освобождаемой реактивности, которая вызывает идентичное изменение мощности, равна пропорции между значениями $\beta_{эфф}$. В случае неконтролируемого увеличения реактивности это является негативным фактором, но в случае необходимости резкого сброса мощности этот фактор играет положительную роль – эффективность СУЗ при той же скорости погружения компенсаторов реактивности возрастает.

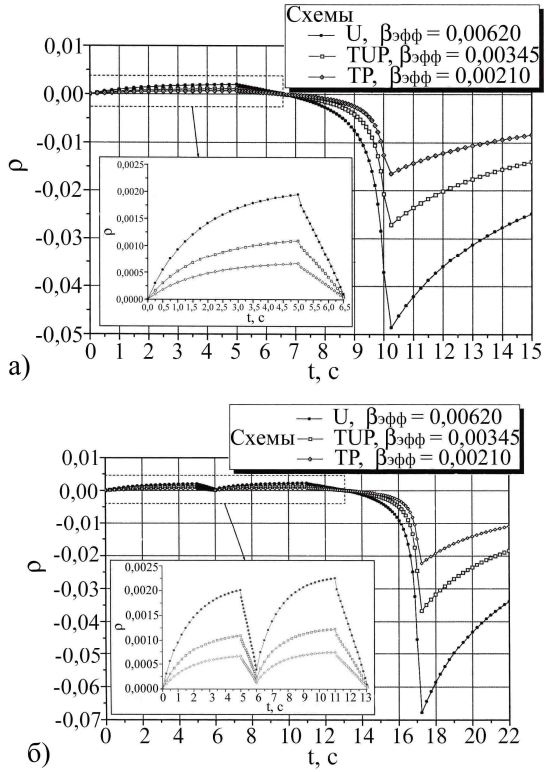


Рис. 13.39. Допустимые изменения реактивности для n(t) по регламенту: а) 1; б) 2

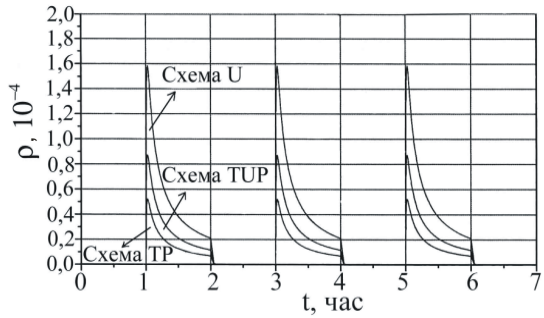


Рис. 13.40. Допустимые изменения реактивности для n(t) по регламенту 6

13.4.5. Заключение

Анализируя полученные результаты, можно сформулировать следующие выводы:

- в случаях смешанной ториевой загрузки и безурановой торий-плутониевой загрузки реактор становится более чувствительным к резким изменениям реактивности, чем при загрузке стандартным UO_2-топливом;
- смешанная ториевая загрузка позволяет при маневрировании мощностью реактора избежать сложностей, обусловленных дефицитом запаздывающих нейтронов;
- кратковременные неконтролируемые увеличения реактивности, допустимые при загрузке активной зоны стандартным UO_2-топливом, также допустимы при смешанной ториевой загрузке: $(Th,Pu)O_2$ + $(Th,^{235}U)O_2$. В случае безурановой торий-плутониевой загрузки эти же скачки реактивности могут быть подавлены за счет сильного Доплер-эффекта на тории;
- для пошагового увеличения мощности реактора величины высвобождаемых реактивностей должны быть уменьшены пропорционально уменьшению величины $\beta_{эфф}$;
- при модификации регламентов управления реактором следует принимать во внимание, что результаты решения прямой и обратной задач теории управления ($n(t) \Rightarrow \rho(t)$ и $\rho(t) \Rightarrow n(t)$) зависят от количества групп запаздывающих нейтронов, принимаемых во внимание. В рассмотренных случаях они отличаются на 1,5–12 % в зависимости от состава топлива;
- при стандартных конструкциях активной зоны, тепловыделяющих сборок и системы управления и защиты предпочтительной с точки зрения ядерной безопасности является смешанная ториевая загрузка: $(Th, Pu)O_2 + (Th,^{235}U)O_2$.

Список литературы к разделу 13

1. Rutten H.-J., Haas K.A., Brokman H., Ohlig U., Sherer W.: VSOP (97) Computer Code System for Reactor Physics and Fuel Cycle Simulation. Input Manual and Comments: Forschungszentrum Juelich. Jul-3522.
2. Joanou C.D., Dudek J.S.: GAM-A Consistant P1 Multigroup Code for the calculation of Fast Neutron Spectra and Multigroup Constant // General Atomic, GA-1850.
3. Houek H.C.: THERMOS-A Thermalization Transport Theory Code for Reactor Lattice Calculation // Brookhaven National Laboratory, BNL-5826.
4. Hansen U., Teuchert E.: Influence of Coated-Particle Structure in Therminal Specture in Thermal Spectrum Energy Range // Nucl. Sci. Eng. Vol. 44. № 12.
5. Nordheim L.W., Kuncir G.F.: A Program of Research and Calculations of Resonance Absorptions // General Atomic, GA-2527.
6. Breitbarth R., Teuchert E.: Resonanzintegralberechnung fuer merfach heterogene Anordnungen: Kernforschungsanlage Juelich. Juel-551-RG.
7. Kusters H., Kienzler B., Kolarik Z. et. al. The nuclear fuel cycle for transmutation: critical review // Intern. Conf. En Evaluation of Emerging Nuclear Fuel Cycle System Global-95. – Versailles, France, 1995. – V. 1. – P. 1076–1083.
8. Поплавский В.М., Матвеев В.И., Работнов Н.С. Замыкание ядерного топливного цикла: баланс актиноидов и безопасность // Атомная энергия. – 1996. – Т. 81. – № 2. – С. 123–128.
9. Shamanin I.V., Ukhov A.A., Rütten H.J., Haas K.A., Sherer W. The use of $(Th,U,Pu)O_2$ Fuel in a water-water energy reactor (WWER-1000): Physics and fuel cycle simulation by means of the VSOP (97) computer code // Forschungszentrum Jülich. FZJ – ISR – IB – 1/1999. – 40 p.
10. Мурогов В.М., Троянов М.Ф., Шмелев А.М. Использование тория в ядерных реакторах. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 96 с.
11. Пономарев-Степной Н.Н., Лунин Г.Л., Морозов А.Г. и др. Легководный ториевый реактор // Атомная энергия. – 1998. – Т. 85. – № 4. – С. 263.
12. Шаманин И.В., Ухов А.А., Рюттен Г.И., Хаас К., Шерер В. Результаты моделирования параметров топливного цикла для водо-водяного энергетического реактора // Известия вузов (Ядерная энергетика). – 2000. – № 4. – С. 53–64.
13. Кузнецов И.А. Аварийные и переходные процессы в быстрых реакторах. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 176 с.
14. Овчинников Ф.Я., Голубев Л.И., Добрынин В.Д. и др. Эксплуатационные режимы водо-водяных энергетических ядерных реакторов. – М.: Атомиздат, 1979. – 288 с.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, развитие ядерных технологий не на директивной, а на экономической основе может стать одним из важнейших инновационных проектов государственного значения, объединяющих прикладные и фундаментальные исследования, проектирование, строительство и эксплуатацию АЭС высокого уровня безопасности, новые технологии ядерного-топливного цикла. Единство прогресса науки и атомной отрасли обеспечивает безопасность Российской Федерации и является гарантом ее будущих научно-технических достижений.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ ... 3
1. РЕАКТОРНЫЕ УСТАНОВКИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ ... 16
1.1. Новое поколение реакторов корпусного типа ... 16
1.1.1. Реакторы PWR ... 21
1.2. Проект EPR (европейский реактор с водой под давлением) ... 25
1.3. Проект System 80+ ... 33
1.4. Проект APWR ... 35
1.5. Проект AP-600 ... 36
1.6. Российские проекты ВВЭР XXI века ... 37
1.6.1. Проект ВПБЭР-600 ... 40
1.6.2. Проект ВВЭР-640 (В-407) ... 53
1.6.3. Проект ВВЭР-1000 (В-392) ... 62
1.6.4. Экономика атомных электростанций с реакторами тип ВВЭР. Основные технико-экономические показатели АЭС с действующими реакторами нового поколения типа ... 87
2. КАНАЛЬНЫЕ РЕАКТОРЫ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ ... 94
2.1. Реактор МКЭР ... 94
3. ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ ЯДЕРНЫЕ РЕАКТОРЫ ... 99
3.1. Опыт разработки и эксплуатации высокотемпературных ядерных реакторов ... 99
3.2. Физико-технические особенности высокотемпературных ядерных реакторов ... 102
3.3. ВТГР с шаровыми и призматическими твэлами в сравнении ... 113
3.4. Инженерные проблемы создания реакторов с шаровыми твэлами ... 116
3.5. Ядерная безопасность высокотемпературных реакторов ... 119
3.6. Основные положения концептуального проекта ГТ-МГР ... 124
3.7. Основные компоненты ГТ-МГР ... 129
4. НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ РЕАКТОРОВ НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ ... 146
4.1. Состояние и перспективы развития реакторов на быстрых нейтронах ... 146
4.2. Преимущества и недостатки быстрых реакторов с различными теплоносителями ... 150
4.3. Проект PRISM ... 179
4.4. Проект EFR ... 180
4.5. Проект БРЕСТ-300 ... 182
Список литературы к разделам 1–4 ... 206
5. АТОМНЫЕ СТАНЦИИ МАЛОЙ МОЩНОСТИ (АСММ) ... 208
5.1. Атомные станции децентрализованного энергоснабжения ... 209
5.1.1. Атомная станция теплоснабжения малой мощности бассейнового типа «РУТА» ... 209
5.1.2. Опытная ядерная термоэлектрическая установка «Гамма» ... 212
5.1.3. Необслуживаемые саморегулируемые атомные термоэлектрические станции (АТЭС «Елена») ... 222

5.1.4. Автономная газоохлаждаемая ЯЭУ для труднодоступных районов ... 227
5.1.5. Автономные атомные энергоустановки на основе малогабаритных быстрых реакторов с жидкометаллическим теплоносителем ... 230
5.1.5.1. Основные технические характеристики АТЭС ... 231
5.1.5.1.1. Реакторные блоки ... 231
5.1.5.1.2. Блоки преобразования ... 235
5.1.5.1.2.1. Термоэлектрический преобразователь (ТЭП) ... 235
5.1.5.1.2.2. Унифицированный стрилинг-электроагрегат (СЭУ) ... 236
5.1.5.1.2.3. Газотурбинные установки (ГТУ) ... 236
5.1.5.2. Концепция безопасности ... 237
5.1.6. Плавучая атомная станция с высокотемпературным гелиевым реактором ... 239
5.1.7. Автономный источник энергоснабжения ЯППУ повышенной безопасности КЛТ-40 ... 249
5.1.7.1. ЯППУ КЛТ-40 ... 249
5.1.7.2. Атомная плавучая водоопреснительная станция АПВС-40 ... 257
5.1.7.3. Подземная атомная электростанция на базе реакторной установки КЛТ-40 ... 261
5.1.7.4. Береговая атомная электростанция ... 261
5.1.8. Реакторная установка АСТ-30Б для АСММ ... 262
5.1.9. АБВ – энергоисточник повышенной безопасности для универсальных атомных станций малой мощности ... 268
5.1.9.1. Плавучая атомная теплоэлектростанция на базе РУ АБВ ... 275
5.1.10. АТЭЦ-80 и АТЭЦ-150 – универсальные энергоисточники из мощностного ряда реакторных установок 50–230 МВт (эл.) ... 276
6. ОТНОСИТЕЛЬНАЯ ОПАСНОСТЬ ЯДЕРНОГО И УГОЛЬНОГО ТОПЛИВНЫХ ЦИКЛОВ ... 285
6.1. Ядерный топливный цикл (ЯТЦ) ... 285
6.1.1. Начальная стадия ... 286
6.1.2. Основная стадия ... 287
6.1.3. Заключительная стадия ... 288
6.2. Угольный топливный цикл (УТЦ) ... 289
6.3. Производство энергии ... 289
6.4. Отвалы ... 290
Список литературы к разделу 6 ... 292
7. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ОТКРЫТОГО И ЗАМКНУТОГО ЯДЕРНОГО ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА ... 293
Список литературы к разделу 7 ... 301

8. МОХ-ТОПЛИВО – ХАРАКТЕРИСТИКИ, ПРОИЗВОДСТВО, ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ... 302
8.1. МОХ-топливо – характеристики, производство ... 304
8.1.1. Характеристики МОХ-топлива ... 304
8.1.1.1. Физические свойства PuO_2 и PuO_2–UO_2 ... 305
8.1.1.2. Химические свойства PuO_2 и PuO_2–UO_2 ... 305
8.1.1.3. Поведение PuO_2 и PuO_2–UO_2 под облучением ... 306
8.1.2. Получение двуокиси плутония и смешанного оксидного топлива ... 311
8.1.2.1. Изготовление таблеток ... 312
8.1.2.2. Метод виброуплотнения ... 314
8.1.2.3. Золь-гель-процесс ... 314
8.1.2.4. Опыт ГНЦ РФ НИИАР по изготовлению МОХ-топлива ... 316
8.1.2.4.1. Пироэлектрохимическая технология переработки топлива ... 316
8.2. Состояние работ по МОХ-топливу за рубежом ... 317
8.2.1. Великобритания ... 318
8.2.2. Япония ... 319
8.2.3. Германия ... 320
8.2.4. Франция ... 321
8.2.5. США ... 322
8.3. Российская МОХ-программа ... 325
8.3.1. Международное сотрудничество в области обращения с избыточным оружейным плутонием ... 328
8.3.1.1. Сотрудничество с Германией и Францией ... 329
8.3.1.2. Сотрудничество с США ... 334
8.3.1.2.1. Водо-водяные реакторы ... 335
8.3.1.2.2. Быстрые реакторы ... 336
8.3.1.2.3. Конверсия плутония ... 336
8.3.1.2.4. Стабилизация и иммобилизация плутония ... 337
8.3.1.3. Сотрудничество с Японией ... 337
8.3.1.4. Российско-канадское сотрудничество ... 337
8.3.1.5. Проекты по обращению с плутонием в рамках проектов МНТЦ ... 339
8.3.2. Западный вариант реализации программы утилизации плутония в России ... 340
8.4. Экономика ... 345
8.4.1. Исходные данные ... 349
8.4.1.1. Физико-технические характеристики ядерных реакторов ... 349
8.4.1.2. Технико-экономические показатели основных переделов ядерного топливного цикла ... 351
8.4.1.3. Технико-экономические показатели АЭС ... 354
8.4.2. Результаты расчетов ... 360
8.4.2.1. Приведенные удельные топливные затраты ... 360
8.4.2.2. Приведенные затраты производства электроэнергии на АЭС с МОХ-топливом ... 362

8.4.3. Анализ тарифов на электроэнергию российских АЭС и издержек производства зарубежных электростанций 364
8.5. Проблемы реализации российской МОХ-программы 368
8.5.1. Задачи государственного регулирования ядерной и радиационной безопасности деятельности, связанной с обращением с плутонием в РФ 368
8.5.2. Нормативное регулирование 369
8.5.3. Лицензирование деятельности, связанной с обращением с плутонием 370
8.5.4. Государственный надзор за обеспечением радиационной безопасности при обращении с плутонием 371
8.5.5. Экономические проблемы 371
8.5.6. Экологические проблемы 371
8.5.7. Технические проблемы 372
8.5.8. Социальные вопросы 372
Список литературы к разделу 8 374
9. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЯДЕРНО-ТОПЛИВНЫХ ЦИКЛОВ 375
9.1. Направления совершенствования топливного цикла 375
9.2. Этапы модернизации топливных циклов, реализованные на ВВЭР-440 377
9.2.1. Топливные циклы с рабочими кассетами с обогащением 3,6 % 377
9.2.2. Топливные циклы с рабочими кассетами с повышенным обогащением 384
9.2.3. Топливные циклы с кассетами-экранами, установленными в активную зону 400
9.2.4. Использование рабочих кассет с регенератом урана с обогащением 2,4 % 404
9.2.5. Повторное использование облученных рабочих кассет 405
9.2.6. Продление топливного цикла за счет промежуточной перестановки кассет 408
10. РОССИЙСКИЕ РАЗРАБОТКИ ТОРИЕВОГО ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА 411
11. СВЕРХДЛИННЫЕ КАМПАНИИ НА БАЗЕ ТОРИЕВОГО ТОПЛИВА 419
11.1. Преимущества глубокого выгорания 420
11.2. Техническая осуществимость глубокого выгорания топлива 424
Список литературы к разделам 9–11 428
12. ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОРУЖЕЙНОГО ПЛУТОНИЯ И ТОРИЯ В ЯДЕРНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ 429
Список литературы к разделу 12 455
13. ОТКРЫТЫЙ ТОРИЙ-ПЛУТОНИЕВЫЙ ЯДЕРНЫЙ ТОПЛИВНЫЙ ЦИКЛ НА БАЗЕ СЕРИЙНЫХ ЛЕГКОВОДНЫХ РЕАКТОРОВ 457
13.1. Организация торий-плутониевого ядерного топливного цикла на базе серийного ВВЭР-1000 457

13.1.1. Передвижение топлива в радиальнбом направлении 457
13.1.2. Последовательность вычислений 462
13.1.3. Интегральные параметры кампании 463
13.1.4. Выводы 465
13.2. Оптимизация схем загрузки и перемещения топлива, баланс актиноидов в торий-плутониевом ядерном топливном цикле на базе серийного легководного реактора 467
13.2.1. Существо проблемы и путь ее решения 467
13.2.2. Алгоритм построения оптимальной схемы перемещения топлива 468
13.2.3. Перестановки тепловыделяющих сборок 471
13.2.4. Баланс актиноидов при движении топлива 474
13.2.5. Содержание актиноидов в облученном топливе 477
13.2.6. Заключение 478
13.3. Смешанная загрузка легководного реактора под давлением торий-плутониевым и торий-урановым оксидным топливом, организация открытого торий-плутониевого ядерного топливного цикла 479
13.3.1. Состояние исследований 479
13.3.2. Методика и особенности численного эксперимента 481
13.3.3. Схема смешанной загрузки 482
13.3.4. Схема перемещения топлива 484
13.3.5. Параметры кампании 485
13.3.6. Параметры первого цикла выгорания 485
13.3.7. Заключение 489
13.4. Дефицит запаздывающих нейтронов в маневренном режиме реактора ВВЭР с плутониевой загрузкой 490
13.4.1. Введение 490
13.4.2. Методика анализа, регламенты изменения реактивности и мощности 491
13.4.3. Решение прямой и обратной задачи 494
13.4.4 Смешанная ториевая загрузка: $(Th, Pu)O_2 + (Th, {}^{235}U)O_2$ 502
13.4.5. Заключение 510
Список литературы к разделу 13 511
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 512

Учебное издание

БОЙКО Владимир Ильич
ДЕМЯНЮК Дмитрий Георгиевич
КОШЕЛЕВ Феликс Петрович
МЕЩЕРЯКОВ Валерий Никитич
ШАМАНИН Игорь Владимирович
ШИДЛОВСКИЙ Владимир Владиславович

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЯДЕРНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ ЦИКЛЫ И РЕАКТОРЫ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Учебное пособие

Научный редактор *доктор физико-математических наук, профессор И.В. Шаманин*

Редакторы *С.П. Барей, М.В. Пересторонина, И.А. Свиридова*
Компьютерная верстка *В.П. Аршинова*
Дизайн обложки *О.Ю. Аршинова*

Подписано к печати 22.09.2009. Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 30.13. Уч.-изд. л. 27.25.
Заказ 404-10. Тираж 200 экз.

Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO 9001:2008

ИЗДАТЕЛЬСТВО ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел/факс: +7 (3822) 56-35-35, www.tpu.ru