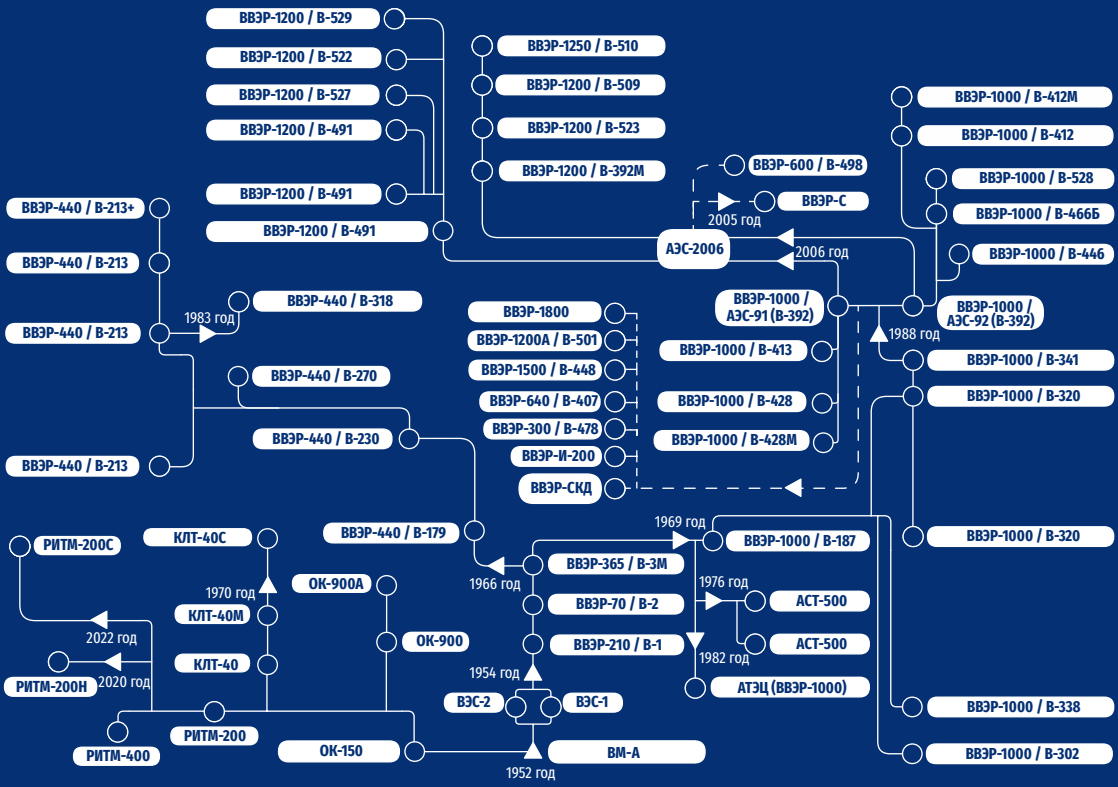
НИЯУ МИФИ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЯДЕРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ «МИФИ»

В.П. Поваров, В.Г. Асмолов, В.Ф. Украинцев,
С.В. Яуров, А.В. Юдин

АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С РЕАКТОРАМИ ТИПА ВВЭР/PWR

Анализ, тенденции, перспективы



Москва 2025

Министерство науки и высшего образования РФ
Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»

В.П. Поваров, В.Г. Асмолов, В.Ф. Украинцев,
С.В. Яуров, А.В. Юдин

АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С РЕАКТОРАМИ ТИПА ВВЭР/PWR

•

Анализ, тенденции, перспективы

Учебное пособие для студентов вузов

Допущено Федеральным учебно-методическим объединением в системе высшего образования по УГСН 14.00.00 «Ядерная энергетика и технологии» в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлениям подготовки 14.03(04).01 «Ядерная энергетика и теплофизика», 14.03(04).02 «Ядерные физика и технологии», 14.05.01 «Ядерные реакторы и материалы», 14.05.02 «Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг»

Москва 2025

УДК 621.039.524.44
ББК 31.46
А92

Рецензенты:
Морозов А.В. — д-р техн. наук, ученый секретарь АО «Государственный научный центр Российской Федерации – Физико-энергетический институт им. А.И. Лейпунского» (АО «ГНЦ РФ – ФЭИ»)
Ташлыков О.Л. — д-р техн. наук, профессор кафедры «Атомные станции и возобновляемые источники энергии», Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б.Н. Ельцина»

А92 Атомные электростанции с реакторами типа ВВЭР/PWR. Анализ, тенденции, перспективы : учебное пособие для студентов вузов / В. П. Поваров, В. Г. Асмолов, В. Ф. Украинцев, С. В. Яуров, А. В. Юдин. — М. : НИЯУ МИФИ, 2025. — 544 с.

ISBN 978-5-7262-3182-2

В доступной и упорядоченной форме книга знакомит читателей с одним из наиболее освоенных направлений в ядерной энергетике — легководными водо-водяными энергетическими реакторами на тепловых нейтронах, использующими в качестве теплоносителя и замедлителя обычную легкую воду под давлением, которые получили сокращенные наименования: в России — ВВЭР (водо-водяной энергетический реактор), а за рубежом — PWR (англ. Pressurized Water Reactor).

В книге анализируются основные исторические этапы формирования базовых принципов при разработке реакторных систем ВВЭР/PWR и их систем безопасности. Нашли отражение основные тенденции развития и разнообразие подходов и технических решений в современных эксплуатируемых и возводящихся проектах атомных станций поколения III+. Перспективный обзор позволит читателю оценить разнообразие основных концептуальных решений реакторных установок поколения IV.

Книга предназначена для широкого круга инженеров, конструкторов, студентов, профильных специалистов, работников атомной отрасли и просто заинтересованных читателей.

УДК 621.039.524.44
ББК 31.46

ISBN 978-5-7262-3182-2 © Коллектив авторов, 2025

Оглавление

Предисловие 6
Список использованных сокращений 9

Глава 1. Атомная энергетика 17
1.1. Основы ядерной физики 17
1.2. Основы физики реакторов 21
1.3. Ядерное топливо 24
1.4. Ядерные реакторы 27
1.5. Эволюция ядерных реакторов 29
1.6. Ретроспективный анализ развития технологии ВВЭР и PWR 36
1.6.1. Водо-водяные энергетические реакторы (ВВЭР) 36
Поколение I 40
Поколение II 49
Поколение III 59
Поколение III. Проекты повышенной безопасности 71
Поколение III+ 82
Перспективные проекты ВВЭР 93
Атомные станции малой мощности 102
АТЭЦ 110
АСТ 111
1.6.2. Развитие технологии PWR в зарубежных странах 113
США 114
Франция 118
Китай 120
Корея (Республика Корея) 122
Германия 123
Заключение к главе 1 124
Список литературы к главе 1 125

Глава 2. АЭС с реакторными установками ВВЭР поколения III+ 130
2.1. Проект В-392М. Нововоронежская АЭС-2 130
2.2. Проект В-491. Ленинградская АЭС-2 168
2.3. Проект В-523. АЭС «Руппур» 187
2.4. Проект В-509. АЭС «Аккую» 196
2.5. Проект ВВЭР-ТОИ 235
2.6. Проект В-551С. Кольская АЭС-2 239
Заключение к главе 2 261
Список литературы к главе 2 262

Глава 3. АЭС с реакторными установками PWR поколения III+ 264
3.1. AP1000 — усовершенствованный пассивный реактор 264
3.2. EPR-1600 – европейский реактор с водой под давлением 290
3.3. APR1400 — усовершенствованный энергетический реактор 322
3.4. HPR1000 — реактор под давлением «Дракон» 365
Заключение к главе 3 399
Список литературы к главе 3 399

Заключение 412

Приложение 1. Основные технологические параметры и состав систем безопасности РУ ВВЭР/PWR 416
Основные технологические параметры РУ ВВЭР поколения I и II 416
Основные технологические параметры РУ ВВЭР поколения III и III+ 417
Состав систем безопасности РУ ВВЭР поколения III и III+ 418
Основные технологические параметры РУ ВВЭР/PWR поколения III+ 420

Приложение 2. Перспективные реакторы поколения IV. Направления развития 421
П2.1. Международный форум «Поколение IV» и Многонациональная программа оценки проектов 421
П2.2. Газоохлаждаемые реакторы на быстрых нейтронах GFR 426
П2.2.1. Экспериментальный демонстрационный реактор ALLEGRO 431
П2.2.2. Модуль умножителя энергии 432
П2.3. Реакторы на быстрых нейтронах со свинцовым теплоносителем LFR 437
П2.3.1. Быстрый реактор естественной безопасности со свинцовым теплоносителем БРЕСТ-ОД-300 442
П2.3.2. Усовершенствованный свинцовый реактор на быстрых нейтронах европейский демонстрационный ALFRED 446
П2.3.3. Китайский свинцовый реактор CLEAR 451
П2.3.4. Многоцелевой гибридный исследовательский реактор для высокотехнологичных задач MYRRHA 453
П2.3.5. Реактор на быстрых нейтронах со свинцовым теплоносителем WLFR 457
П2.4. Жидкосолевой реактор на быстрых нейтронах MSR 461
П2.5. Реактор на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем SFR 466
П2.5.1. Усовершенствованный натриевый технологический реактор для промышленной демонстрации ASTRID 470

П2.5.2. Прототип реактора-размножителя на быстрых нейтронах PFBR 472
П2.5.3. Китайский реактор на быстрых нейтронах CFR-600 474
П2.5.4. Реактор на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем БН-800 475
П2.6. Сверхкритический водоохлаждаемый реактор SCWR 483
П2.6.1. Сверхкритический водоохлаждаемый реактор SCWR INEEL (SCWR-US) 487
П2.6.2. Высокопроизводительный легководный реактор HPLWR . . . 490
П2.6.3. Реактор Canadian SCWR 493
П2.6.4. Китайский реактор CSR1000, охлаждаемый сверхкритической водой 494
П2.6.5. Водо-водяной энергетический реактор сверхкритический под давлением ВВЭР-СКД-1700 497
П2.7. Высокотемпературный газовый реактор VHTR 501
П2.7.1. Высокотемпературный газоохлаждаемый реактор с шаровыми блоками HTR-PM 509
Заключение к приложению 2 512
Список литературы к приложению 2 517

Предисловие

«Вселенная — это разнообразие в единстве».
Оноре де Бальзак, 1840 г.

Современная цивилизация существует благодаря использованию энергии. История развития современной цивилизации представляет собой последовательную смену источников так называемой первичной энергии: от мускульной силы человека и животных до использования природных физических процессов (тепловых, химических, ядерных, электрических и т.д.). Использование энергии человечеством достигается путем преобразования первичной, природной энергии во вторичную, например в электрическую или тепловую. Количество потребляемой энергии определяет уровень технологического развития цивилизации.

Во многих научных источниках отмечается рост потребляемой человечеством энергии по экспоненциальной зависимости. Рост потребности приводит к поиску, созданию и развитию различных методов и форм процесса добывания этой энергии, называемых энергетикой.

Принято делить энергетику по используемым источникам энергии на невозобновляемые и возобновляемые и по способу производства энергии — на традиционную и нетрадиционную, так называемую альтернативную энергетику.

К традиционной энергетике относятся:

- тепловая энергетика;
- гидроэнергетика;
- ядерная энергетика.

К альтернативной энергетике относятся:

- солнечная энергетика;
- ветроэнергетика;
- геотермальная энергетика;
- волновая энергетика;
- приливная энергетика;
- технологии получения биотоплива/биогаза;
- магнитогидродинамические генераторы;
- нетрадиционные технологии использования традиционных невозобновляемых источников энергии (топлива) — производство синтетического жидкого топлива, водоугольного топлива, технологии по переработке вторичных твердых бытовых отходов;
- новые энергетические установки или преобразователи (в том числе с прямым преобразованием) разных видов энергии в электрическую и тепловую;
- управляемый термоядерный синтез и др.

Все эти виды энергетики, как правило, отличаются исходными источниками энергии, а схожи они конечным продуктом — электроэнергией либо тепловой энергией.

Каждая категория энергетики имеет свои преимущества и недостатки, при этом каждое государство вынуждено выстраивать некий баланс (систему) по способам энерговыработки.

В рамках созданной государством энергетической системы (энергосистемы), представляющей собой совокупность всех звеньев процесса получения, преобразования, распределения и использования всех видов энергии, обеспечивается фунционирование энергетики в целом.

Ядерная энергетика, как один из способов энерговыработки, является относительно молодым направлением. Только на определенном технологическом этапе развития человечество смогло освоить и преобразовать энергию деления ядра в электрическую/тепловую.

Так, первая в мире атомная станция, подключенная к электросети, была запущена в промышленную эксплуатацию 26 июня 1954 г. в г. Обнинске. Данное событие являлось следствием обширных и многочисленных теоретических и экспериментальных исследований. Учеными и специалистами были предложены различные вариации ядерных энергетических установок.

Глава 1 данной книги затрагивает вопросы, связанные с основами атомной энергетики, типами ядерных реакторов, включая описания поколений I, II, III, III+.

Особое внимание в главе 1 уделено одним из наиболее освоенных направлений в ядерной энергетике — легководным водо-водяным энергетическим реакторам на тепловых нейтронах, использующих в качестве теплоносителя и замедлителя обычную легкую воду под давлением.

В России данные типы реакторов имеют аббревиатуру ВВЭР (Водо-Водяной Энергетический Реактор), за рубежом — PWR (Pressurized Water Reactor). С точки зрения физики протекающих процессов отечественные и зарубежные ядерные реакторы идентичны. Однако с точки зрения конструкторской и проектной реализации они кардинально различаются. Особый интерес у читателя (по мнению авторов) должен вызвать раздел данной главы с ретроспективным анализом технологии ядерных реакторов ВВЭР/PWR.

В изложении материала книги авторы неспроста выбрали подход «от большего к меньшему». У читателя первоначально (после изучения главы 1) должна сформироваться картина об основах атомной энергетики, об основных этапах эволюционного развития в области реакторостроения.

Освоив этот непростой, но нужный материал, читатель погрузится в самое интересное (главы 2 и 3) — разнообразие подходов и технических решений в современных эксплуатируемых и возводящихся проектах атомных станций поколения III+ в нашей стране и в мире.

В главе 2 представлены технологические характеристики леководных реакторов ВВЭР российских проектов поколения III+, рассмотрены основные конструкторские и технические решения систем безопасности АЭС.

Глава 3 посвящена особенностям конструкции зарубежных АЭС с реакторами PWR, составу систем безопасности, идеологии их построения, краткому описанию режимов работы, а также некоторым архитектурно-строительным решениям.

Безусловно, объема этой книги недостаточно для представления всех конструкторских и технических особенностей проектов реакторов и реакторных установок, однако авторы постарались единым образом скомпоновать особенно важные и оригинальные элементы оборудования и технологических систем реакторов ВВЭР/PWR, уделив особое внимание системам безопасности.

Для «атомных гурманов» настоятельно советуем заглянуть в приложения, где мы подготовили интереснейшие «деликатесы» в дополнение к основному «блюду».

В Приложении 1 читатель сможет с головой погрузиться в изучение и анализ основных технологические параметров и компоновок систем безопасности РУ ВВЭР/PWR и, сравнив их, составить собственное представление о тенденциях, сходстве и различиях в современных реализованных проектах поколения III+.

Приложение 2 дает возможность заглянуть в ближайшее будущее атомной энергетики. Оно посвящено реакторным установкам поколения IV — набору конструкций ядерных реакторов, которые в настоящее время исследуются на предмет коммерческого применения Международным форумом поколения IV. Целью проектов является повышение безопасности, устойчивости, эффективности и снижение стоимости атомных электростанций.

Изучение Приложения 2 позволит оценить разнообразие основных концептуальных решений реакторных установок поколения IV. Все это разнообразие объединено единой целью — обеспечение безопасной и надежной эксплуатации АЭС.

При необходимости получить более подробную информацию по вопросам, упомянутым на страницах книги, можно обратиться к ссылкам на материалы-первоисточники в конце каждой главы.

Также важно отметить, что часть иллюстраций, представленных в данном пособии, взята из открытых и общедоступных для читателя источников (включая сеть интернет), а разработчики пособия не претендуют на их авторство.

Авторы выражают благодарность А.В. Морозову и О.Л. Ташлыкову за ценные замечания при рецензировании рукописи.

Авторы благодарят работников Нововоронежской атомной станции А.В. Тулинова, К.С. Мысина, С.В. Шанину, В.С. Росновского, Е.А. Спесивцева, В.Р. Казанского, А.Н. Прыткова, Д.Б. Стацуру за глубокие мысли и дискуссии, возникшие при обсуждении структуры изложения материалов, за ценную критику и предложенные идеи, за техническую и филологическую помощь в формировании окончательного варианта рукописи.

Книга предназначена для инженеров, конструкторов, студентов, профильных специалистов, работников атомной отрасли и просто заинтересованных читателей.

Список использованных сокращений

АПЭН	—	аварийный питательный электронасос
АРК	—	аварийная регулирующая кассета
АСММ	—	атомная станция малой мощности
АСУ ТП	—	автоматизированная система управления технологическими процессами
АЭС	—	атомная электрическая станция
БАОТ	—	баки аварийного отвода тепла
ББ	—	бак-барботер
БВ	—	бассейн выдержки отработавшего ядерного топлива
БЗОК	—	быстродействующий запорно-отсечной клапан
БЗТ	—	блок защитных труб
БПУ	—	блочный пункт управления
БРУ-А	—	быстродействующая редукционная установка со сбросом пара в атмосферу
БРУ-К	—	быстродействующая редукционная установка со сбросом пара в конденсатор турбины
ВВЭР	—	водо-водяной энергетический реактор
ВВЭР-СКД	—	водо-водяной энергетический реактор с сверхкритическим давлением теплоносителя
ВКУ	—	внутрикорпусные устройства
ВРК	—	система внутриреакторного контроля
ВЭС	—	ветряная электрическая станция
ГАН РФ	—	Государственный атомный надзор Российской Федерации
ГЕ-1	—	гидроемкости САОЗ первой ступени
ГЕ-2	—	гидроемкости САОЗ второй ступени
ГЕ-3	—	гидроемкости САОЗ третьей ступени
ГНЦ РФ – ФЭИ	—	Государственный научный центр Российской Федерации – Физико-энергетический институт им. А.И. Лейпунского
ГО	—	герметичная оболочка
ГПК	—	главный паровой коллектор
ГРР	—	главный разъем реактора
ГСПИ-11	—	Государственный союзный проектный институт № 11
ГЦК	—	главный циркуляционный контур
ГЦН	—	главный циркуляционный насос
ГЦТ	—	главный циркуляционный трубопровод
ГЭЗ	—	глубокоэшелонированная защита
ГЭС	—	гидроэлектростанция
ДАВДЗ	—	двухскоростной асинхронный вертикальный двигатель закрытый

ДГУ — дизельная генераторная установка
ДСОБВ — дополнительная система охлаждения бассейна выдержки
ЗКД — зона контролируемого доступа
ЗЛА — зона локализации аварии
ЗО — защитная оболочка
ЗПА — запроектная авария
ЗЯТЦ — закрытый ядерный топливный цикл
ИАЭ — Институт атомной энергетики
ИПУ — импульсное предохранительное устройство
ИПУ КД — импульсное предохранительное устройство компенсатора давления
ИПУ ПГ — импульсное предохранительное устройство парогенераторов
ИР — интегральный реактор
ИТГА — интегральный турбогенераторный агрегат
ИУ — импульсное устройство
КД — компенсатор давления
КИУМ — коэффициент использования установленной мощности
КПД — коэффициент полезного действия
МАГАТЭ — Международное агентство по атомной энергии
МВЗ — металловодная защита
МОКС — ядерное топливо, содержащее несколько видов оксидов делящихся материалов (англ. Mixed-Oxide fuel)
МПЭБ — модернизированные плавучие энергоблоки
НИОКР — научно-исследовательская опытно-конструкторская работа
ННЭ — нарушение нормальной эксплуатации
НОУ — низкообогащенный уран
НЭ — нормальная эксплуатация
ОР СУЗ — орган регулирования системы управления защитой
ПАТЭС — плавучая атомная теплоэлектростанция
ПГ — парогенератор
ПГС — парогазовая смесь
ППДЛ — пароприемные дырчатые листы
ППР — планово-предупредительный ремонт
ПС СУЗ — приводы стержней управления защитой реактора
ПТО — промежуточный теплообменник
ПЭЛ — поглощающий элемент
РАО — радиоактивные отходы
РБК — раствор борной кислоты
РБМК — реактор большой мощности канальный
РО — реакторное отделение
РОП — радиально-осевой подшипник
РПУ — резервный пункт управления

РУ — реакторная установка
САВБ — система аварийного ввода бора
САОЗ — система аварийного охлаждения зоны
САОЗ ВД — система аварийного охлаждения зоны высокого давления
САОЗ НД — система аварийного охлаждения зоны низкого давления
САР ПГ — система аварийного расхолаживания ПГ
САЭ — система аварийного электроснабжения
СБ — системы безопасности
СБВБ — система быстрого ввода бора
СВРД — система внутриреакторной диагностики
СКД — система компенсации давления
СКП — сверхкритические параметры
СОДС — система обнаружения дефектных сборок
СОиР — система очистки и расхолаживания первого контура
СПЗАЗ — система пассивного залива активной зоны
СПОТ — система пассивного отвода тепла
СПОТ ГО — система пассивного отвода тепла от герметичной оболочки
СПОТ ПГ — система пассивного отвода тепла от парогенераторов
СУЗ — система управления защитой реактора
СЭС — солнечные электрические станции
ТВС — тепловыделяющая сборка
ТВЭЛ — тепловыделяющий элемент
ТОИ — типовой, оптимизированный, информатизированный
ТОТ — теплообменная трубка
ТЭН — теплоэлектронагреватель
ТЭС — тепловая электрическая станция
УЛР — устройство локализации расплава
УСБТ — управляющая система безопасности технологическая
ФЦП — Федеральная целевая программа
ХОВ — химобессоленная вода
ШВК — шахта внутрикорпусная
ШЭМ — шаговый электромагнит
ЭДС — электродвижущая сила
ЭС — электрическая станция
AAC — аварийный генератор переменного тока в APR1400
AB — вспомогательное здание в APR1400
ABWR — улучшенный кипящий ядерный реактор
ADS — система с внешним источником нейтронов – ускорителем (англ. Accelerator Driven System)
AFAS — вспомогательный сигнал срабатывания питательной воды в APR1400

AFW — общий коллектор вспомогательной питательной воды в APR1400
AFWS — система вспомогательной питательной воды в APR1400
AFWST — расширительный бак в системе вспомогательной питательной воды в APR1400
ASG[EFWS] — аварийная система питательной воды в EPR-1600, HPR1000
ATWS — аварийные режимы, сопровождающиеся отказом срабатывания аварийной защиты реактора
BOTTOM NOZZLE — нижнее сопло в ТВС EPR-1600
BWR — реактор с кипящей водой
CEA — комиссариат атомной энергетики во Франции
CEDM — привода СУЗ в APR1400
CF3 — тип ТВС в HPR1000
CFS — система затопления шахты реактора в APR1400
CGN — China General Nuclear Power Corporation
CMRS — система стабилизации расплава активной зоны (кориума) в EPR-1600
CMT — резервуары для подпитки пассивной системы охлаждения активной зоны в AP1000
CNS — изоляция шахты реактора в AP1000
CRDM — приводы регулирующих стержней СУЗ в AP1000, HPR1000
CS — выгородка активной зоны в APR1400
CSB — шахта внутрикорпусных устройств
CSR — Chinese Supercritical water-cooled Reactor
CSS — система спринклерная в защитной оболочке в APR1400
DCH — прямой нагрев защитной оболочки ядерного реактора (англ. Direct Containment Heating)
DPS — диверсные системы защиты в APR1400
DSR — аварийные стержни в реакторах-размножителях на быстрых нейтронах
DVI — патрубки непосредственного аварийного впрыска в APR1400
EBWR — экспериментальный реактор с кипящей водой
ECC — система аварийного охлаждения активной зоны в APR1400
ECS — дополнительная система охлаждения в HPR1000
EDE[AVS] — система вентиляции межоболочечного пространства в EPR-1600
EDG — аварийные дизельные генераторы в APR1400, HPR100
EHR[CHRS] — система отвода тепла в защитной оболочке в HPR1000
ERVCS — система внешнего охлаждения корпуса реактора в APR1400

ESFAS	—	инженерная система управления функциями безопасности в APR1400
EBS	—	система аварийного ввода бора в EPR-1600, HPR1000
ETY[CGCS]	—	система контроля горючих газов в EPR-1600
EUF[CFES]	—	система аварийной фильтрации и сброса давления из защитной оболочки в HPR1000
EVU[CHRS]	—	система аварийного отвода тепла в защитной оболочке в EPR-1600
FAK	—	система охлаждения бассейна выдержки в проектах ВВЭР В-392М, В-491
FBR	—	реактор-размножитель на быстрых нейтронах, не требующий наличия замедлителя
FD	—	устройство жидкостного профилирования потока в APR1400
FHA	—	зона обращения с ядерным топливом в APR1400
FO	—	пиропатронные предохранительные клапаны в AP1000
FR	—	быстрые реакторы
GCR	—	газоохлаждаемый реактор. В качестве замедлителя используется как правило графит
GFR	—	газоохлаждаемый реактор на быстрых нейтронах (англ. Gas-cooled Fast Reactor)
HI	—	электротермические устройства сжигания водорода в APR1400
HMS	—	система подавления водорода в APR1400
HOLDDOWN SPRINGS	—	прижимные насадки в ТВС EPR-1600
HPLWR	—	высокопроизводительный легководный реактор (англ. High Performance Light Water Reactor)
HTGR	—	высокотемпературный газоохлаждаемый реактор
HTP	—	дистанцирующие промежуточные решётки в ТВС EPR-1600
HTR-PM	—	высокотемпературный газоохлаждаемый реактор с шаровыми блоками (англ. High-Temperature Gas-Cooled Reactor Pebble-Bed Module)
HWGCR	—	газоохлаждаемый реактор с тяжеловодным замедлителем
HWLWR	—	кипящий реактор с замедлителем из тяжёлой воды
IBA	—	блок защитных труб в APR1400
ICI	—	каналы внутриреакторного контроля в APR1400
ICIA	—	каналы внутриреакторного контроля в HPR1000
IDS	—	пассивная система надёжного питания постоянного тока в AP1000
IHA	—	интегрированный верхний блок реактора в сборе в APR1400
IHX	—	промежуточные теплообменники

IRWST — резервуар (бак) для хранения реакторной воды в защитной оболочке (англ. In-containment Reactor Water Storage Tank)
ISIR — инновационные технологии инспектирования и ремонта в процессе эксплуатации
IVR — система удержания расплава активной зоны (кориума) в корпусе реактора в HPR1000, AP1000
IWSS — защитная оболочка в APR1400
JDH — система аварийного ввода бора в проекте В-491 (ЛАЭС-2)
JEC — трубопроводы ГЦК
JMN — спринклерная система в ВВЭР
JNA — система аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки в ВВЭР (проект В-392М, В-523, В-509, В-510)/система отвода остаточного тепла (проект В-491)
JNB10-40 — система аварийного расхолаживания ПГ в ВВЭР (проект В-392М, В-523, В-509, В-510)
JNB90 — система аварийного использования воды из шахты ревизии ВКУ
JND — система аварийного ввода бора (проект В-392М, В-523, В-509, В-510)/система аварийного впрыска высокого давления (проект В-491)
JNG-1 — система аварийного впрыска низкого давления (проект В-491)
JNG10-40 — система гидроемкостей второй ступени в ВВЭР (проект В-392М, В-523, В-509, В-510)
JNG50-80 — система гидроемкостей первой ступени в ВВЭР (проект В-392М, В-523, В-509, В-510)
KAA — промконтур охлаждения ответственных потребителей в ВВЭР (проект В-392М, В-523, В-509, В-510)
KBA — система подпитки-продувки первого контура в ВВЭР
KTP — система аварийного газоудаления в ВВЭР
LBA — система паропроводов в ВВЭР
LFR — реактор на быстрых нейтронах со свинцовым теплоносителем
LHSI — предохранительный насос впрыска низкого давления в EPR-1600, HPR1000
LOCA — аварии с потерей теплоносителя первого контура
LSS — нижняя опорная конструкция внутрикорпусных устройств РУ в APR1400
LWGR — графито-водный реактор, например РБМК
MCR — блочный пункт управления в APR1400, AP1000

MHSI — подсистемы аварийного впрыска среднего напора в EPR-1600
NDHRS — система отвода тепла в нормальном состоянии в реакторах на быстрых нейтронах
NI — Nuclear Island – ядерный остров в APR1400
PA — система основной охлаждающей воды в ВВЭР (проект В-392М, В-523, В-509, В-510)
PAFS — пассивная вспомогательная система подачи питательной воды в APR1400
PAR — пассивные рекомбинаторы в APR1400
PBMR — модульный реактор с шаровыми твэлами
PC — система охлаждающей воды неответственных потребителей в ВВЭР (проект В-392М, В-523, В-509, В-510)
PCCT — бак пассивной конденсационной охлаждающей воды в APR1400
PCHX — пассивный конденсационный теплообменник в APR1400
PCS — пассивная система охлаждения защитной оболочки в AP1000
PCU — блок преобразования энергии
PDHRS — система пассивного отвода тепла в реакторе на быстрых нейтронах со свинцовым теплоносителем компании «Вестингауз»
PE — система охлаждающей воды ответственных потребителей в ВВЭР (проект В-392М, В-523, В-509, В-510)
PFBR — прототип реактора на быстрых нейтронах с натриевым охлаждением
PHWR — тяжеловодный реактор
POSRV — предохранительные клапаны с сервоприводом в APR1400
PR&PP — принцип нераспространения и физическая защита в системе Gen IV
PRHR — система пассивного отвода остаточного тепла в AP1000
PRHR HX — теплообменник с пассивным отводом остаточного тепла в AP1000
PRT — бак-барботер в EPR-1600, HPR1000
PSV — предохранительные компенсаторы давления в HPR1000
PWR — реактор с водой под давлением, в котором лёгкая вода является и теплоносителем и замедлителем
PXS — пассивная система охлаждения активной зоны в AP1000
PZR — компенсатор давления в EPR-1600, HPR1000, APR1400
RBS[EBS] — система дополнительного борирования в EPR-1600
RCB — система защитной оболочки из преднапряжённого бетона в APR1400
RCCA — стержни управления в EPR-1600, HPR1000

RCGVS — система газоотвода теплоносителя реактора в APR1400
RCP — главный циркуляционный насос в APR1400, EPR-1600, HPR1000, AP1000
RCS — первый контур в APR1400, HPR1000, AP1000
RIS/RPA [SIS/RHRS] — система аварийного впрыска/система отвода остаточного тепла реактора EPR-1600
RIS[SIS] — система аварийного впрыска бора в EPR-1600, HPR1000
RPV — корпус реактора в APR1400, EPR-1600, HPR1000 (англ. Reactor Pressure Vessel)
RRI[CCWS] — компонентная система охлаждения в EPR-1600
RV — корпус реактора (англ. Reactor Vessel)
RVI — внутрикорпусные устройства в APR1400
SB — комплексное здание в APR1400
SCS — система расхолаживания в APR1400
SCWR — сверхкритический водо-водяной реактор
SDVS — система сброса давления первого контура в APR1400
SFR — реактор на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем
SG — парогенератор в APR1400, EPR-1600, HPR1000
SGHWR — кипящий тяжеловодный реактор
SIS — система аварийного впрыска в APR1400
TOP NOZZLE — верхнее сопло в ТВС EPR-1600
UGS — верхняя направляющая конструкция внутрикорпусных устройств в APR1400
UJA — реакторное здание в ВВЭР
UKA — обстройка реакторного здания в ВВЭР
UMA — здание турбины в ВВЭР
VES — система аварийного жизнеобеспечения главной диспетчерской в AP1000
VHTR — высокотемпературный газовый реактор

Глава 1

АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

В главе представлены основные инженерно-физические аспекты ядерной энергетики, рассмотрена эволюцией ядерных реакторов в мире с краткой ретроспективой путей развития технологии ВВЭР/PWR.

1.1. Основы ядерной физики

Мельчайшими частицами химического элемента являются атомы, которые, соединяясь, образуют молекулу — наименьшую частицу химического соединения, сохраняющую его химические свойства. Размеры атома составляют ~10^{-11}–10^{-10} м.

Согласно атомной модели Н. Бора, атом состоит из положительно заряженного ядра и вращающихся вокруг него электронов. Электроны могут находиться на строго определенных орбитах и иметь определенное дискретное количество (квант) энергии. Переход электронов с одной орбиты на другую сопровождается испусканием фотона.

Электронное облако представляет собой отрицательно заряженные элементарные частицы – электроны, вращающиеся в электронных оболочках вокруг атомного ядра.

Электрон (e^-) обладает элементарным отрицательным электрическим зарядом. Заряд электрона по абсолютному значению равен заряду протона. Способность атомов группироваться в молекулы и образовывать химические соединения определяется свойствами их электронных оболочек.

Атомное ядро состоит из нуклонов — протонов и нейтронов, связанных ядерными силами. Числом протонов определяется заряд ядра, число электронов и их распределение в электронных оболочках атома химического элемента.

Ядро атома состоит из **протонов (p^+)** и **нейтронов (n^0)**, имеющих примерно равную массу (1 атомную единицу массы) и положительный/нейтральный

электрический заряд соответственно. Если атом не является ионом, то число электронов равно числу протонов. Число протонов определяет химические свойства атома, и, тем самым определяет конкретный вид элемента в периодической таблице Д.И. Менделеева. Размер ядра составляет ~10^{-15} м. Масса ядра примерно в 4000 раз больше массы электронной оболочки, размер – примерно в 100 000 раз меньше. Почти вся масса атома сосредоточена в ядре, так как масса электронов составляет сотые доли процента массы всего атома.

Заметим, что по современным представлениям нейтроны и протоны не являются истинно элементарными. Они являются составными частицами и образуются из трех объектов — кварков 1-го поколения. Протон состоит из двух u-кварков и одного d-кварка, нейтрон — из двух d-кварков и одного u-кварка.

Представление атома как планетарной структуры и его состав в виде положительно заряженного атомного ядра и отрицательно заряженной совокупности электронных оболочек теоретически доказано Э. Резерфордом. В целом, атом электрически нейтрален. Упрощенная планетарная модель строения атома представлена на рис. 1.1.

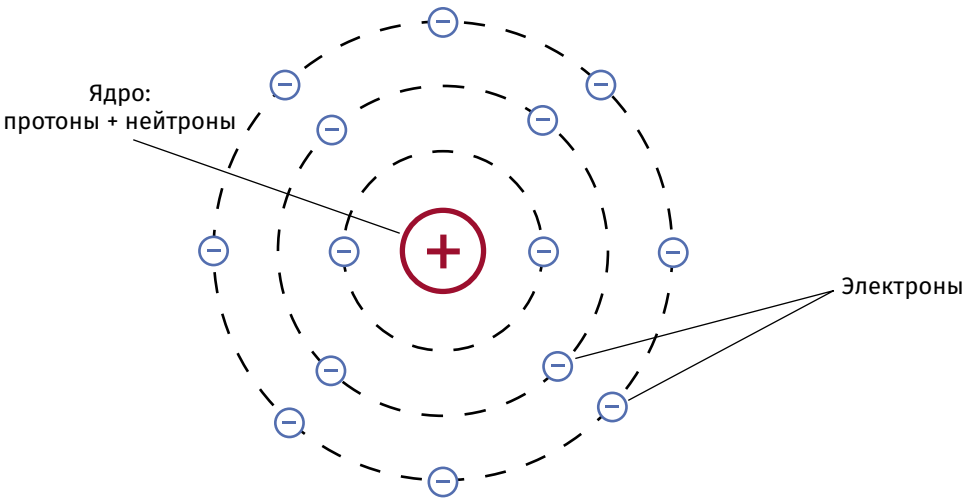


Рис. 1.1. Планетарная модель атома

Уникальность атома сохраняется до тех пор, пока остается неизменным заряд его ядра, что делает электрический заряд важнейшим свойством ядра и определяет отнесение атома к конкретному химическому элементу.

Атомному номеру элемента соответствует положительный заряд ядра, равный числу протонов, входящих в его состав. Массовым числом элемента называют суммарное число нуклонов в ядре.

Атомы, обладающие одинаковым числом протонов, но разным числом нейтронов называются изотопами. Изотопы химического элемента имеют

практически одинаковые химические свойства, так как они определяются строением электронных оболочек.

Атомное ядро может находиться в двух состояниях: основное (стабильное) и возбужденное (нестабильное).

Стабильное состояние ядра в ядерной физике — это состояние, при котором ядро не подвергается спонтанному (самопроизвольному) распаду.

Ядро переходит в возбужденное состояние, когда получает дополнительную энергию. Это может происходить, например, в результате: ядерных реакций (взаимодействия ядра с другим ядром или элементарной частицей, которое может сопровождаться изменением состава и строения ядра) или радиоактивного распада (самопроизвольное превращение ядер, при котором возникающее дочернее ядро, как правило, оказывается возбужденным). При этом ядра таких нуклидов способны испускать различные частицы, превращаясь в ядра других нуклидов.

Радионуклиды (радиоактивные нуклиды, радиоизотопы) — нуклиды, ядра которых нестабильны и испытывают радиоактивный распад.

Энергия связи ядра — это энергия, которую необходимо затратить для разделения ядра на отдельные нуклоны (протоны и нейтроны).

Ядерные силы, связывающие нуклоны в ядре, компенсируют силы кулоновского отталкивания протонов, делая ядро устойчивым. Чем больше энергия связи, тем ядро стабильнее.

Энергия связи ядра различна для разных атомов. Зависимость удельной энергии связи ядер от массового числа A (суммарное количество нуклонов в ядре) представлена на рис. 1.2а. Средняя энергия связи для большинства ядер находится в диапазоне 8–9 МэВ.

Спонтанное деление (самопроизвольное деление) — разновидность радиоактивного распада тяжелых атомных ядер, при котором ядро распадается на два (редко — три или четыре) осколка.

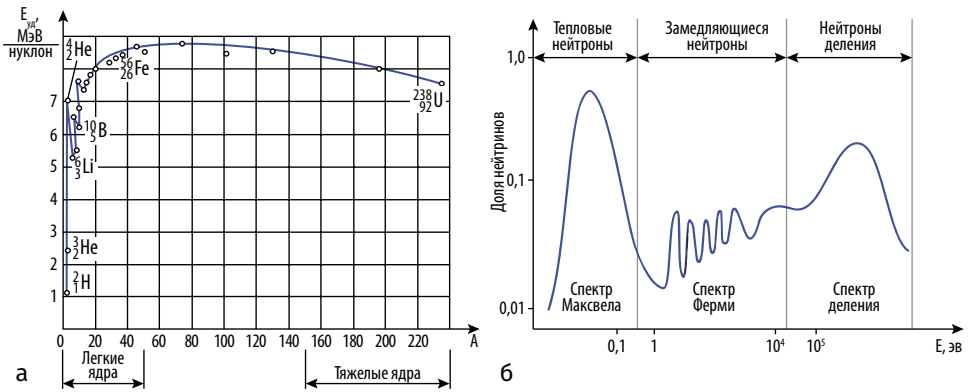


Рис. 1.2. Зависимость удельной энергии связи ядер от массового числа A (а); спектр нейтронов (б)

Ядерная реакция — это процесс взаимодействия атомного ядра с другим ядром или элементарной частицей, сопровождающийся изменением состава и структуры ядра и выделением вторичных частиц или γ-квантов.

Различают ядерные реакции, идущие под действием заряженных частиц (альфа-частиц, протонов, дейтронов и т.д.), реакции, идущие под действием гамма квантов (фотоядерные реакции), реакции, вызываемые нейтронами. К последним относится особый тип реакций, называемый делением атомных ядер.

Реакция деления — процесс деления тяжелых ядер, например, урана или плутония на более легкие с испусканием нейтронов. Реакция деления является ядерно-физической основой для ядерных реакторов.

В ядерных реакциях действует закон сохранения энергии, закон сохранения электрического заряда и закон сохранения импульса. В общем виде ядерные реакции записываются следующим образом:

$$a + A = b + B + Q, \qquad (1.1)$$

где a, b – субатомные частицы; A, B – ядра; Q – энергия.

Число слагаемых по обеим сторонам формулы может отличаться. У всех ядерных реакций есть каналы протекания — возможные варианты правой части формулы (конечного состояния), характеризующиеся временем и вероятностью их протекания

Если масса правых слагаемых формулы 1.1 будет меньше массы слагаемых слева, значит, реакция сопровождается выходом энергии. Это свойство и используется в ядерной энергетике, основанной на реакции деления, также данный эффект имеет место в реакции синтеза.

В ходе ядерных реакций испускаются частицы:

- γ-кванты;
- α-частицы (ядро атома He);
- β^+- и β^--частицы;
- n^0 – нейтроны;
- ν и $\tilde{\nu}$ – нейтрино и антинейтрино.

Также отметим, что ядерные реакции характеризуются эффективным сечением реакции — это величина, характеризующая вероятность взаимодействия элементарной частицы с атомным ядром или другой частицей. В общем случае, величина эффективного сечения реакции обратно пропорционально скорости частицы, следовательно, чем медленнее частица пролетает мимо ядра, тем больше времени будет у нее для взаимодействия.

Спектр нейтронов — функция, описывающая распределение нейтронов по энергиям (рис. 1.2б). В зависимости от обладающей энергии, нейтроны условно делятся на:

- ультрахолодные (E $<10^{-7}$ эВ);
- холодные (E <0,005 эВ);
- тепловые (0,005–0,1 эВ);

- надтепловые (0,1–10 эВ);
- медленные (1–100 эВ);
- резонансные (1–300 эВ);
- промежуточные (0,3–200 кэВ);
- быстрые (200 кэВ–20 МэВ);
- сверхбыстрые (E >20 МэВ).

Не для всех тяжелых ядер возможна реакция деления. Дело в том, что для четных ядер (массовое число четно, четное число протонов и четное число нейтронов в ядре) энергия связи нейтрона в ядре гораздо больше, чем для нечетных ядер.

Выделяют две группы тяжелых ядер по отношению к способности деления на нейтронах:

- нечетные ядра, такие как ^{233}U, ^{235}U, ^{239}Pu, ^{241}Pu легко делятся любыми, даже тепловыми нейтронами, поэтому их часто называют делящимися ядрами;
- четно-четные ядра ^{232}Th, ^{236}U, ^{238}U, ^{240}Pu, ^{242}Pu могут образовывать новые делящиеся ядра при поглощении нейтрона, поэтому их часто называют сырьевыми.

Деление четных ядер происходит быстрыми нейтронами и носит пороговый характер. При энергии нейтрона больше 1 МэВ возможна реакция деления на ^{238}U. По этой причине очень привлекательными становятся быстрые реакторы, в таких реакторах удается замкнуть цикл воспроизводства и переработки отработавшего топлива, что является экономически очень выгодным. В настоящее время идет процесс интенсификации развития ядерной энергетики за счет модернизации и совершенствования реакторов на тепловых нейтронах, прежде всего легководных реакторов под давлением типа ВВЭР/PWR.

1.2. Основы физики реакторов

Ядерный реактор — устройство, в котором осуществляется управляемая цепная реакция деления, сопровождающаяся выделением энергии.

Рассмотрим управляемую цепную реакцию деления на тепловых нейтронах (рис. 1.3).

Нейтроны, вызывающие деление ядер, называются первичными, а нейтроны, возникающие при делении ядер — вторичными. Вторичные нейтроны деления испускаются осколками в самом начале их движения. Осколки непосредственно после деления оказываются сильно перегруженными нейтронами, при этом энергия возбуждения осколков превышает энергию связи нейтронов в них, что и предопределяет возможность вылета нейтронов. Покидая ядро-осколок, нейтрон уносит с собой часть энергии, в результате энергия возбуждения ядра-осколка снижается. После того как энергия воз-

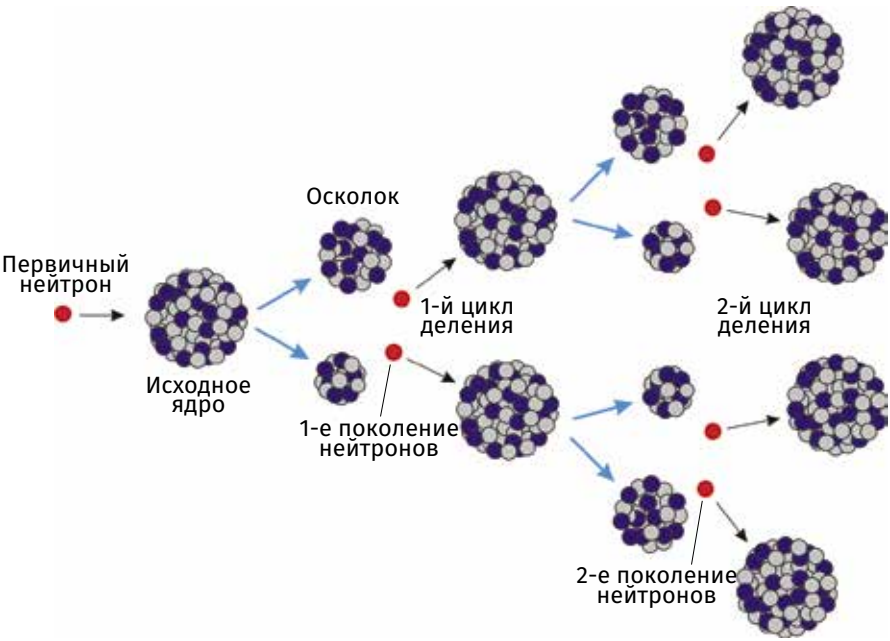


Рис. 1.3. Цепная реакция деления

буждения ядра-осколка станет меньше энергии связи нейтрона в нем, вылет нейтронов прекращается.

При делении разных ядер образуется различное число вторичных нейтронов, обычно от 0 до 5 (чаще всего 2–3). Средняя энергия вторичных нейтронов равняется около 2 МэВ, наиболее вероятная 0,8 МэВ.

Основная часть вторичных нейтронов вылетает из ядер-осколков в среднем за время 10^{-14} сек. после деления ядра, то есть практически мгновенно. Поэтому эту часть вторичных нейтронов называют мгновенными. Но существуют еще и так называемые запаздывающие нейтроны.

Происхождение запаздывающих нейтронов связано с бета-распадом некоторых осколков деления, доля запаздывающих нейтронов от общего количества вторичных нейтронов менее 1%.

Доля запаздывающих нейтронов определяется как отношение числа запаздывающих нейтронов к числу всех вторичных нейтронов деления и обозначается величиной β. К примеру, β для ^{235}U составляет 0,65%, для ^{233}U — 0,24%, для ^{239}Pu — 0,21%.

Поскольку запаздывающие нейтроны могут возникать при распаде различных ядер-осколков (называемых ядрами-предшественниками запаздывающих нейтронов), каждый из которых распадается со своим периодом полураспада, то и запаздывающие нейтроны образуют несколько групп, каждая из которых имеет свой период полураспада.

Запаздывающие нейтроны играют определяющую роль в управлении цепной реакцией деления и работе всего ядерного реактора.

Среднее время жизни запаздывающих нейтронов (время запаздывания) практически совпадает со средним временем жизни ядра-предшественника. Например, для ядра ^{235}U среднее время запаздывания — 12,4 с.

Одно из основных условий протекания цепной ядерной реакции заключается в образовании такого количества нейтронов, при котором хотя бы один нейтрон в текущем акте деления тратился на деление ядра топлива в следующем. К примеру, в одном акте деления ядра ^{235}U образуется в среднем 2,5 вторичных нейтрона.

Учитывая время жизни запаздывающих нейтронов (12,4 с.), имеется оперативная возможность воздействовать на общее количество нейтронов в активной зоне реактора и тем самым поддерживать или останавливать цепную ядерную реакцию.

Для определения состояния цепной ядерной реакции вводится понятие «эффективный коэффициент размножения нейтронов» — $K_{эф}$.

Величина $K_{эф}$ определяет отношение количества нейтронов текущего поколения к количеству нейтронов в предыдущем поколении, то есть во сколько раз их становится больше или меньше с каждым актом деления. Если $K_{эф}$ больше 1, мощность реактора растет (реактор надкритичен, идет нарастание цепной реакции деления), если меньше 1 — падает (реактор подкритичен, цепная реакция деления затухает). При $K_{эф}=1$ мощность реактора становится постоянной (реактор находится в критическом состоянии, идет стационарная самоподдерживающаяся цепная реакция деления).

От чего зависит $K_{эф}$?

$$K_{эф}=K_{\infty}\cdot \omega, \qquad (1.2)$$

где

ω — вероятность нейтрону избежать утечки из активной зоны в процессе замедления и диффузии;

K_{∞} — коэффициент размножения нейтронов в бесконечной среде, то есть, при отсутствии утечки нейтронов из реактора.

K_{∞} определяется формулой четырех сомножителей:

$$K_{\infty}=\mu\varphi\theta\eta, \qquad (1.3)$$

где

μ — коэффициент размножения на быстрых нейтронах, равен отношению числа нейтронов, образующихся с делениями ядер под действием быстрых нейтронов, к количеству нейтронов, порожденных без таких делений. Коэффициент размножения на быстрых нейтронах зависит от состава топлива и формы реактора;

φ — вероятность избежать резонансного поглощения нейтронов ядрами ^{238}U в процессе замедления. Это доля нейтронов, избежавших захвата при замедлении, от числа нейтронов поколения, замедляющихся в пределах делящегося материала;
θ — коэффициент использования тепловых нейтронов. Представляет собой отношение числа тепловых нейтронов, поглощенных в топливе, к полному числу поглощенных нейтронов;
η — выход нейтронов на одно деление. Отношение числа вторичных нейтронов деления к числу поглощенных в топливе первичных тепловых нейтронов.

Возвращаясь к $K_{эф}$, скажем, что влиять на него можно путем использования поглощающих материалов (стрежни регулирования СУЗ, борная кислота в качестве жидкого поглотителя и т.д.).

Сечение поглощения нейтронов у ядер таких материалов велико, тем самым, вводя или выводя специальными техническими средствами поглотитель в активную зону, можно менять свойства всей активной зоны в целом, уменьшая или увеличивая скорость генерации новых нейтронов. Наиболее сильными поглотителями являются бор, кадмий, самарий, европий.

Реактивность ядерного реактора — безразмерная величина, характеризующая поведение цепной реакции деления в активной зоне ядерного реактора и определяемая соотношением:

$$\rho = \frac{K_{эф} - 1}{K_{эф}}, \qquad (1.4)$$

Реактивность это характеристика ядерного реактора, представляющая собой меру отклонения коэффициента размножения нейтронов от 1. Положительные значения реактивности соответствуют разгону реактора, отрицательные — спаду его мощности. Значения вводимой положительной реактивности лежат в диапазоне $0<\rho<\beta_{эф}$. При введении в реактор положительной реактивности равной или более $\beta_{эф}$, реактор будет неуправляемым и произойдет резкий скачок мощности — разгон на мгновенных нейтронах с последующим разрушением активной зоны. $\beta_{эф}$ — эффективная доля запаздывающих нейтронов. Величина $\beta_{эф}$ зависит от типа реактора и может изменяться не только в процессе работы реактора, но и даже при перемещениях поглощающих стержней. Значение $\beta_{эф}$ для топлива, например ВВЭР, изменяется примерно от 0,71% для свежего топлива до 0,51% для топлива перед перегрузкой.

1.3. Ядерное топливо

Топливом для ядерных реакторов служат радионуклиды, способные поддерживать самопроизвольную цепную ядерную реакцию деления, а именно: изотопы урана ^{235}U, ^{238}U, ^{233}U; изотопы плутония $^{239–242}Pu$, смешанные с ^{238}U

[так называемое МОКС-топливо (MOX — Mixed-Oxide fuel)]; ^{232}Th, который в процессе работы реактора преобразуется в ^{233}U.

Изотопы радиоактивных элементов можно разделить на делящиеся и делимые. Делимые изотопы обладают естественной радиоактивностью, однако их период полураспада велик и они неспособны самостоятельно вызвать цепную реакцию деления. Эти ядра хорошо делятся при поглощении нейтронов с энергией выше порога деления, преобразовываясь в процессе поглощения и цепочки бетта-распадов в делящиеся элементы. Например, делимый ^{238}U при поглощении нейтрона превращается в ^{239}Pu, который является делящимся.

В природе существуют следующие изотопы урана: ^{238}U (массовая доля 99,2745%), ^{235}U (массовая доля 0,7200%) и ^{234}U (массовая доля 0,0055%). Изотопы ^{238}U — делимый, ^{235}U — делящийся. ^{235}U — первичный делящийся материал в цепочке технологии ядерных реакторов. Содержание изотопа ^{235}U в природном уране мала (около 0,72%), а для обеспечения возможности цепной реакции деления требуется топливо с содержанием изотопа ^{235}U до 20% (чаще всего 3–5%). По этому процесс обогащения добытого урана изотопом ^{235}U является неотъемлемой частью развития ядерных энергетических технологий.

Для ядерного топлива (материалов) существует понятие критической массы ядерного реактора. Критическая масса ядерного реактора — это минимальное количество делящегося материала, определенной геометрической конфигурации и изотопного состава, необходимое для протекания самоподдерживающейся цепной ядерной реакции деления. Чем выше обогащение топлива делящимся изотопом, тем меньше критическая масса.

Для обеспечения работы реактора требуемое количество времени, в начале топливной кампании производится загрузка топливом в объеме порядка 8–10 критических масс (создается запас реактивности). К концу топливной компании запас реактивности снижается.

Запас реактивности реактора — это величина положительной реактивности, которая высвобождается при полном выводе из активной зоны реактора всех регулирующих поглотителей (органы СУЗ, борная кислота).

В самом начале топливной кампании (времени эксплуатации реактора на одной топливной загрузке) запас реактивности достаточно велик, его необходимо скомпенсировать отрицательной реактивностью. В различных типах реакторов для этого применяются разные технические решения, например, в одной из самых распространенных ветвей реакторостроения — ВВЭР/PWR, — применяются выгорающие поглотители, в том числе гадолиний в составе уран-гадолиниевых топливных элементов.

В ВВЭР/PWR в качестве жидкого поглотителя используется раствор борной кислоты, добавляемый в теплоноситель первого контура.

Выгорание ядерного топлива — снижение количества и концентрации делящихся ядер в процессе работы реактора. Глубина выгорания топлива

в активной зоне реактора B определяется как отношение энерговыработки $Q_к = W \cdot t$ (МВт·сут), полученной за время t (сут) работы реактора на мощности W (МВт), к полной начальной загрузке $m_{топ}$ (т) урана. Имеет размерность МВт·сут/кг. Это определение не единственное, существуют также определения глубины выгорания B_1 как отношения массы выгоревшего делящегося нуклида $m_{выг}$ (кг) к массе изначально загруженного делящегося нуклида m_U (кг), и B_2 как отношение массы выгоревшего делящегося нуклида $m_{выг}$ (кг) к полной начальной загрузке $m_{топ}$ (т) урана. Чем выше глубина выгорания топлива, тем эффективнее использование ядерного топлива.

Эксплуатация ядерного реактора (в процессе деления топлива) так же сопровождается следующими физическими процессами в активной зоне:

- **Отравление ядерного реактора** — это процесс накопления в нем короткоживущих продуктов деления, участвующих в непроизводительном захвате нейтронов и тем самым снижающих запас реактивности реактора. Их концентрация находится в состоянии равновесия при неизменном уровне мощности, однако любое изменение мощности реактора приводит к изменению их концентрации (при повышении мощности реактора в начальный момент времени происходит снижение их концентрации с последующим увеличением, а при снижении мощности возникает обратная картина — в начальный момент времени происходит увеличение концентрации а затем снижение).
  Ключевым элементом является изотоп ксенона (^{135}Xe) с периодом полураспада 9,14 часа. ^{135}Xe является продуктом деления урана и является самым мощным поглотителем нейтронов. Предшественником ^{135}Xe является ^{135}I с периодом полураспада 6,58 часов (^{135}I через 6,58 часов превращается в ^{135}Xe). Отравлению подвержены реакторы, работающие на нейтронах тепловых энергий (ВВЭР/РБМК/PWR/BWR и др.), в реакторах работающих на быстрых нейтронах отравление отсутствует.
- **Шлакование** — это процесс накопления в работающем реакторе стабильных и долгоживущих продуктов деления, участвующих в непроизвольном захвате тепловых нейтронов и тем самым понижающих запас реактивности реактора. Ключевой элемент ^{149}Sm (самарий), обладает большим сечением поглощения тепловых нейтронов. ^{149}Sm образуется в результате распада ^{149}Pm (прометий). Поскольку ядро ^{149}Sm является стабильным, то убыль его концентрации происходит только вследствие его выгорания (захват тепловых нейтронов) с образованием ^{150}Sm.
- **Коэффициент воспроизводства.** Преобразование делимых ядер в делящиеся нейтронным потоком. Это отношение количества образовавшегося (вторичного) ядерного топлива к количеству израсходованного (выгоревшего) за то же время.

В реакторах на быстрых нейтронах КВ может быть больше 1 (это означает что количество образовавшегося топлива больше, чем израсходованного). Для реакторов ВВЭР/PWR (на тепловых нейтронах) КВ может достигать не более 0,8.

1.4. Ядерные реакторы

Ядерный реактор — устройство, предназначенное для организации управляемой, самоподдерживающейся цепной реакции деления, сопровождающейся выделением энергии.

Ядерный реактор, как правило, включает в себя следующие основные конструктивные элементы:

- активная зона с ядерным топливом;
- отражатель нейтронов вокруг активной зоны, предназначенный для снижения утечки нейтронов;
- теплоноситель — среда, снимающая тепло с топлива, охлаждающая его;
- система/системы воздействия на реактивность для прекращения или управления цепной реакцией деления дистанционно;
- биологическая/радиационная защита.

Ядерные реакторы классифицируются:

- по назначению;
- по спектру нейтронов;
- по структуре активной зоны;
- по изотопному составу топлива;
- по степени обогащения изотопами делящегося материала;
- по виду теплоносителя;
- по виду замедлителя;
- по типу конструкции.

По назначению выделяют:

- **энергетические реакторы**, вырабатывающие электрическую энергию, используемую в энергетике или для опреснения морской воды (реакторы для опреснения также относят к промышленным). Отдельно выделяют транспортные реакторы, применяемые в кораблестроении, космической отрасли, подводных лодках, военном ракетостроении;
- **экспериментальные реакторы**, используемые для изучения различных физических величин, необходимых для проектирования и эксплуатации других реакторов, мощность экспериментальных реакторов не более нескольких кВт;
- **исследовательские реакторы**. В них потоки нейтронов, гамма-квантов и других частиц, используются для исследований в различных обла-

стях науки, для испытания материалов, для производства изотопов (в том числе медицинских). Мощность исследовательских реакторов составляет не более 100 МВт;
- **промышленные (оружейные, изотопные) реакторы**. Применяются для наработки конкретных изотопов.

По спектру нейтронов различают:
- реакторы на **тепловых** нейтронах;
- реакторы на **быстрых** нейтронах;
- реакторы на **промежуточных** нейтронах;
- реакторы со **смешанным спектром**.

По структуре активной зоны:
- **гетерогенные реакторы**. Топливо размещено в активной зоне равномерно в виде блоков, между которыми находится замедлитель;
- **гомогенные реакторы**. Топливо и замедлитель – однородная среда.

По изотопному составу топлива:
- ^{235}U, ^{238}U, ^{233}U;
- ^{239}Pu, также $^{239–242}Pu$ в смеси с ^{238}U (МОКС-топливо);
- ^{232}Th (преобразование в ^{233}U).

По степени обогащения топлива:
- природный уран;
- слабообогащенный уран;
- высокообогащенный уран.

По химическому составу топлива:
- металлический U;
- UO_2 (двуокись урана);
- UC (карбид урана – керамическое топливо).

По виду теплоносителя:
- H_2O (вода);
- газ;
- D_2O (тяжелая вода);
- органический теплоноситель;
- жидкометаллический теплоноситель;
- расплавы солей.

Стоит отметить, что в качестве теплоносителя наиболее широко используется вода («легкая» вода) в силу ее дешевизны, нетоксичности, широкого распространения и совместимости с большим спектром конструкционных материалов.

Меньшее распространение получили реакторы с теплоносителем в виде тяжелой воды, которые могут работать на природном уране без обогащения. Тяжелая вода (оксид дейтерия) — обычно этот термин применяется для обозначения тяжеловодородной воды. Тяжеловодородная вода имеет ту же химическую формулу, что и обычная вода, но вместо атомов водорода содержит два тяжелых изотопа водорода — атомы дейтерия.

По используемому замедлителю:

- C (графит);
- H_2O (вода);
- D_2O (тяжелая вода);
- Be, BeO (бериллий, оксид бериллия в качестве замедлителя-отражателя);
- гидриды металлов;
- без замедлителя (реакторы на быстрых нейтронах).

По типу конструкции:

- корпусные;
- канальные (каждая ТВС охлаждается в отдельном канале теплоносителя);
- бассейнового типа (открытый бассейн с топливом);
- малые (модульные) реакторы.

Наиболее распространенными реакторами в России являются водо-водяные (вода является и замедлителем, и теплоносителем) реакторы (около 65%), кипящие (РБМК, вода теплоноситель, графит замедлитель) реакторы на тепловых нейтронах (около 30%), реакторы на быстрых нейтронах (около 5%). Распространенность ВВЭР/PWR обусловлена надежностью, безопасностью, управляемостью, сравнительной простотой исполнения, дешевизной и хорошими физическими и химическими характеристиками воды и как замедлителя, и как теплоносителя. На текущий момент успешно эксплуатируются некоторое количество энергетических и исследовательских реакторов на быстрых нейтронах с различными видами теплоносителя (включая натриевый).

1.5. Эволюция ядерных реакторов

Первым ядерным реактором был всемирно известный Chicago Pile-1 (рис. 1.4), выстроенный из графитовых и урановых блоков под трибуной стадиона в Чикаго в рамках проекта «Манхеттен». Процесс создания вызывал ряд опасений, не было уверенности в том, что запаздывающие нейтроны позволят контролировать цепную реакцию, не было уверенности в технических средствах. Тем не менее, 2 декабря 1942 года была осуществлена цепная реакция деления. Наготове стоял человек с ведром концентрированного

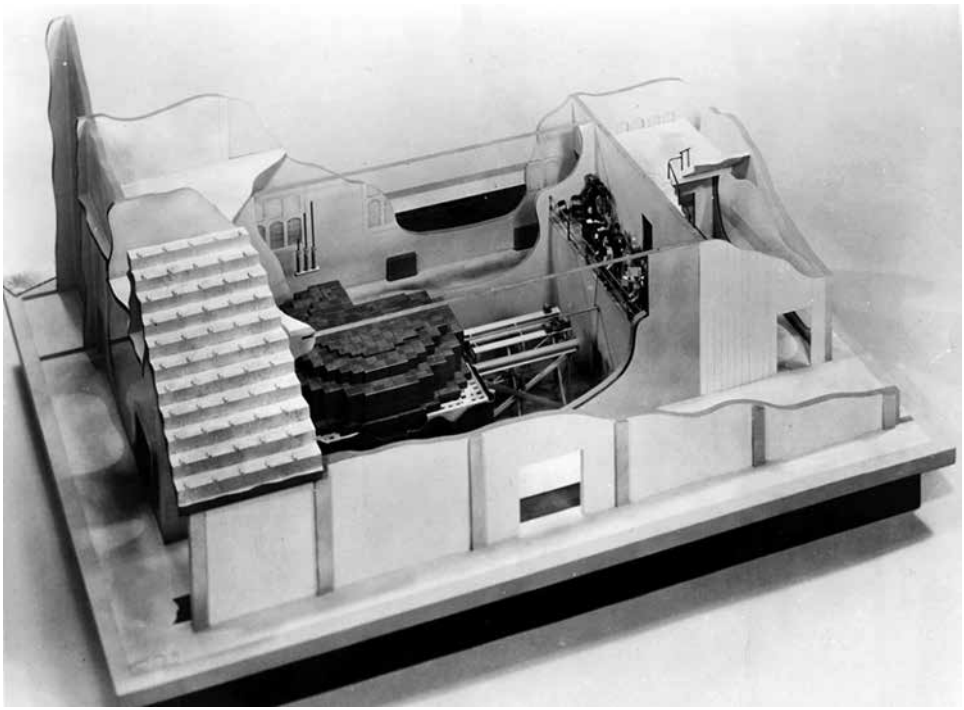


Рис. 1.4. Модель реактора Chicago Pile-1

нитрата кадмия, которое он должен был вылить на «кучу» в случае чрезвычайной ситуации. Функцию аварийной защиты выполняла система SCRAM (Safety Cut Rope Axe Man), то есть человек с топором, который должен был обрубить веревку, удерживающую поглощающие стержни.

Итальянский ученый Энрико Ферми, создатель этого реактора, производил измерения и отдавал команды человеку, который подтягивал или ослаблял веревки, менял положение регулирующих стержней. Критичность была достигнута.

В СССР первым реактором стал реактор Ф-1 («физический первый»). Для экономии материалов область уран-графитовой решетки должна была иметь форму шара радиусом 3 м, окруженного сферической графитовой изоляцией и вмонтированного для устойчивости в графитовый цилиндр.

Как и в первом американском реакторе, построенном под руководством Ферми, в реакторе Ф-1 использовался металлический уран с природным содержанием ^{235}U. Для стержней системы управления предусматривались три вертикальных канала (один регулирующий и два аварийных), а также шесть горизонтальных экспериментальных каналов.

Уран-графитовая активная зона реактора вместе с графитовым отражателем набирались послойно. Для этого послойно укладывали графитовые

брикеты размером 100×100×600 мм с тремя цилиндрическими отверстиями, в которые вставляли урановые блочки. Всего было просверлено 30 тыс. отверстий для урана с образованием пространственной решетки с определенным шагом.

25 декабря 1946 года в 14 часов стало ясно, что реактор достиг критичности. Начался осторожный подъем кадмиевых стержней регулирования шагами по 10–20 см с измерением скорости счета нейтронов и построением графика зависимости скорости счета от положения стержня. Саморазвивающаяся цепная ядерная реакция с экспоненциально растущей плотностью потока нейтронов была получена в 18 часов 25 декабря 1946 года. Этот момент считается временем пуска реактора Ф-1.

Первой же в мире атомной станцией, подключенной к электрической сети, стала АЭС (с графитовым реактором АМ-1) в г. Обнинске, СССР. Главным конструктором реактора был «Гидросектор», общий проект АЭС разрабатывался Ленинградским ГСПИ-11, парогенераторы — ОКБ «ГИДРОПРЕСС».

В окончательном проекте конструкция реактора АМ-1 выглядела следующим образом (рис. 1.5, 1.6). Графитовая кладка реактора диаметром 3000 мм и высотой 4500 мм состояла из блоков двух типов. Активная зона

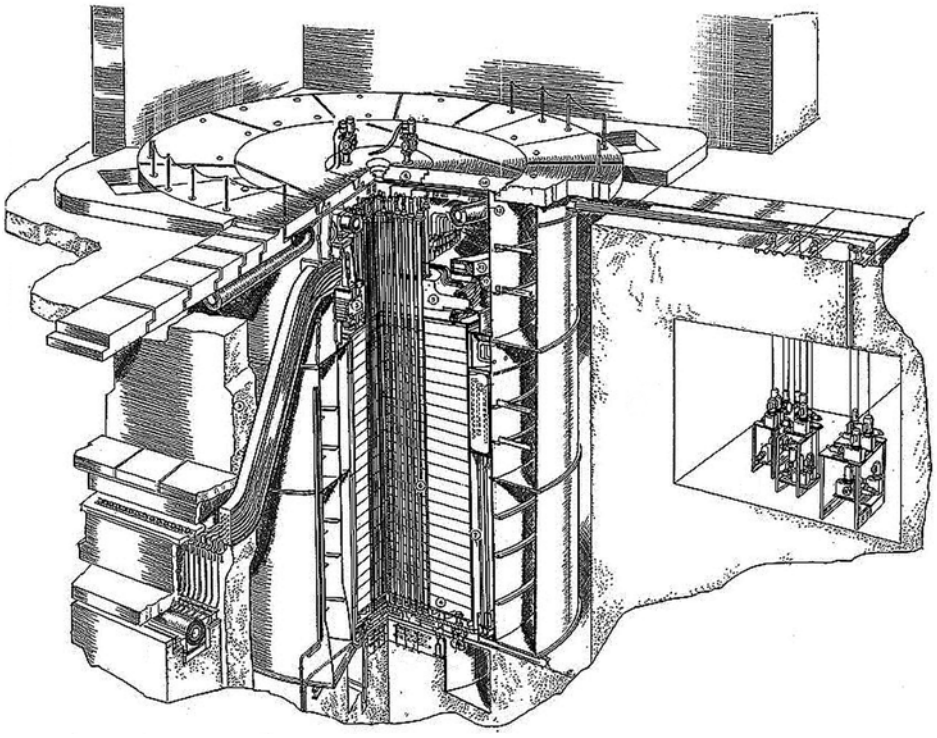


Рис. 1.5. Конструкция графитового реактора АМ-1

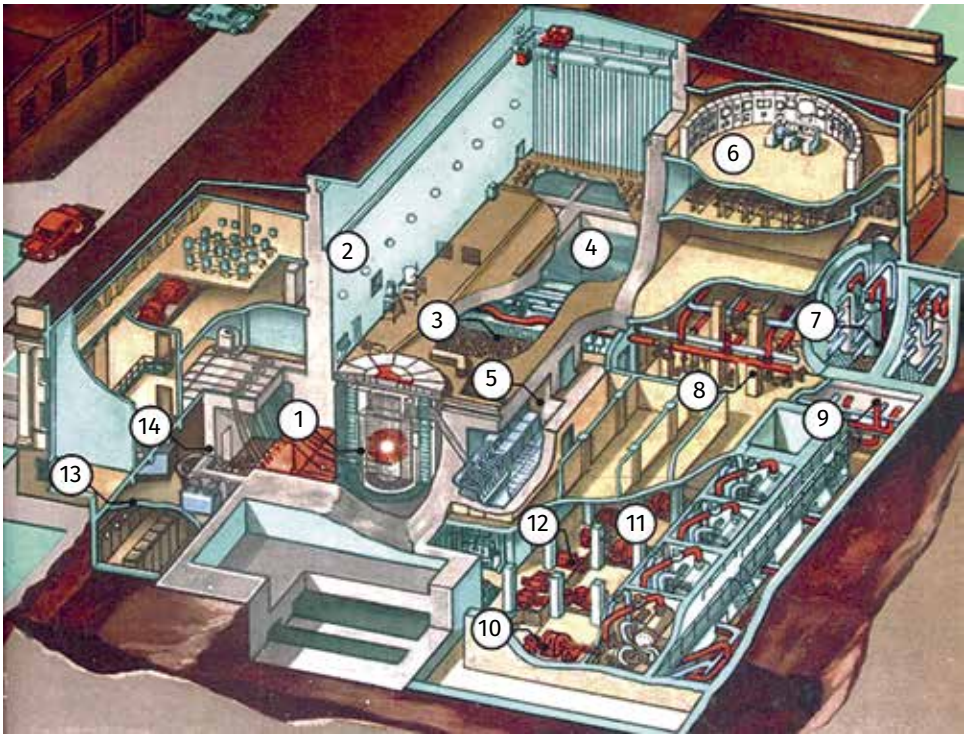


Рис. 1.6. Конструкция Обнинской АЭС.
1 – реактор; 2 – центральный зал; 3 – сервоприводы стержней управления; 4 – бассейн выдержки; 5 – коллектор первого контура; 6 – центральный пульт управления; 7 – парогенератор; 8 – привод задвижки первого контура; 9 – коридор коммуникаций первого контура; 10 – циркуляционный насос; 11 – насосный узел станции; 12 – подпиточный насос первого контура; 13 – физическая лаборатория; 14 – лаборатория для получения изотопов

высотой 1,7 м и диаметром 1,5 м была набрана из вертикально стоящих шестигранных блоков с центральными отверстиями диаметром 65 мм, в которые вводились топливные каналы (128 сборок с 514 твэлами), в конструкции которых использовались дисперсионные твэлы на основе уран-молибденового сплава (9% молибдена) с магнием. В качестве конструкционного материала для топливных каналов, каналов системы управления и защиты и оболочек твэлов была использована нержавеющая сталь 1Х18Н9Т. Отражатель был выполнен в виде горизонтальных блоков, нанизанных на 24 вертикальных стояка, по которым циркулировала вода для отвода выделяемого в графитовом отражателе тепла. Кампания реактора на номинальной мощности — 120–140 суток. Согласно расчетам, загрузка топлива определялась в 500–600 кг.

9 мая 1954 года в 19 часов 7 минут при загрузке 61 топливного канала реактор достиг критичности и затем был загружен полным числом каналов

(128 штук). После физического пуска и программы испытаний на водо-водяном режиме, в ночь на 24 июня реакторная установка переводится в нормальный паровой режим. Режим выхода: мощность 10%, работа на этой мощности 17 часов, пар подается на технологический конденсатор, подъем мощности до 25%, работа на этой мощности в течение 2 часов, постепенный подъем мощности до уровня 57%, на котором 26 июня 1954 года в 17:30 пар переведен на турбину, и генератор синхронизирован с сетью Мосэнерго. Первая в мире АЭС встала под промышленную нагрузку. Этот день по праву стал считаться днем рождения мировой атомной энергетики.

Говоря об эволюции реакторостроения, выделяют 4 поколения ядерных реакторов:

- **Реакторы поколения I** — ранние опытные образцы энергетических реакторов. В начале атомной эры разрабатывались ядерные установки с различными видами теплоносителей. На основе этих первых проектов были построены и эксплуатировались некоторые прототипы АЭС. Примерами являются: в СССР — промышленные уран-графитовые реакторы (АДВ, АМБ и др.), ВВЭР-440/230, БР-5 и др., в мире – Shippingport, Magnox, AGR, Fermi 1 и Dresden 1 и др. Продолжительность работы реакторов около 30–40 лет.
- **Реакторы поколения II** — коммерческие реакторы, построенные до конца 1990-х годов. Среди них прототипы и более старые версии реакторов PWR, CANDU, BWR, AGR, РБМК и ВВЭР-440, ВВЭР-1000 первых «досерийных» проектов.
- **Реакторы поколения III** — ядерные реакторы, появившиеся в результате эволюции реакторов поколения II. Характерными чертами этих реакторов являются более высокая топливная эффективность, улучшенный тепловой КПД, значительное усовершенствование систем безопасности (включая пассивные системы) и стандартизация конструкций и оборудования для снижения капитальных затрат и затрат на техническое обслуживание.
- **Реакторы поколения III+** представляют собой эволюционное развитие реакторов поколения III, предлагающие более высокий уровень безопасности при эксплуатации. Производители начали разработку систем поколения III+ в 1990-х годах, опираясь на опыт эксплуатации легководных реакторов в России, США, Японии и Западной Европе.
  Атомная промышленность стремилась в проектах поколения III+ обеспечить три ключевых направления: безопасность, снижение стоимости и новые технологии.
  Заметным улучшением систем поколения III+ по сравнению с конструкциями второго и третьего поколений является включение в проекты АЭС технологических систем и оборудования, работающих по пассивному принципу (не требуют активных элементов управления или вмешательства оператора).

Многие из ядерных реакторов поколения III+ имеют ловушку расплава или устройство/системы удержания кориума в корпусе реактора с внешним охлаждением. Если оболочки твэлов и корпус реактора, а также связанные с ними трубопроводы расплавятся, кориум попадет в ловушку расплава, которая удержит расплавленный материал и сможет его охлаждать.

Также на реакторах поколения III+ применяются пассивные рекомбинаторы водорода, предназначенные для снижения концентрации водорода под герметичной оболочкой.

Дополнительные системы безопасности (а точнее, системы преодоления запроектных аварий) были внесены в конструкцию под влиянием катастрофы, произошедшей на АЭС Фукусима в 2011 году. Например, были добавлены резервные передвижные дизель-генераторные установки и автономные питательные насосные установки (для дополнительного охлаждения топлива в случае отказа электроснабжения всех систем станции).

В 2017 году АО «Концерн Росэнергоатом» начал промышленную эксплуатацию реактора ВВЭР-1200 энергоблока № 1 Нововоронежской АЭС-2, что стало первым в мире запуском реактора поколения III+.

В 2018 году подключен к энергосистеме страны энергоблок № 1 Ленинградской АЭС-2 (Поколение III+, ВВЭР-1200).

- **Реакторы поколения IV** — набор концепций ядерных реакторов, которые в настоящее время исследуются на предмет коммерческого применения Международным форумом поколения IV. Целью проектов является повышение безопасности, устойчивости, эффективности и снижение стоимости.

Современная классификация ядерных реакторов представлена МАГАТЭ:

- PWR (pressurized water reactor) — реактор с водой под давлением, в котором легкая вода является и теплоносителем и замедлителем (например, ВВЭР);
- BWR (boiling water reactor) — кипящий реактор, в котором в отличие от PWR образование пара, подаваемого на турбины, происходит непосредственно в реакторе;
- FBR (fast breeder reactor) — реактор-размножитель на быстрых нейтронах, не требующий наличия замедлителя;
- GCR (gas-cooled reactor) — газоохлаждаемый реактор. В качестве замедлителя используется как правило графит;
- LWGR (light water graphite reactor) — графито-водный реактор, например РБМК;
- PHWR (pressurised heavy water reactor) — тяжеловодный реактор;
- HTGR (high-temperature gas-cooled reactor) — высокотемпературный газоохлаждаемый реактор;

- HWGCR (heavy-water-moderated, gas-cooled reactor) — газоохлаждаемый реактор с тяжеловодным замедлителем;
- HWLWR (heavy-water-moderated, boiling light-water-cooled reactor) — реактор охлаждаемый некипящей легкой водой под давлением с замедлителем из тяжелой воды;
- PBMR (Pebble Bed Modular Reactor) — модульный реактор с шаровыми твэлами;
- SGHWR (Steam-Generating Heavy-Water Reactor) — кипящий тяжеловодный реактор.

Подводя итог классификации реакторов и их поколений, можно сделать следующие выводы:

1. Поколение II реакторов было направлено в основном на повышение экономичности и увеличение срока службы реакторов поколения I, в последующем – в равной степени на экономичность и безопасность. В целом развитие концепций безопасности между поколениями определялось тремя крупнейшими ядерными авариями (на Three Mile Ireland, на Чернобыльской АЭС, на Fukusima), после которых обнаруживались и устранялись недостатки тех или иных концепций/решений.
2. Разнообразная классификация реакторов обусловлена не только различными физическими принципами, на которые они опираются, но и особенностями развития технологий той или иной страны, наличием у нее источников природного урана, а также влиянием внешних и внутренних сдерживающих факторов, в том числе и политических.

Так, в Англии сразу был сделан упор на реакторы с газовым охлаждением в виду отсутствия крупных рек и водоемов вдали от городов.

В США технологии быстрых реакторов не получили развития. Администрации президентов США во второй половине 1970-х годов провозгласили принцип нераспространения приоритетным в развитии ядерной энергетики. В апреле 1977 года президент США Д. Картер призвал отложить на неопределенный срок строительство коммерческих быстрых реакторов. Федеральное правительство запретило использование плутония в коммерческих силовых установках из-за угрозы режиму нераспространения. Работы по созданию замкнутого ядерного топливного цикла прекратились. Остановились и разработки реакторов на быстрых нейтронах, в которых США занимали передовые рубежи. Готовое оборудование АЭС с реактором на быстрых нейтронах в Клинч-Ривер демонтировали. Стали накапливаться проблемы с хранением отработавшего ядерного топлива и радиоактивных отходов. А главное — произошла потеря опыта и ядерных знаний. Отказ от развития этого направления, как показывает исторический анализ, не был продиктован научными или технологическими трудностями; он был

мотивирован политически и до сих пор сказывается на международных отношениях.

В СССР первоначально возникали технологические трудности по реализации технологии корпусных реакторов, поэтому первостепенное активное развитие и исследования возникли именно в направлении канальных графитовых реакторов.

1.6. Ретроспективный анализ развития технологии ВВЭР и PWR

1.6.1. Водо-водяные энергетические реакторы (ВВЭР)

Наиболее развитой и отработанной технологией реакторных установок (РУ) в мировой и отечественной атомной промышленности является РУ с легкой водой под давлением в первом контуре в качестве теплоносителя и замедлителя, в мировой практике называемая PWR (Pressurized Water Reactor — реактор с водой под давлением), в отечественной промышленности — ВВЭР (водо-водяной энергетический реактор). Данное направление развития мирных ядерных технологий признано наиболее удачным и успешным как с экономической, так и с технологической точки зрения. ВВЭР разрабатывался в СССР параллельно с реакторами канального типа (РБМК).

ВВЭР — корпусной водо-водяной энергетический реактор на тепловых нейтронах. Характерной особенностью данной технологии является использование обычной (легкой) воды и в качестве замедлителя (для замедления нейтронов до тепловых энергий), и в качестве теплоносителя (для аккумуляции тепла, выделяющегося при цепной ядерной реакции деления, и передачи его рабочей среде второго контура). При разработке была выбрана именно легкая вода в силу ее приемлемых нейтронно-физических характеристик, дешевизны.

АЭС с реакторами ВВЭР двухконтурные, в первом из которых водой отводится тепло, возникшее в результате деления ядерного топлива. Тепло от первого контура ко второму передается с помощью парогенераторов, в которых вода второго контура нагревается до парообразного состояния. Пар используется в качестве рабочего тела в турбине. В качестве базового ядерного топлива используется диоксид урана.

Технология ВВЭР появилась в 1950-х годах (почти одновременно с американскими PWR), она аналогична зарубежным PWR.

ВВЭР имеет определенные черты, установленные практически с самого появления этой технологии.

1. Габариты основных элементов первого контура, прежде всего парогенераторов (ПГ) и реактора, допускают их перевозку железнодорож-

ным транспортом. Это было одно из ключевых условий при разработке первых ВВЭР, и оно сохранилось при создании всех действующих и внедряемых до настоящего времени реакторов этого семейства.

2. Для ВВЭР характерны ТВС шестигранного сечения (в отличие от квадратного почти у всех зарубежных PWR).
3. В реакторных установках ВВЭР применяются горизонтальные парогенераторы (в зарубежных проектах — ПГ вертикального типа).
4. У ВВЭР отсутствуют отверстия в корпусе ниже уровня активной зоны (АЗ). Это снижает вероятность оголения ТВС вследствие утечки теплоносителя из корпуса в определенных аварийных ситуациях.
5. Приводы СУЗ, каналы систем контроля в реакторах ВВЭР проходят через крышку реактора, тогда как у зарубежных PWR часть контрольных систем подводятся к АЗ снизу.
6. Обечайки корпусов реакторов ВВЭР изготавливаются ковкой из низколегированной стали, без использования вертикальных сварных швов. Это обеспечивает бóльшую надежность конструкции, уменьшает риски образования локальных дефектов в металле в результате радиационного воздействия.
7. Для ВВЭР характерны компенсаторы давления бóльшего объема, чем у зарубежных PWR сопоставимой производительности. Это дает дополнительные возможности для нивелирования отклонений параметров первого контура.
8. Конструкция и технология изготовления зоны патрубков российских и зарубежных реакторов с водой под давлением заметно различаются. У ВВЭР — две отдельные обечайки с входными и выходными патрубками небольшого вылета (образуют два ряда патрубков). Каждая обечайка представляет собой единое целое с патрубками, изготовленными вытягиванием из стали обечайки методом горячей штамповки.
   В зарубежных PWR обычно используются вварные патрубки с более значительным, чем у ВВЭР, вылетом; при этом в большинстве зарубежных PWR входные и выходные патрубки образуют общий ряд.
   Особенности патрубков ВВЭР обеспечивают удобство их транспортировки. Двухрядное расположение патрубков российских реакторов позволяет более четко разграничить потоки теплоносителя на входе и выходе из реактора (ровной, кольцеобразной разделительной перегородкой) и избежать некоторых локальных термических напряжений, характерных для реакторов с однорядной зоной патрубков;
9. У ВВЭР — штампованное эллиптическое днище, у зарубежных PWR — как правило, полусферическое.
10. Корпус реактора ВВЭР фиксируется (для исключения осевых смещений) с помощью кольцеобразного выступа на корпусе (бурта), находящегося под нижним рядом патрубков. В зарубежных PWR корпусы

реакторов крепятся фиксаторами к специальным наплавкам под патрубками.

11. Внутрикорпусные устройства (ВКУ) ВВЭР выемные. В частности, для ВВЭР характерны массивная выгородка и выемная внутрикорпусная шахта с перфорированными стенками в районе патрубков и эллиптическим днищем. Радиус кривизны шахты меньше, чем у днища корпуса. В зарубежных PWR применяются цилиндрические шахты с плоским днищем и проходками большого диаметра для теплоносителя, сопряженные с выходными патрубками. Благодаря этим особенностям несколько различается гидродинамика теплоносителя.

ВВЭР эволюционировали в сторону упрощения первого и второго контуров. Например, во внедренных в разное время советских конструкциях число петель первого контура сократилось с шести-восьми до четырех. Современные ВВЭР и PWR сравнимы по числу петель и основных агрегатов (ПГ и ГЦН), данные показатели колеблются в пределах от двух до четырех.

Общая картина развития технологии ВВЭР представлена на рис. 1.7 в виде своеобразного генеалогического древа. Стоит отметить, что в I и II поколениях, конструкторами, как правило, улучшались технико-экономические параметры реакторов, включая объемы загружаемого топлива. Начиная с поколения III (включая поздние проекты поколения II) разработчиками бóльшее внимание уделялось разработке и внедрению активных и пассивных систем безопасности реакторных установок.

Концепция ВВЭР основывалась на проекте РУ, которая разрабатывалась для атомных подводных лодок (АПЛ, 1952 год). Научным руководителем проекта был Анатолий Петрович Александров, главным конструктором РУ — Николай Антонович Доллежаль. По сути, этот реактор является прародителем технологии ВВЭР. Проект РУ для АПЛ базировался на двух реакторах корпусного типа с водой под давлением (ВВР – водо-водяной реактор), как достаточно компактных и с относительно небольшой загрузкой обогащенного урана.

Реактор, получивший индекс «ВМ-А», имел следующие конструктивные особенности: кованый корпус из толстостенной высокопрочной углеродистой стали изготавливался со вставным днищем и вставной рубашкой, патрубки приваривались к рубашке. Плоская крышка реактора уплотнялась с помощью нажимного фланца. Для нового реактора было принято оригинальное конструкторское решение активной зоны, которая формировалась из индивидуально охлаждаемых тепловыделяющих сборок с размещением их в экранной сборке, как в выемном блоке. Это позволяло проводить как поканальную замену ядерного топлива, так и его полную аварийную выгрузку.

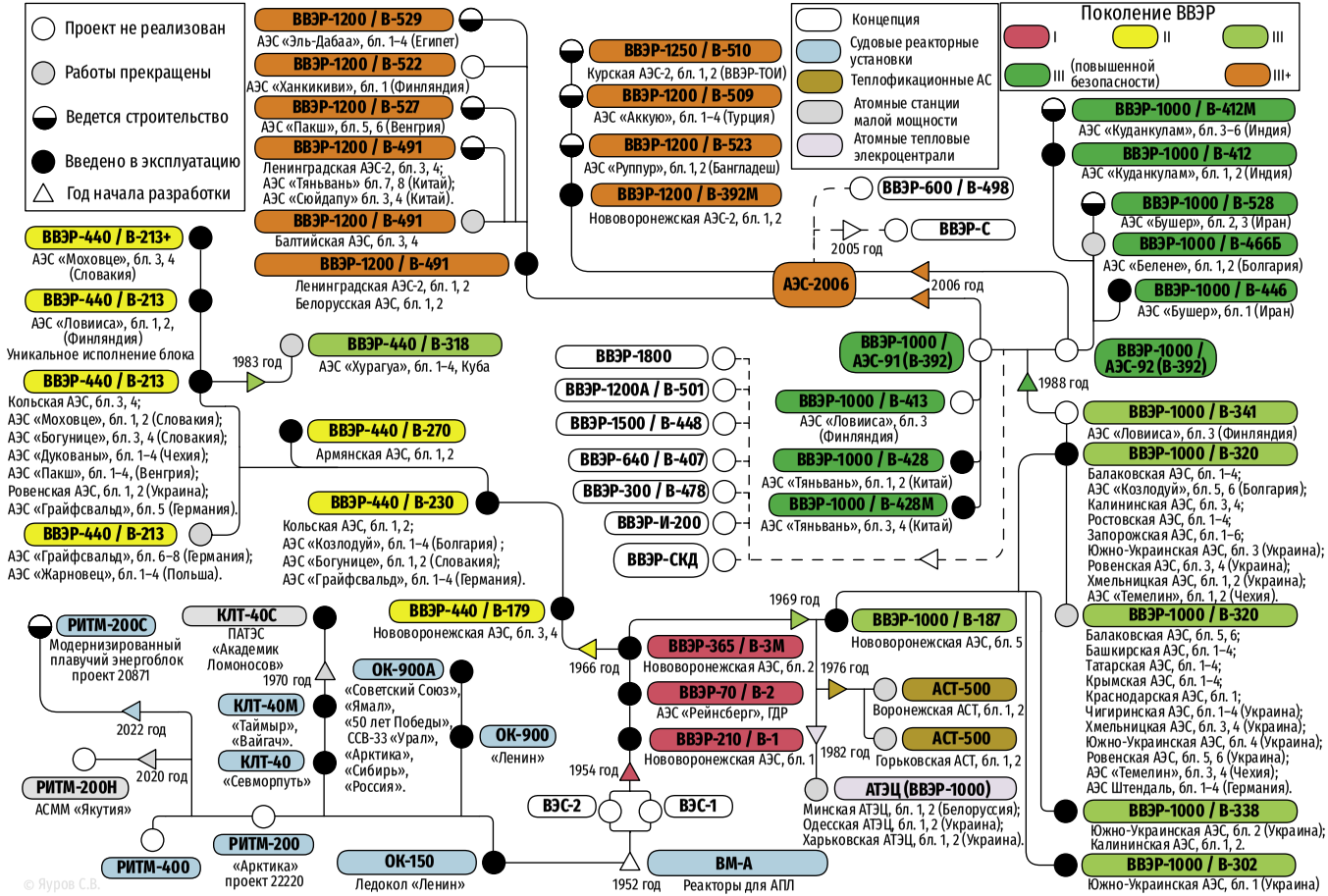


Рис. 1.7. Этапы развития технологии ВВЭР (генеалогическое древо)

Корабельный реактор ВМ-А, который в 1956 г. был запущен в Физико-энергетическом институте на наземном натурном стенде 27/ВМ с паротурбинной установкой, фактически стал первым водо-водяным реактором, запущенным в нашей стране.

В 1954 году идею использования РУ ВМ-А в качестве основы для разработки энергетического реактора для атомных электростанций выдвинул в Курчатовском институте С.М. Фейнберг, который ранее был одним из инициаторов и руководителей проекта Обнинской АЭС (первая в мире АЭС), выполнял многие расчеты для него. В 1955 году ОКБ «ГИДРОПРЕСС» начало разработку такой двухконтурной АЭС. Научными руководителями выступили родоначальник советского атомного проекта И.В. Курчатов и родоначальник разработки атомных подводных лодок и атомного ледокольного флота А.П. Александров.

После детальной проработки предложенных вариантов для первой АЭС предпочтение было отдано реактору ВЭС-2 (водяная электростанция-2) с циркониевыми материалами в конструкции активной зоны, двухконтурной компоновкой с турбинами, работающими на насыщенном паре под давлением почти до 3 МПа.

После уточнения технического задания реактор ВЭС-2 получил название ВВЭР. В ходе рассмотрения вариантов размещения первой АЭС с ВВЭР (например, ТЭЦ-21 Мосэнерго в Ховрино) была выбрана нововоронежская площадка, которая впоследствии стала площадкой для головных энергоблоков ВВЭР всех поколений.

Стоит также отметить В.А. Сидоренко как одного из создателей направления реакторов ВВЭР, ставшего на многие десятилетия основой отечественной ядерной энергетики. Под его научным руководством осуществлялась разработка водо-водяных энергетических реакторов как наиболее надежных и безопасных источников энергии для АЭС. Сегодня имя В.А. Сидоренко носит Нововоронежская АЭС.

В целом созданием ВВЭР занималось несколько организаций: научное руководство — НИЦ «Курчатовский институт»; разработка — АО ОКБ «ГИДРОПРЕСС»; изготовление — АО «ЗиО-Подольск».

Поколение I

Проект В-1 (ВВЭР-210)

Изначально в институте атомной энергии им. И.В. Курчатова рассматривались два варианта водяных электростанций (ВЭС):

- ВЭС-1 с алюминиевой конструкцией активной зоны для низких параметров пара;
- ВЭС-2 с заменой алюминия цирконием для выработки пара более высоких параметров.

При тепловой мощности около 700 МВт в ВЭС-1 электрическая мощность равнялась всего 108 МВт, для ВЭС-2 — 165 МВт. В результате был выбран вариант ВЭС-2, позднее переименованный в В-1 (ВВЭР-210).

Для реактора ВЭС-2 изначально разрабатывался вариант смешанной топливной загрузки: природный уран (более 100 тонн) и уран с обогащением 2% по урану-235 (12–15 тонн). В качестве топливной композиции рассматривались 3 варианта: металлический уран, уран-магниевая металлокерамика и двуокись урана, ставшая впоследствии традиционной для гражданской ядерной энергетики.

В-1 (ВВЭР-210) конструировался и проектировался исходя из следующих принципиальных положений:

1. Направление движения теплоносителя снизу-вверх, что гарантировало охлаждение топливных элементов при аварийных ситуациях с обесточиванием главных циркуляционных насосов.
2. Параметры теплоносителя (давление и температура) должны обеспечивать производство в парогенераторах сухого насыщенного пара.
3. Формирование активной зоны из неподвижных шестигранных рабочих кассет и образование в ней же каналов для передвижения органов компенсации реактивности и аварийной защиты реактора.
4. Применение для топливных кассет и оболочек тепловыделяющих элементов сплавов циркония, имеющих наименьшее сечение захвата нейтронов при обеспечении необходимой механической прочности.
5. Применение электромеханических приводов органов управления реактора и принципа свободного падения органов аварийной защиты.
6. Наличие внутрикорпусных устройств (шахта, днище шахты, корзина).

В ноябре 1955 года был завершен эскизный проект реактора ВВЭР-1. По проекту реактор был без съемной крышки, на верхнем полусферическом куполе устанавливались колонна диаметром 580 мм для перегрузочного устройства типа пантографа и люк диаметром 250 мм для выгрузки кассет. Этот вариант из-за своеобразной формы получил шуточное название «Грузинский кувшин».

Материалы эскизного проекта были направлены в Минтяжмаш 13 декабря 1955 года, где 19 декабря 1955 года он был одобрен на заседании специального технического совета Минтяжмаша с рекомендацией предусмотреть в корпусе реактора съемную верхнюю крышку.

Окончательный технический проект реактора ВВЭР-1 был готов в 1956 году (рис. 1.8). Проект предусматривал двухконтурную тепловую схему реактора.

Тепловая мощность реактора — 760 МВт, количество циркуляционных петель — 6. Основные технические характеристики реактора В-1 (ВВЭР-210) представлены в табл. 1.1.

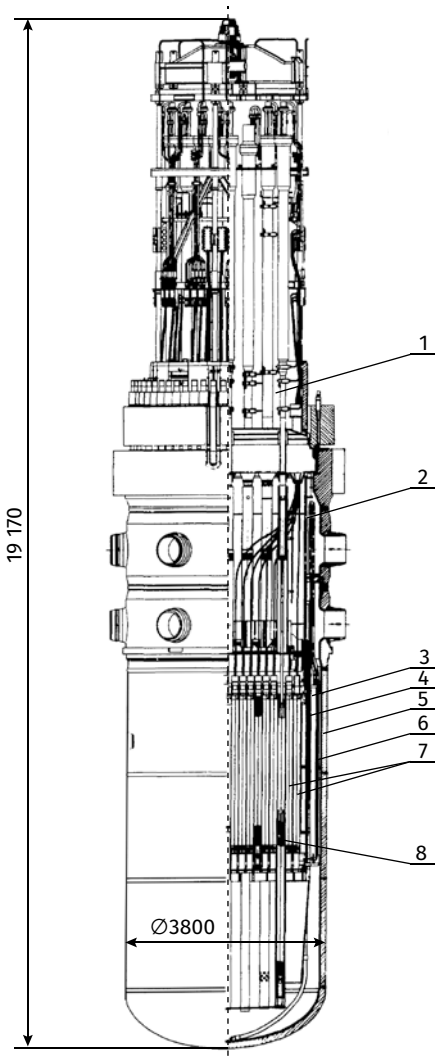


Рис. 1.8. Реактор В-1 (ВВЭР-210).
1 – верхний блок; 2 – нажимная решетка; 3 – шахта; 4 – корзина; 5 – корпус; 6 – экран; 7 – кассета рабочая; 8 – кассета компенсирующая

По проекту корпус реактора был цельнокованый цилиндрический с приварным нижним эллиптическим днищем и верхней съемной плоской крышкой. Внутренний диаметр корпуса реактора в центральной части составлял 3,6 м при высоте 11,1 м, диаметр ГЦТ — 500 мм. (толщина стенки 85 мм), каждая петля размещалась в отдельном боксе (это применялось и в последующих проектах).

В активной зоне высотой 2,5 м и диаметром 2,88 м устанавливается 312 тепловыделяющих сборок с размером под ключ 144 мм, а также 37 органов регулирования. Высота топливного столба в твэле 2500 мм, диаметр твэла 10,2 мм. Среднее обогащение топлива составляло 2% по урану-235, при этом предусматривалась средняя глубина выгорания топлива 12 МВт · сут/кг U.

Уже на этом этапе определился будущий облик технологии — горизонтальные ПГ, вертикальные главные циркуляционные насосные агрегаты (ГЦНА). Гибкость возможной компоновки активной зоны и состава топлива впоследствии позволила прийти к классической для атомной энергетики загрузке топлива из двуокиси урана (UO_2) различного обогащения.

В-1 (ВВЭР-210) был введен в эксплуатацию на Нововоронежской АЭС в 1964 году. Применялось три турбоустановки. На тот момент это был один из самых мощных энергоблоков в мире с одними из высочайших показателей энергонапряженности и экономичности среди аналогичных проектов.

Благодаря отрицательным обратным связям (эффект саморегулирования) реактор был устойчив и легко управлялся. Его основные и вспомогательные системы показали высокую надежность. В процессе эксплуатации

Таблица 1.1. Технические характеристики реактора ВВЭР-210 (В-1)

Мощность тепловая, МВт	760
Давление номинальное на выходе из активной зоны, МПа	10,0
Температура теплоносителя в реакторе, °С	
– на входе в активную зону	252
– на выходе из активной зоны	273
Диаметр твэлов, мм	10,2
Число кассет в активной зоне, шт.	343
Шаг решетки твэл, мм	14,3

впервые было опробовано профилирование активной зоны (уменьшение обогащения топлива по ^{235}U от периферии активной зоны к центру), что позволило существенно увеличить глубину выгорания топлива и улучшить распределение энерговыделения по радиусу активной зоны.

Схема планово-предупредительного ремонта (ППР) впервые также была отработана на этом реакторе.

Вместе с тем, в ходе эксплуатации были выявлены и некоторые критические недочеты в конструкции реактора. В частности, в конце 1969 года крепления теплового экрана (представляет собой цилиндрическую оболочку между шахтой и корпусом реактора, предназначен для уменьшения влияния излучения на корпус реактора) разрушились, и оборвавшийся экран частично перекрыл расход теплоносителя через активную зону. Возникла необходимость экстренной разборки реактора, извлечения деформированного оборудования, ремонта корпуса. Это привело к существенному изменению конструкции внутрикорпусных устройств реактора. Одним из важных улучшений в данном направлении стало изменение формы днища шахты внутрикорпусной. Кривизна ее эллиптического днища была изменена (также добавлены к днищу опоры) с целью исключения перекрытия проходного сечения для теплоносителя в случае потенциального отрыва/вертикального изменения положения шахты.

Ненадежными оказались и главные циркуляционные насосы первого контура, которые были заменены на усовершенствованные. Так, стеллит, применявшийся во вкладышах подшипников ГЦНА, постепенно истирался, кобальт, содержащийся в нем, попадал в активную зону и сильно активировался, отчего росла активность первого контура.

В то же время парогенераторы отработали без замены 20 лет.

Также были выявлены и некоторые проектные резервы, в результате чего электрическую мощность энергоблока удалось повысить с 210 до 240 МВт.

Дальнейшее увеличение было невозможно из-за технических ограничений турбоагрегатов.

Стоит отметить, в теплоносителе В-1 (ВВЭР-210) раствор борной кислоты первоначально не использовался, штатные элементы СУЗ имели сравнительно небольшой запас отрицательной реактивности, поэтому при перегрузке топлива применялись дополнительные, сложные механические устройства поддержания подкритичности.

Системы нормальной эксплуатации и противоаварийные системы были совмещены. Пассивные устройства безопасности не развиты.

Герметичное ограждение не рассчитано на избыточное давление. Помимо быстродействующей ($\leqslant$2 с) механической аварийной защиты предусмотрен прообраз системы аварийного ввода бора — введение в теплоноситель концентрированного раствора борной кислоты (5 г/кг) в случае отказа части механических СУЗ, а также для обеспечения подкритичности при перегрузке (внедрено впоследствии). Система имела небольшие запас (60 м^3) и подачу (20 м^3/ч), не дублировалась.

Ввод в эксплуатацию I блока НВАЭС и опыт его эксплуатации имели исключительно важное значение для дальнейшего развития АЭС с ВВЭР.

Некоторые основные технические решения, разработанные для первого ВВЭР, стали традиционными для всех последующих поколений ВВЭР. К таким решениям относятся:

- треугольная разбивка расположения кассет в активной зоне и тепловыделяющих элементов в кассете, и отсюда — шестигранная форма кассет;
- в качестве материала оболочек тепловыделяющих элементов применены циркониевые сплавы с ниобием;
- нижняя часть корпуса реактора, где размещается активная зона, выполнена в виде цилиндрического сосуда с эллиптическим днищем без единой врезки типа «патрубок»;
- корпус реактора изготавливается из цельнокованых обечаек без продольных швов;
- в качестве материала корпуса применяется высокопрочная углеродистая легированная сталь, что обеспечивает минимальные весогабаритные характеристики корпуса и транспортабельность его по железным дорогам;
- опорой корпуса является цилиндрический бурт на нижней обечайке зоны патрубков;
- приводы СУЗ, системы температурного контроля и энерговыделения активной зоны компонуются на съемном верхнем блоке реактора.

К 1984 году В-1 (ВВЭР-210) исчерпал свой ресурс и был выведен из эксплуатации, став еще и первым реактором ВВЭР, на котором отрабатывались операции окончания жизненного цикла энергоблока.

Проект В-2 (ВВЭР-70)

В 1957 году, вслед за проектом реактора ВВЭР-1 (ВВЭР-210) ОКБ «ГИДРОПРЕСС» начало проектирование реактора В-2 (ВВЭР-70) электрической мощностью 70 МВт для АЭС «Райнсберг» в ГДР. Концептуально он повторял проект реактора В-1 (ВВЭР-210). Главные отличия заключались в крышке реактора (она была сделана не плоской, а полуэллиптической) и однорядном расположении главных патрубков. Уплотнение крышки с корпусом реактора осуществлялось клиновой никелевой прокладкой.

Реактор В-2 (ВВЭР-70) имел 3 петли и парогенераторы вертикального типа (у реактора ВВЭР-1 и последующих проектов ВВЭР – горизонтальные). В 1966 году состоялся физический пуск. Ориентация корпуса реактора относительно бетонной шахты — на рис. 1.9, принципиальная схема В-2 (ВВЭР-70) представлена на рис. 1.10.

В 1966 году АЭС «Рейнсберг» с реакторной установкой ВВЭР-70 введена в эксплуатацию.

Основные технические характеристики реактора В-2 (ВВЭР-70) представлены в табл. 1.2.

Характеристики ядерного топлива оказались существенно лучше расчетных. К четвертому году эксплуатации реактора выгорание топлива достигло 11,75 МВт · сутки/кг урана, что превысило проектное значение на 35%. После объединения Восточной и Западной Германии 1 июня 1990 года реактор В-2 (ВВЭР-70) был остановлен в связи с исчерпанием проектного срока службы.

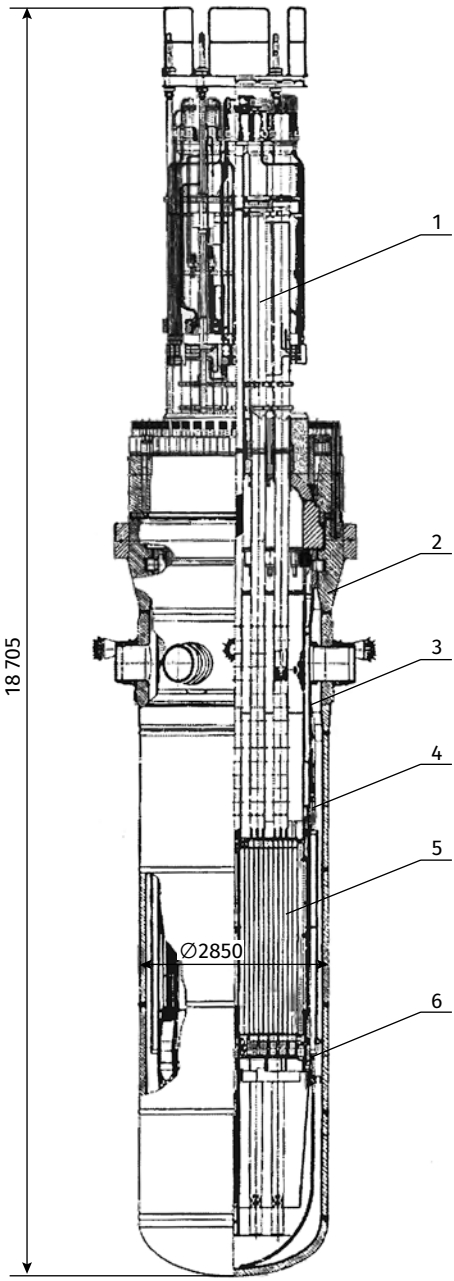


Рис. 1.9. Реактор В-2 (ВВЭР-70).
1 – верхний блок; 2 – корпус реактора; 3 – шахта; 4 – активная зона; 5 – экран; 6 – труба дренажная

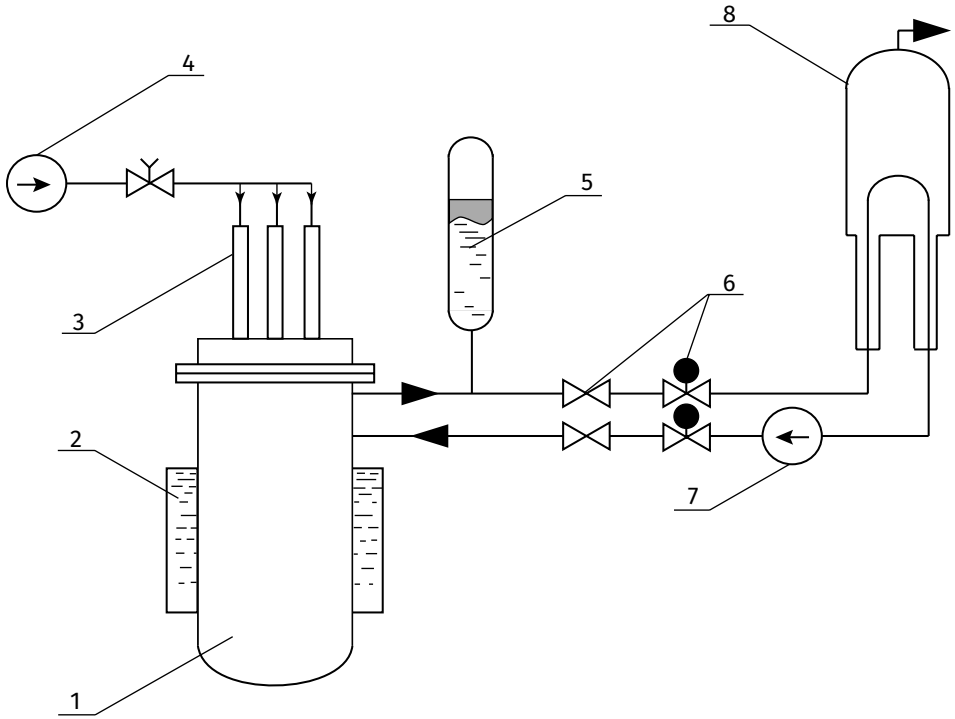


Рис. 1.10. Принципиальная схема РУ В-2 (ВВЭР-70).
1 – реактор; 2 – бак защитный; 3 – приводы СУЗ; 4 – подпиточный насос; 5 – компенсатор объема газовый; 6 – запорные задвижки; 7 – главный циркуляционный насос; 8 – парогенератор вертикальный

Таблица 1.2. Технические характеристики реактора В-2 (ВВЭР-70)

Мощность тепловая, МВт	265
Давление номинальное на выходе из активной зоны, МПа	10,0
Температура теплоносителя в реакторе, °С	
– на входе в активную зону	250
– на выходе из активной зоны	267
Диаметр твэлов, мм	10,2
Число кассет в активной зоне, шт.	132
Размер ТВС под ключ, мм	144

Проект В-3М (ВВЭР-365)

Конструкция реактора В-3М (ВВЭР-365) стала дальнейшим развитием технических решений (рис. 1.11), реализованных в реакторе В-1 (ВВЭР-210), а его активная зона в дальнейшем выступила прототипом для реактора следующего поколения ВВЭР-440.

Тепловая мощность — 1320 МВт. КПД — 25,7%. Число ТВС — 276. Число органов СУЗ — 73. Число циркуляционных петель — 8. Впоследствии выяснилось, что их количество является избыточным, и одна из петель постоянно находилась в резерве. Основные технические характеристики реактора В-3М (ВВЭР-365) представлены в табл. 1.3.

В основу проекта была положена концепция максимального использования проверенных технических решений и освоенных производством технологий с одновременным увеличением мощности реактора до 365 МВт. Эксперименты, проведенные на реакторе В-1 (ВВЭР-210), по повышению его мощности показали, что при незначительном увеличении параметров пара, единичную мощность турбогенератора можно повысить с 70 до 73 МВт. При этом при установке 5 турбогенераторов тепловая мощность реакторной установки возрастала до 1320 МВт, а электрическая мощность — до 365 МВт.

Для увеличения энерговыделения в активной зоне на 75% при тех же ее размерах, было реализовано два направления:

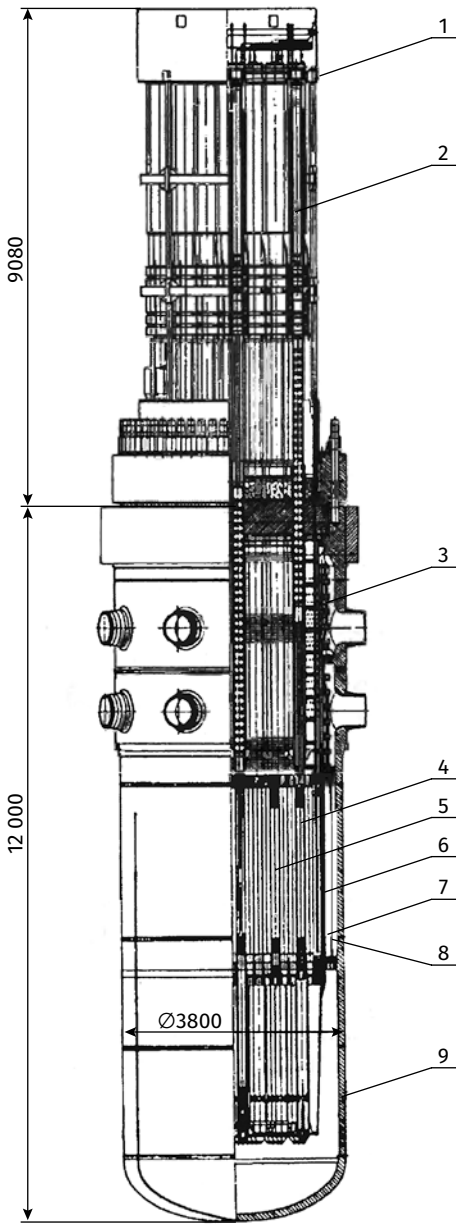


Рис. 1.11. Реактор В-3М (ВВЭР-365).
1 – верхний блок; 2 – привод СУЗ; 3 – нажимная решетка; 4 – кассета АРК; 5 – кассета рабочая; 6 – корзина выемная; 7 – шахта; 8 – экран; 9 – корпус реактора

Таблица 1.3. Технические характеристики реактора В-3М (ВВЭР-365)

Мощность тепловая, МВт	1320
Давление номинальное на выходе из активной зоны, МПа	10,5
Температура теплоносителя в реакторе, °С	
– на входе в активную зону	252
– на выходе из активной зоны	280
Диаметр твэлов, мм	9,1
Число кассет в активной зоне, шт.	349
Шаг решетки, мм	12,2

- Первое — увеличение площади теплообменных поверхностей. Для этого предлагалось снизить внешний диаметр твэла с 10,2 до 9,1 мм, что увеличивало число твэлов в стандартной ТВС с 90 до 126 штук. Это повысило площадь поверхности теплообмена на 28%. Кроме того, топливные таблетки изготавливались с центральным отверстием, для повышения предельного энерговыделения. Это примерно на 10% увеличило энергонапряженность топлива без опасности достижения критической температуры.
- Второе — повышение мощности активной зоны — выравнивание тепловыделения по всему объему активной зоны и приближение средних значений тепловых параметров к максимальным. Для выравнивания энерговыделения в активной зоне по радиусу применялась технология перегрузки, проверенная на ВВЭР-210. Неравномерное размещение по высоте выгорающего поглотителя выравнивало энерговыделение по вертикали. Безопасность и управляемость были повышены за счет увеличения числа стержней СУЗ до 73. То же их количество было использовано в проекте В-440.

Впервые в практике ВВЭР для компенсации запаса реактивности на выгорание был применен принцип «мягкого регулирования» за счет использования поглотителей в хвостовиках кассет и растворенной в воде первого контура борной кислоты.

Борная кислота стала применяться во всех реакторах ВВЭР для регулирования мощности реактора и компенсации запаса реактивности.

На реакторе В-3М (ВВЭР-365) была также опробована система так называемой «сухой» перегрузки топлива с использованием контейнера для приема выгружаемой ТВС, однако в следующих проектах из соображений безопасности вернулись к использованию «мокрого» способа перегрузки (под водой).

Противоаварийные системы принципиально не изменились по сравнению с проектом ВВЭР-210.

Проект реализован на энергоблоке № 2 Нововоронежской АЭС. Критического состояния реактор достиг 23 декабря 1969 года. 30 декабря блок был принят в промышленную эксплуатацию. С 7 марта 1970 года энергоблок № 2 начал работать на мощности 500 МВт в режиме борного регулирования, что на 15% улучшило равномерность энерговыделения в активной зоне. К 14 апреля тепловая мощность реактора В-3М (ВВЭР-365) достигла номинального значения 1320 МВт.

Энергоблок № 2 Нововоронежской АЭС был выведен из эксплуатации в августе 1990 года. Срок его эксплуатации вышел, также он не соответствовал новым нормам безопасности, принятым после аварии на Чернобыльской АЭС.

Реакторы В-1 (ВВЭР-210), В-2 (ВВЭР-70) и В-3М (ВВЭР-365) сформировали первое поколение ВВЭР, определив будущий облик технологии, указав не только на некоторые ошибочные технические решения, но также и наиболее удачные. Опыт их разработки и эксплуатации стал основой для создания реакторов ВВЭР следующих поколений.

Опыт эксплуатации и технические решения этих реакторов использовались при проектировании и эксплуатации реакторов ВВЭР-440 – первых серийных реакторов ВВЭР.

Поколение II

Поколение II ВВЭР составили реакторы ВВЭР-440 (рис. 1.12).

Для ВВЭР-440 традиционно была принята двухконтурная тепловая схема реактора. Выходя из реактора, теплоноситель первого контура (вода) проходит по циркуляционным петлям к парогенераторам где через теплообменные трубки отдает тепло воде второго контура. Во втором контуре в парогенераторах образуется насыщенный пар. Тепловая мощность реактора составила 1375 МВт, количество циркуляционных петель — 6. Каждая петля состояла из главного циркуляционного насоса и парогенератора, соединенных трубопроводом условным диаметром 500 мм. Из-за увеличения мощности реактора диаметр парогенераторов (ПГВ-4) также был увеличен.

Основная компоновка оборудования первого контура и биологической защиты была аналогична компоновке реактора В-3М (ВВЭР-365). Сам реактор располагался в герметичной бетонной шахте. Верхняя часть шахты реактора герметизировалась от реакторного зала защитным колпаком из стали и бетона.

Для уменьшения габарита верхнего блока и создания возможности осмотра и ремонта внутренней части сферической крышки, нижняя часть верхнего блока была выделена в отдельный узел — блок защитных труб.

Конструкция и геометрия кассеты остались прежними, как в ВВЭР-365.

Основные технические характеристики реактора ВВЭР-440 представлены в табл. 1.4.

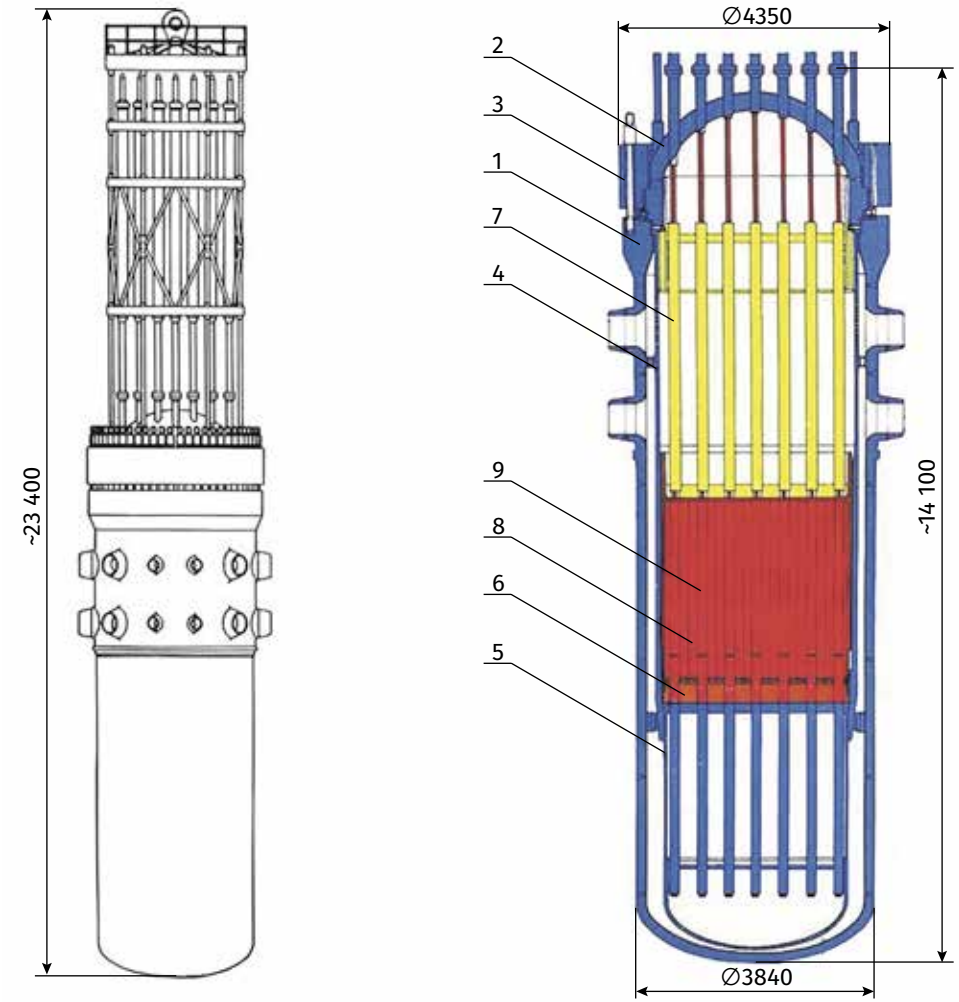


Рис. 1.12. Реактор ВВЭР-440.
1 – корпус реактора; 2 – крышка реактора; 3 – нажимной фланец; 4 – внутрикорпусная шахта; 5 – днище шахты; 6 – корзина активной зоны; 7 – блок защитных труб; 8 – кассеты реактора; 9 – рабочие органы СУЗ

Выполнены следующие улучшения:

- повышено давление первого контура с 10,5 до 12,0 МПа;
- были проведены изменения в конструкции ВКУ, исходя из опыта эксплуатации первых блоков постарались исключить сварные швы в наиболее напряженных участках корпуса реактора;
- разработано дополнительное уплотнение крышки и фланца корпуса реактора, чтобы обеспечить безопасную эксплуатацию в случае аварийного выхода из строя компенсатора давления. Впоследствии эта конструкция стала основным уплотнением главного разъема;

Таблица 1.4. Технические характеристики реактора ВВЭР-440

Мощность тепловая, МВт	1375
Давление номинальное на выходе из активной зоны, МПа	12,0
Температура теплоносителя в реакторе, °С	
– на входе в активную зону	268
– на выходе из активной зоны	301
Диаметр твэлов, мм	9,1
Число кассет в активной зоне, шт.	349
Шаг решетки, мм	12,2

- впервые разработали сферическую крышку реактора, так как создание плоской крышки на давление первого контура 14 МПа было крайне затруднительно;
- отказались от подачи подпиточной воды на охлаждение и уплотнение чехлов СУЗ, а наружное охлаждение чехлов механизмов СУЗ привело к увеличению высоты здания реакторного зала;
- в виде отдельного элемента конструкции появился блок защитных труб.

Новая компоновка верхнего блока позволила уменьшить его габариты, при этом отпала необходимость в биологической защите при его транспортировке во время перегрузки.

На базе реакторной установки ВВЭР-440 было разработано несколько проектов атомных электрических станций: В-179, В-230, В-270, В-213, В-213+, В-318. Как правило, проекты АЭС с ВВЭР-440 отличались техническими решениями в реализации технологических систем исходя из особенностей площадки размещения блоков АЭС и требований нормативной базы государства, в котором возводился энергоблок.

Проект В-179

Это первый 440-й в модельном ряду ВВЭР. Он является модернизацией предыдущей версии ВВЭР-365 и аналогичен ей по своим компоновочным решениям.

В январе 1966 г. ОКБ «ГИДРОПРЕСС» на основании технического задания выполнил технический проект реакторной установки ВВЭР-440 для типовых атомных электрических станций с двумя блоками по 400 МВт, а также было принято решение об использовании проекта ВВЭР-440 (В-179) только для блоков № 3, 4 Нововоронежской АЭС.

При разработке технического проекта РУ ВВЭР-440 (В-179) был использован накопленный опыт проектирования, изготовления, монтажа, наладки и эксплуатации ранее разработанных ОКБ «ГИДРОПРЕСС» реакторных установок ВВЭР-210, ВВЭР-365, эксплуатирующихся на площадке Нововоронежской АЭС.

При этом ряд проектных решений соответствовал рекомендациям доклада МАГАТЭ INSAG 5 для будущих АЭС, опубликованного только в 1992 г., главными из которых являются:

- реакторная установка ВВЭР-440 проекта В-179 имеет небольшую активную зону, мало подверженную ксеноновым колебаниям, что позволило исключить необходимость локального регулирования нейтронного потока; реактор устойчив и обладает мощными отрицательными обратными связями, что создает благоприятные условия работы в переходных режимах;
- реактор имеет высокую эффективность аварийной защиты, реализованную большим количеством органов регулирования системы управления и защиты (ОР СУЗ); эффективность механической системы регулирования достаточна для предотвращения выхода в повторную критичность в авариях с любым исходным событием, в том числе с учетом отказа одного наиболее эффективного ОР СУЗ;
- срабатывание аварийной защиты реактора основано на гравитационном принципе и не требует дополнительных источников энергии;
- энергонапряженность активной зоны достаточно низкая, что обеспечивает значительный запас до кризиса теплообмена на твэлах в любых переходных режимах;
- большой удельный объем теплоносителя первого и второго контуров на единицу тепловой мощности реактора дает возможность осуществлять пассивное охлаждение активной зоны реактора в течение длительного времени и снижает зависимость от ранних действий оператора.

В изначальный проект заложена максимальная проектная авария (МПА) с течью, эквивалентной разрыву трубопровода диаметром 32 мм в 1-м контуре. Для снижения давления в боксах агрегатов 1-го контура при тяжелой аварии используются спринклеры, а при критическом повышении — сброс за пределы ГО. Усилена система аварийного ввода бора (САВБ): на порядок увеличен объем бака аварийного запаса борного раствора (до 800 м^3); пятикратно возросла подача насосов САВБ (до 100 м^3/ч); более чем вдвое увеличена концентрация бора (до 10,4 г/кг). Две РУ размещены в общем реакторном зале. ГО и система аварийного останова относительно базовых проектов не изменилась.

Проектный срок эксплуатации энергоблоков № 3, 4 Нововоронежской АЭС вышел в 2001 и 2002 году. Реализованные в 1999–2002 гг. мероприятия позволили продлить срок эксплуатации блока № 3 до 2016 года

(блок остановлен 25 декабря). В частности, на реакторе блока № 3 впервые был осуществлен термический отжиг корпуса, позволивший восстановить физико-механические свойства стали, изменившиеся под воздействием радиации (так называемое радиационное охрупчивание).

В рамках продления срока эксплуатации энергоблока № 4 НВАЭС проведено дополнительно более 40 мероприятий. В масштабной повторной модернизации был использован ресурс энергоблока-донора № 3.

В результате серии модернизаций на оставшемся в работе В-179 (блок № 4 НВАЭС) системы нормальной эксплуатации и противоаварийные разделены; МПА доведена до уровня разрыва ГЦТ диаметром 100–500 мм: внедрены двухканальная САВБ и ГЕ-1, трехканальная САОЗ ВД и САОЗ НД; усовершенствована ГО.

После окончания всех работ, срок эксплуатации модернизированного энергоблока № 4 продлен еще на 15 лет, и составил суммарно 60 лет.

Проект В-230

Модернизированный реактор, проект которого также разработал ОКБ «ГИДРОПРЕСС», получил индекс В-230. Техническое задание на проект под названием «Техническое задание на реконструкцию крышки и внутрикорпусных устройств реактора ВВЭР-440 (вариант с 37 органами СУЗ)» выдал ИАЭ им. Курчатова.

Проведенный теплогидравлический расчет реактора показал, что внесенные в конструкцию изменения практически не повлияли на параметры охлаждения активной зоны.

Тем не менее, конструкторы решили продолжить совершенствование реакторной установки, чтобы исключить недостатки, выявленные при эксплуатации действующих реакторов ВВЭР.

Основные изменения заключались в следующем:

- введение борного регулирования для обеспечения необходимых коэффициентов неравномерности энерговыделения в активной зоне. В результате отпадает необходимость иметь 73 органа СУЗ, поэтому принято решение о переходе на 37 органов СУЗ (повлекло за собой значительный объем работ по обоснованию верхнего блока и ВКУ);
- в проектах Кольской станции и АЭС Козлодуй (Болгария) был использован экран вокруг активной зоны, который приваривался к шахте, а для всех остальных установок проекта В-230 экран как отдельный элемент был исключен, его роль взяла на себя утолщенная цилиндрическая часть шахты;
- в активной зоне находилось 349 кассет, из них 37 СУЗ, их конструкция осталась без изменений;
- в верхней части шахты реактора появился перфорированный щит;
- корпус остался прежним, изменились патрубки — добавлена наплавка для защиты разнородного стыка;

- для снижения вибрации шахты изменился механизм крепления корпуса реактора.

Первенцем с реактором ВВЭР-440 варианта В-230 стал энергоблок № 1 Кольской АЭС.

Решение о строительстве Кольской АЭС было принято Государственным производственным комитетом по энергетике и электрификации СССР в марте 1964 года.

Сооружение АЭС началось 18 мая 1969 года, когда в основание будущей станции был уложен первый кубометр бетона.

Существенно выросли требования к приемочному контролю поступающего оборудования и качеству его монтажа. Увеличился как объем и номенклатура контроля, так и качественные показатели используемого при этом приборного парка средств контроля.

В июне 1972 года реактор был установлен на штатное место.

25 июня 1973 года начался физический пуск реактора, энергоблок № 1 Кольской АЭС с реактором ВВЭР-440 (проект В-230) был выведен на минимально контролируемый уровень мощности.

25 декабря 1973 года энергоблок № 1 был выведен на проектную мощность. Последующие измерения теплогидравлических характеристик реактора показали, что он обеспечивает проектную мощность 1375 МВт (тепл).

Реакторы ВВЭР-440 варианта В-230 использовались в энергоблоках № 1 и 2 Кольской АЭС, № 1–4 АЭС «Козлодуй», № 1–5 АЭС «Грайфсвальд», № 1 и 2 АЭС «Богунице» (табл. 1.5).

Таблица 1.5. АЭС, построенные по проекту В-230

АЭС	Номер блока	Год ввода в эксплуатацию	Год вывода из эксплуатации
Кольская АЭС, Россия	1, 2	1973 1975	2033 — план 2034 — план
АЭС Козлодуй, Болгария (закрыты при присоединении к Евросоюзу, срок эксплуатации не продлялся)	1, 2, 3, 4	1974 1975 1981 1982	2002 2002 2006 2006
АЭС Грайфсвальд, Германия (ГДР) (закрыты при объединении Германии)	1, 2, 3, 4, 5	1974 1975 1978 1979	1990 1990 1990 1990
АЭС Богунице, Словакия (закрыты после присоединения к Евросоюзу)	1, 2	1980 1981	2006 2008

Реакторные установки проекта В-230 первоначально не имели гидроемкостей САОЗ, двух комплектов аварийных защит, поканального разделения систем безопасности и электропитания.

Системы безопасности в изначальном проекте В-230 в целом аналогичны РУ В-179. Впоследствии дополнительно усилена сейсмоустойчивость РУ, проведена модернизация противоаварийных систем, схожая с изменениями у В-179.

Проект В-213

Проект реакторной установки В-213 для АЭС «Ловииса» разработан на основе проектных решений серийной реакторной установки В-230 с изменениями, вытекающими из необходимости обеспечения требований безопасности АЭС, составленными финской стороной на основе требований проектов АЭС ведущих западных фирм, в первую очередь, американских и предусмотренных советско-финским контрактом. При разработке проекта АЭС «Ловииза» ОКБ «ГИДРОПРЕСС» выступало как главный конструктор реактора с оборудованием шахтного объема и парогенераторов. Генеральным проектантом АЭС «Ловииса» было Ленинградское отделение ВГПИ «ТЭП», научным руководителем проекта — ИАЭ им. И.В. Курчатова.

Проект В-213 обладает более продвинутыми системами безопасности (по сравнению с Проектом В-230). В нем предусмотрены меры на случай максимальной проектной аварии (МПА) с гильотинным разрывом ГЦТ сечением до 500 мм и двусторонним истечением теплоносителя или отрыва чехлов приводов АРК. Для этого реакторная установка была оснащена системой аварийного охлаждения АЗ (САОЗ), включающей трехканальные активные подсистемы высокого (САОЗ ВД) и низкого (САОЗ НД) давления, а также пассивную часть — четыре независимые гидроемкости первой ступени (ГЕ-1) с борированной водой с прямым доступом в реактор через новые врезки в корпусе.

Корпус реактора дополнился четырьмя патрубками Ду 250 системы аварийного охлаждения реактора и антикоррозийной наплавкой внутренней поверхности, а в зоне нижних патрубков введены отбойники для организации потока охлаждающей воды. Для шахтного объема разработана специальная ферма, рассчитанная на восприятие нагрузок от реактора при разрыве главного трубопровода, кольцевой бак с водой заменен на сухую бетонную защиту. Защитный колпак реактора рассчитан на увеличенное давление.

Таким образом уже начали формироваться основные очертания и идеология систем безопасности, применяемые в проектах АЭС с реакторами ВВЭР.

Реакторная установка проекта В-213 сохранила общие размеры активной зоны ВВЭР-210; конфигурацию решеток; число, форму и общее строение

кассет; принципы функционирования механических СУЗ; шестипетлевую компоновку, материалы и технологии изготовления основных элементов первого контура, принципиальное устройство ряда его основных агрегатов (ПГ, ГЦН). Однако В-213 имеет иные размерности топлива (диаметр твэла 9,1 мм, шаг решетки 12,2 мм), бóльшую производительность агрегатов, оптимизированный машзал (два турбогенератора). В отличие от первого ВВЭР, СУЗ В-213 состоит из 37 конструктивно однотипных кассет АРК, каждая из которых включает топливную секцию. Кроме того, в процессе функционирования в этом реакторе используется борное регулирование, которое было внедрено и на предшествующих конструкциях, начиная с 1969 года.

В 1970 году был принят техпроект РУ ВВЭР-440/В-213, подписан контракт на строительство АЭС «Ловииса» (Финляндия) с первыми ВВЭР-440/В-213.

В 1977 году введен в эксплуатацию блок № 1 АЭС «Ловииса» — первый из серии РУ ВВЭР-440/В-213.

Блоки № 1, 2 АЭС «Ловииса» — первый советский проект с контейнментом, разработанным компанией Westinghouse и рассчитанным на избыточное давление 0,17 МПа. Защитная цилиндрическая оболочка (контейнмент) с ледовым конденсатором состояла из двух частей: наружная часть — бетонная защита и внутренняя — стальная оболочка с анкеровкой к прочной фундаментной бетонной плите толщиной 1,3 м. В ледовом конденсаторе содержалось около 1000 т льда, предназначенного для охлаждения и конденсации пара при возникновении аварийной течи теплоносителя под оболочкой.

В остальных РУ серии В-213 применяется модернизированнное герметичное ограждение прежних ВВЭР: боксы для основных элементов 1-го контура, рассчитанные на избыточное давление (0,15 МПа) и его аварийное снижение с помощью барботажной конденсации в вакуум-барботажной и спринклерной системе.

На базе проекта В-213 построены энергоблоки в Финляндии, России, Венгрии, Украине, Чехии, Словакии, Германии, Польше (табл. 1.6).

Таблица 1.6. АЭС, построенные по проекту В-213

АЭС	Номер блока	Год ввода в эксплуатацию	Год вывода из эксплуатации
Кольская АЭС, Россия	3, 4	1985 1985	2036 – план 2039 – план
АЭС «Пакш», Венгрия	1, 2, 3, 4	1983 1984 1986 1987	До сих пор эксплуатируются, вырабатывают около 50% электроэнергии Венгрии

Окончание табл. 1.6

АЭС	Номер блока	Год ввода в эксплуатацию	Год вывода из эксплуатации
АЭС «Дукованы», Чехия	1, 2, 3, 4	1985 1986 1986 1987	Эксплуатируются, однако сотрудничество с РФ было прекращено в пользу американских, французских и южнокорейских компаний
Ровенская АЭС, Украина	1, 2	1981 1982	2030 – план 2031 – план
АЭС «Грайфсвальд», Германия (ГДР)	5, 6, 7, 8	1989 — — —	1 энергоблок был достроен, в 1989 году был остановлен при объединении Германии
АЭС «Ловииса», Финляндия	1, 2	1977 1981	2027 – план 2030 – план
АЭС «Моховце», Словакия	1, 2	1998 2000	2058 – план 2060 – план
АЭС «Богунице», Словакия	3, 4	1985	2034 – план 2035 – план
АЭС «Жарновец», Польша	1, 2, 3, 4	—	Начало строительства 1983 год, строительство остановлено в 1990 году

Проект В-270

За его основу был принят реактор В-230 с учетом ряда решений, реализованных в проекте реактора В-213.

В 1972 году был разработан техпроект ВВЭР-440/В-270 для Армянской АЭС (ныне «Мецамор») — первой в СССР атомной станции в районе высокой сейсмической опасности.

Принятое 8-балльное сейсмическое исполнение Армянской АЭС обусловило ряд особенностей проекта, например отсутствие кольцевого водяного бака, являющегося частью защиты от проникающего излучения. Основное оборудование первого контура и трубопроводы раскреплялись гидроамортизаторами и опирались на шаровые опоры. В мероприятиях по усилению сейсмостойкости Армянской АЭС следует также отметить усиление строительных конструкций, использование специального сейсмостойкого оборудования и т.д.

Для обеспечения безопасности реактора на АЭС установлена инженерно-сейсмическая станция и введена дополнительная защита реактора АЗ-1 по сейсмической активности. Конструкция внутрикорпусных устройств принята аналогичной проекту В-213, что позволило реализовать в проекте Армянской АЭС систему аварийного охлаждения активной зоны при крупных разрывах трубопроводов 1-го контура.

Введены в эксплуатацию два блока в 1977 и 1980 гг.

В 1988 году в Армении произошло землетрясение силой выше 7 баллов (MSK-64). После него правительством страны было принято решение остановить энергоблоки, несмотря на сохранение ими работоспособности.

Первый энергоблок был закрыт в 1989 году. Однако экономико-энергетическая ситуация в Армении была тяжелой, и в 1995 году второй энергоблок был восстановлен и запущен снова. Несмотря на настаивание Евросоюза на закрытии АЭС, была проведена модернизация и продление сроков эксплуатации до 2026 года. В 2023 г. заключено соглашение с РФ о продлении срока эксплуатации до 2036 г.

В ходе расконсервации и проведения восстановительных работ было также осуществлено дополнительное повышение сейсмостойкости Армянской АЭС. После перезапуска энергоблока, исходя из имеющихся дефицитов безопасности, мощность энергоблока № 2 с реактором В-270 ограничена до 92% номинальной.

Проект В-213+

В-213+ — это модернизированная версия В-213 для 3 и 4 энергоблоков АЭС «Моховце» (Словакия). Строительство первых двух энергоблоков В-213 началось в 1983 году, а в 1993 г. было приостановлено (распад СССР – 1991 год), в 1996 году — возобновлено. Вторые два энергоблока (В-213+) начали возводить в 1987 году. В 1993 году их строительство было остановлено и возобновилось лишь в 2009 году.

В целом проект В-213+ включает доработки и модернизацию технологических систем и проектных решений, производившихся в проекте В-213.

Проект В-318

Особенность проекта для АЭС «Хурагуа» (Куба) заключалась в тропическом и сейсмостойком исполнении реакторной установки с учетом частоты переменного тока в энергосистеме 60 Гц, климатических условий с высокой агрессивностью среды и высокой температурой охлаждающей воды.

Технический проект разрабатывался с максимальным использованием оборудования, принятого для унифицированных АЭС с реактором ВВЭР-440 (В-213). Основные изменения конструкции были направлены на повышение сейсмостойкости. Кроме того, проект предусматривал определенную защиту реактора от возможного падения самолета (гермооболочку). В связи с этим изменена компоновка оборудования и систем и соответственно трас-

сировка трубопроводов первого контура. Корпус реактора был выполнен с увеличенной обечайкой, к основному металлу корпуса реактора и к металлу сварных швов предъявлены повышенные требования по содержанию вредных примесей. Эти мероприятия позволяли улучшить характеристики металла, влияющие на радиационный ресурс корпуса.

Строительство первого энергоблока началось в октябре 1983 года. К 1986 году была закончена разработка технической документации, в следующем году была выпущена пуско-наладочная и эксплуатационная документации.

К январю 1992 года строительство машзала и защитной оболочки было завершено, на промплощадку доставлены корпус реактора, основное оборудование и трубопроводы. Однако в 1992 году решением правительства Кубы строительство АЭС было прекращено.

В целом можно сказать, что проекты В-213 и В-318 уже приобрели некоторые признаки реакторов Поколения III.

Поколение III

Третье поколение технологии ВВЭР составляют реакторы ВВЭР-1000.

Для ВВЭР-1000 также была принята двухконтурная тепловая схема реактора. Выходя из реактора, теплоноситель первого контура (вода) проходит по циркуляционным петлям к парогенераторам, где через теплоообменные трубки отдает тепло воде второго контура. Во втором контуре в парогенераторах образуется насыщенный пар. Тепловая мощность реактора составила 3000 МВт, количество циркуляционных петель — 4. Каждая петля состоит из главного циркуляционного насоса и парогенератора.

У разработчиков уже сформировались очертания концептуальных подходов к проектированию систем безопасности.

В реакторах ВВЭР-1000 можно выделить следующие ключевые системы безопасности.

- **Система аварийного охлаждения активной зоны высокого давления (САОЗ ВД)** используется для подачи высококонцентрированного раствора борной кислоты в первый контур в случае нарушений нормальных условий эксплуатации и при аварийных ситуациях.
- **Система аварийного охлаждения активной зоны низкого давления (САОЗ НД)** предназначена для аварийного расхолаживания и последующего отвода остаточного тепла от активной зоны в течение продолжительного времени при возникновении аварии с разуплотнением первого контура, а также для отвода остаточных тепловыделений во время топливных перегрузок и при проведении ремонтных работ.
- **Система аварийного ввода бора (САВБ)** предназначена для:
  - впрыска раствора борной кислоты в КД при авариях с течью из первого контура во второй, для быстрого снижения давления в первом контуре;

  - подачи в первый контур раствора борной кислоты совместно с системой быстрого ввода бора (СБВБ) для перевода реакторной установки в подкритическое состояние в режимах с отказом срабатывания аварийной защиты реактора;
  - используется для поддержания реактора в подкритическом состоянии в условиях расхолаживания.
- **Система защиты первого контура от превышения давления** включает в себя три независимых импульсно-предохранительных устройства, установленных параллельно.
- **Система быстрого ввода бора** состоит из четырех каналов (по числу петель первого контура) и предназначена для ввода в теплоноситель первого контура концентрированного раствора бора в режиме отказа аварийной защиты реактора. Является специальной пассивной системой для управления запроектными авариями.
- **Система пассивного залива активной зоны первой ступени (ГЕ-1)** обеспечивает залив тепловыделяющих сборок раствором борной кислоты при авариях вплоть до полного разрыва ГЦТ и совпадения этого события с потерей всех источников переменного тока на непродолжительное время.
- **Система пассивного залива активной зоны (ГЕ-2)** рассчитана на запроектную аварию с разрывом главного циркуляционного трубопровода и одновременным отказом дизельных генераторов и должна обеспечивать длительную подачу борного раствора для охлаждения активной зоны (система состоит из четырех групп, в каждой группе две емкости по 120 м³).
- **Система аварийной подачи питательной воды** ориентирована на аварийные ситуации, связанные с обесточиванием энергоблока и нарушением нормальной подачи питательной воды в ПГ.
- **Система аварийного расхолаживания ПГ** предназначена для расхолаживания ПГ по замкнутому циклу: отбор пароводяной смеси из ПГ => возврат конденсата пара обратно в ПГ.
- **Система пассивного отвода тепла (СПОТ)** вступает в действие при запроектных авариях с полным обесточиванием АЭС и потерей надежного электропитания от дизельных генераторов.
- **Система защиты второго контура от превышения давления** включает в себя паросбросные устройства и предохранительные клапаны, срабатывающие в случае чрезмерного повышения давления в некоторых аварийных режимах и в режимах с непредусмотренным снижением нагрузки турбогенератора.
- **Спринклерная система** предназначена для снижения давления в герметичной оболочке в случаях аварий с разрывом трубопроводов первого или второго контуров.

- **Система пассивного удаления водорода.** В данном случае используются так называемые рекомбинаторы водорода, которые снижают концентрацию водорода в герметичной оболочке до приемлемых уровней с целью исключения образования гремучей смеси. Принцип работы основан на пассивном действии, за счет химического взаимодействия гремучих газов с элементами рекомбинаторов.
- **Система аварийного газоудаления** предназначена для удаления парогазовой смеси из первого контура реакторной установки (реактора, компенсатора давления, коллекторов парогенераторов) в аварийных ситуациях.
- **Устройство локализации расплава (ловушка расплава)** – система удержания и охлаждения расплава активной зоны при запроектных авариях.

Каждый проект АЭС на основе ВВЭР-1000 включает в себя вышеупомянутые системы безопасности в той или иной комбинации, при этом в дальнейших поколениях ВВЭР (Поколение III повышенной безопасности и Поколение III+) баланс применения пассивных и активных систем безопасности смещается в сторону пассивных.

Проект В-187

В 1969 году принято техническое задание на разработку РУ ВВЭР-1000. Головным проектом стал В-187, разместить его решили на площадке Нововоронежской АЭС. Ввод его в промышленную эксплуатацию состоялся в 1981 году.

Новая РУ отличалась от ВВЭР-440 повышенной более чем в два раза мощностью. Впервые были принципиально изменены размеры, пропорции и структура активной зоны. Ее диаметр был увеличен с 288 до 312 см, а высота — с 250 до 353 см.

Наряду с этим на 1/3 возросла энергонапряженность (до 111 кВт/л). Одним из важнейших решений, обеспечивших рост мощности активной зоны без пропорционального увеличения реактора, стало изменение конструкции СУЗ.

Вместо выведения из активной зоны части топлива с его замещением на поглощающие секции кассет АРК, стали применяться сборки стержней СУЗ, вводимые в каналы неподвижных ТВС (всего приводов СУЗ — 109 шт.). Отпала необходимость резервирования не занятого топливом пространства под АЗ для сброса кассет АРК, и это позволило использовать сэкономленный объем для размещения дополнительного топлива. Таким образом, при неизменной высоте корпуса реактора удалось нарастить высоту АЗ на ~40%.

Для увеличения мощности был почти исчерпан резерв роста габаритов корпуса реактора при сохранении его транспортабельности по железной дороге: внутренний диаметр расширился с 3560 до 4070 мм, а толщина стенки в цилиндрической части увеличилась с 14 до 19 см.

Существенно изменилась и структура активной зоны. Диаметр твэлов остался прежним (9,1 мм), но шаг решетки увеличился до 12,75 мм, что облегчило циркуляцию теплоносителя, интенсивность которой возросла. Вместо 349 кассет новая АЗ содержала 151 чехловую ТВС значительно большего сечения (317 твэлов в кассете вместо 126 у ВВЭР-440).

В результате этих преобразований загрузка урана в мало изменившийся по размерам реактор возросла более чем в ~1,5 раза (до ~66 тонн в металлическом эквиваленте).

Получить при этом двукратный прирост мощности блока удалось за счет наращивания параметров реактора, оптимизации теплосъема, увеличения эффективности второго контура (давление пара возросло более чем на 1/3) и роста КПД на два процентных пункта (до ~32% нетто). Основные технические характеристики РУ ВВЭР-1000 (проект В-187) представлены в табл. 1.7.

Таблица 1.7. Технические характеристики РУ ВВЭР-1000 (проект В-187)

Мощность тепловая, МВт	3000
Давление номинальное на выходе из активной зоны, МПа	15,7
Расход теплоносителя через реактор (при работе четырех ГЦН), $м^3/ч$	84 800
Температура теплоносителя в реакторе, °С	
– на входе в активную зону	288
– на выходе из активной зоны	322
Диаметр твэлов, мм	9,1
Число ТВС в активной зоне, шт.	151
Тип ТВС	Чехловой
Количество приводов СУЗ в реакторе, шт.	109
Тип привода СУЗ	ЛШП*

* ЛШП — линейный шаговый привод.

Номинальный внутренний диаметр ГЦТ увеличился с 500 до 850 мм, при этом вместо цельнокованых труб из аустенитной нержавеющей стали (на ВВЭР-440) начали применяться трубы из низколегированной перлитной стали с внутренней антикоррозионной плакировкой из «нержавейки». Увеличились размеры ПГ: их внутренний диаметр достиг четырех метров по сравнению с 3,2 метра у ВВЭР-440. Бессальниковые ГЦН ранних ВВЭР в новой РУ заменили на более производительные (втрое) с отдельными электромоторами и уплотнением вала.

Сократилось число петель с шести до четырех, несмотря на значительное увеличение расхода теплоносителя.

Впервые в качестве базового, стандартного решения для всех энергоблоков (как и в поздних ВВЭР-440) предусматривался контейнмент полного давления (герметичная оболочка), закрывающий всю реакторную установку, ГЦН, парогенераторы.

Применялся 3-канальный принцип построения активных систем безопасности, 4-канальный принцип пассивных систем безопасности.

Проект рассчитан на аварии с повреждениями первого контура и включает САОЗ с 3-канальными активными подсистемами высокого и низкого давления, 4-канальную подсистему пассивного залива активной зоны первого уровня (ГЕ САОЗ).

Следует также отметить, что пилотный энергоблок с реактором В-187 — единственный водо-водяной тысячник, на котором используются две турбины электрической мощностью по 500 МВт каждая, тогда как в дальнейшем на всех ВВЭР-1000 применялось решение с одной турбиной.

Также предусматриваются система аварийного ввода бора (САВБ, поддерживающая реактор в подкритическом состоянии после останова), устройства сброса давления из первого и второго контуров, система аварийной питательной воды (АПЭН, помогающая отводить остаточное тепловыделение через второй контур при аварии), спринклерная система (снижающая давление под защитной оболочкой) и ряд других.

Состав систем безопасности и их конфигурация РУ ВВЭР-1000 (проект В-187) представлены в табл. 1.8.

Таблица 1.8. Системы безопасности РУ ВВЭР-1000 (проект В-187)

Наименование системы	Конфигурация
САОЗ высокого давления	3×100%
САОЗ низкого давления	3×100%
Система аварийного ввода бора	+
Импульсно-предохранительные устройства компенсатора давления	3
Система быстрого ввода бора	—
Гидроемкости первой ступени	4×33%
Гидроемкости второй ступени	—
Аварийный запас борного раствора высокой концентрации в САОЗ (40 г/кг)	1×150 м^3
Аварийный запас борного раствора низкой концентрации в САОЗ (16 г/кг)	3×585 м^3

Окончание табл. 1.8

Наименование системы	Конфигурация
Система аварийной питательной воды*	3×100%
Объем воды в баках аварийной питательной воды*	3×500 м^3
Система аварийного расхолаживания ПГ	—
Система пассивного отвода тепла	—
Импульсно-предохранительные устройства ПГ	2×4
Обратные клапана на паропроводах	+
Спринклерная система	3×100%
Герметичная оболочка	одинарная
Пассивная система удаления водорода (рекомбинаторы водорода)*	+
Система удержания и охлаждения расплава активной зоны (ловушка расплава)	—
ГЦН	ГЦН-195, односкоростной

* Система аварийной питательной воды и система удаления водорода (рекомбинаторы) изначально в проекте отсутствовали и были установлены на блоке в ходе модернизации.

Проект В-302, В-338 «малая серия»

Конструкционные решения, примененные в проекте В-187, легли в основу так называемой «малой серии», к которой относятся проекты В-302 (Южно-Украинская АЭС, блок 1) и В-338 (Южно-Украинская АЭС блок 2 и Калининская АЭС блок 1, 2).

Основные отличия «малой серии» от головного реактора: переход к применению бесчехловых ТВС, заметное уменьшение количества приводов СУЗ (с 109 до 49 на первом блоке Южно-Украинской АЭС и до 61 на остальных блоках серии), замена выгородки из пластин внутри шахты реактора выгородкой из цельнокованых колец.

Изначально в техническом задании на модернизированную реакторную установку типа ВВЭР-1000 было намечено применение 49 приводов СУЗ (с учетом увеличения числа поглощающих элементов с 12 до 18 по сравнению с проектом В-187). Однако уточненные расчеты специалистов Курчатовского института показали, что для достижения оптимальной эффективности функционирования СУЗ необходимо увеличение количества приводов до 61.

К этому моменту уже имелся значительный задел по изготовлению крупных узлов реактора (крышка верхнего блока, блок защитных труб, днище шахты). В результате, после получения дополнительных обоснований от специалистов Курчатовского института о возможности безопасного

функционирования блока с реактором типа ВВЭР-1000 с 49 приводами СУЗ, руководством отрасли было принято решение о сооружении единственного энергоблока с реактором проекта В-302, тогда как все остальные серийные блоки имели уже по 61 приводу. Основные технические характеристики РУ ВВЭР-1000 (проект В-302, В-338) представлены в табл. 1.9.

Таблица 1.9. Технические характеристики РУ ВВЭР-1000 (проект В-302, В-338)

Параметр	Проект	
	В-302	В-338
Мощность тепловая, МВт	3000	3000
Расход теплоносителя через реактор (при работе четырех ГЦН), м³/ч	88 000	88 000
Давление номинальное на выходе из активной зоны, МПа	15,7	15,7
Температура теплоносителя в реакторе, °С		
– на входе в активную зону	291	291
– на выходе из активной зоны	321	321
Диаметр твэлов, мм	9,1	9,1
Число ТВС в активной зоне, шт.	163	163
Тип ТВС	бесчехловой	бесчехловой
Количество приводов СУЗ в реакторе, шт.	49	61
Тип привода СУЗ	ШЭМ*	ШЭМ*

*ШЭМ — шаговый электромагнитный.

Состав систем безопасности и их конфигурация для РУ ВВЭР-1000 (проект В-302, В-338) представлены в табл. 1.10. Стоит отметить, что в данных блоках имеются отличия по объемам аварийного запаса борного раствора высокой и низкой концентрации, это связано в первую очередь с разным количеством ОР СУЗ.

Строительство энергоблока № 1 Южно-Украинской АЭС с реакторной установкой В-302 началось 1 марта 1977 года. 31 декабря 1982 года блок был подключен к сети, и 18 октября 1983 года принят в эксплуатацию.

Строительство энергоблока № 2 Южно-Украинской АЭС с реакторной установкой В-338 началось 1979 года, в 1985 году блок был подключен к сети.

Строительство энергоблока № 1 Калининской АЭС с реакторной установкой В-338 началось 1977 года, в 1984 году блок был подключен к сети.

Таблица 1.10. Системы безопасности РУ ВВЭР-1000 (проекты В-302, В-338)

Наименование системы	Проект	
	В-302	В-338
САОЗ высокого давления	3×100%	3×100%
САОЗ низкого давления	3×100%	3×100%
Система аварийного ввода бора	+	+
Импульсно-предохранительные устройства компенсатора давления	3	3
Система быстрого ввода бора	—	—
Гидроемкости первой ступени	4×33%	4×33%
Гидроемкости второй ступени	—	—
Аварийный запас борного раствора высокой концентрации в САОЗ (40 г/кг)	1×150 м^3	1×150 м^3
Аварийный запас борного раствора низкой концентрации в САОЗ (16 г/кг)	3×585 м^3	3×750 м^3
Система аварийной питательной воды	3×100%	3×100%
Объем воды в баках аварийной питательной воды	3×500 м^3	3×500 м^3
Система аварийного расхолаживания ПГ	—	—
Система пассивного отвода тепла	—	—
Импульсно-предохранительные устройства ПГ	2×4	2×4
Обратные клапаны на паропроводах	+	+
Спринклерная система	3×100%	3×100%
Герметичная оболочка	одинарная	одинарная
Пассивная система удаления водорода (рекомбинаторы водорода)	+*	+*
Система удержания и охлаждения расплава активной зоны (ловушка расплава)	—	—
ГЦН	ГЦН-195М, односкоростной	ГЦН-195М, односкоростной

* Система удаления водорода (рекомбинаторы) изначально в проекте отсутствовала и была установлена после модернизации.

В энергоблоках проекта В-302, В-338 «Малая серия» стала применяться одна турбина на 1000 МВт вместо двух мощностью по 500 МВт.

Проект В-320 «Большая серия»

В 1980 году был утвержден технический проект нового серийного ВВЭР-1000/В-320, который затем внедрялся на многих АЭС в России, Украине, Чехии, и стал основой для дальнейшей модернизации технологии российских легководных реакторных установок.

По сравнению с головным блоком (В-187) в 320-й проект были внесены следующие изменения:

- снизилось количество органов СУЗ со 109 до 61, а количество ПЭЛ в каждом кластере увеличено с 12 до 18;
- перешли от линейного шагового привода к шаговым электромагнитным приводам. Эти изменения упростили механизмы СУЗ и конструкцию верхнего блока (число проходок в крышке реактора сократилось);
- количество ТВС достигло 163 вместо 151, они стали бесчехловыми;
- скорректировали шаг решетки ТВС с 241 до 236 мм;
- число твэлов в кассете стало 312 взамен 317;
- энергонапряженность возросла до 115 кВт на литр;
- ГЦН-195М, новый насосный агрегат с усовершенствованным уплотнением вала;
- отказались от главных запорных задвижек (ГЗЗ), что упростило конструкцию, уменьшило гидравлическое сопротивление, сократило количество сварных швов на главном циркуляционном трубопроводе;
- внедрена мокрая перегрузка топлива, не нужны специальные защитные контейнеры, дешевле контейнмент, выше радиационная безопасность;
- перешли от двух турбин мощностью 500 МВт каждая к одной на 1000 МВт в связи с появлением мощных турбин в традиционной энергетике.

Проектный срок службы основного оборудования РУ 30–40 лет. Выгорание — 40–48 МВт×сут/кг U. КПД нетто примерно 32%. КИУМ реакторов этого типа в среднем примерно 80%.

Разрез и общий вид реактора ВВЭР-1000 представлен на рис. 1.13, схема оборудования первого контура представлена на рис. 1.14.

К «большой серии» проекта В-320 относятся:

- Балаковская АЭС, блоки 1–4 (Россия);
- Ростовская АЭС, блоки 1–4 (Россия);
- Запорожская АЭС, блоки 1–6 (Россия);
- Калининская АЭС, блоки 3, 4 (Россия);

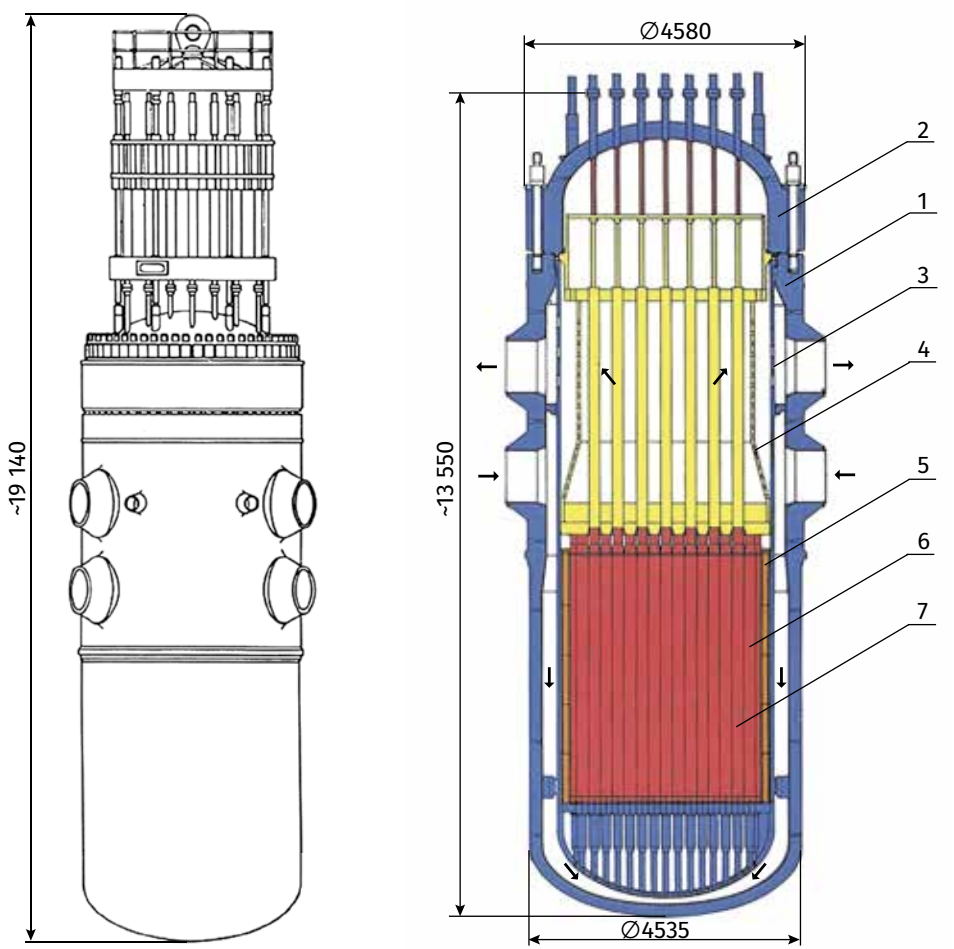


Рис. 1.13. Реактор ВВЭР-1000.
1 – корпус реактора; 2 – крышка реактора; 3 – внутрикорпусная шахта; 4 – блок защитных труб; 5 – выгородка активной зоны; 6 – кассеты реактора; 7 – рабочие органы СУЗ

- Хмельницкая АЭС, блоки 1, 2 (Украина);
- Ровенская АЭС, блоки 3, 4 (Украина);
- Южно-Украинская АЭС, блок 3 (Украина);
- АЭС «Темелин», блоки 1, 2 (Чехия);
- АЭС «Козлодуй», блоки 5, 6 (Болгария).

Всего 25 энергоблоков.

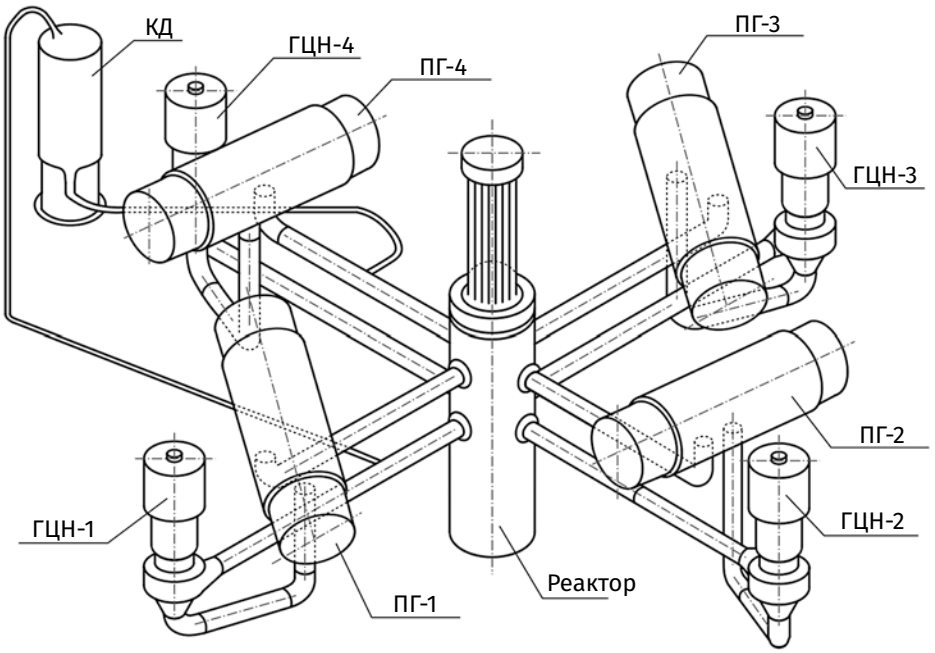


Рис. 1.14. Схема оборудования первого контура ВВЭР-1000.
ГЦН – главный циркуляционный насос; ПГ – парогенератор; КД – компенсатор давления (объема)

Работы прекращены над следующими энергоблоками проекта В-320 на различных стадиях возведения (от разработки проектной документации до строительства):

- Балаковская АЭС, блоки 5, 6 (Россия);
- Башкирская АЭС, блоки 1–4 (Россия);
- Татарская АЭС, блоки 1–4 (Россия);
- Крымская АЭС, блоки 1–4 (Россия);
- Хмельницкая АЭС, блоки 3, 4 (Украина);
- Южно-Украинская АЭС, блок 4 (Украина);
- Краснодарская АЭС, блок 1 (Россия);
- Чигиринская АЭС, блоки 1–4 (Украина);
- Азербайджанская АЭС, блок 1 (Азербайджан);
- Грузинская АЭС, блок 1 (Грузия);
- АЭС Штендаль, блоки 1–4 (Германия).

Всего 28 энергоблоков.

Основные технические характеристики РУ ВВЭР-1000 (проект В-320) представлены в табл. 1.11.

Таблица 1.11. Технические характеристики РУ ВВЭР-1000 (проект В-320)

Мощность тепловая, МВт	3000
Расход теплоносителя через реактор (при работе четырех ГЦН), $м^3/ч$	88 000
Давление номинальное на выходе из активной зоны, МПа	15,7
Температура теплоносителя в реакторе, °С	
– на входе в активную зону	291
– на выходе из активной зоны	321
Диаметр твэлов, мм	9,1
Число ТВС в активной зоне, шт.	163
Тип ТВС	Бесчехловой
Количество приводов СУЗ в реакторе, шт.	61
Тип привода СУЗ	ШЭМ*

* ШЭМ — шаговый электромагнитный.

Состав систем безопасности РУ ВВЭР-1000 (проект В-320) и их конфигурация представлены в табл. 1.12.

Таблица 1.12. Системы безопасности РУ ВВЭР-1000 (проект В-320)

Наименование системы	Конфигурация
САОЗ высокого давления	3×100%
САОЗ низкого давления	3×100%
Система аварийного ввода бора	+
Импульсно-предохранительные устройства компенсатора давления	3
Система быстрого ввода бора	—
Гидроемкости первой ступени	4×33%
Гидроемкости второй ступени	—

Окончание табл. 1.12

Наименование системы	Конфигурация
Аварийный запас борного раствора высокой концентрации в САОЗ (40 г/кг)	3×15 м³
Аварийный запас борного раствора низкой концентрации в САОЗ (16 г/кг)	1×630 м³
Система аварийной питательной воды	3×100%
Объем воды в баках аварийной питательной воды	3×500 м³
Система аварийного расхолаживания ПГ	—
Система пассивного отвода тепла	—
Импульсно-предохранительные устройства ПГ	2×4
Обратные клапаны на паропроводах	+
Спринклерная система	3×100%
Герметичная оболочка	Одинарная
Пассивная система удаления водорода (рекомбинаторы водорода)	+
Система удержания и охлаждения расплава активной зоны (ловушка расплава)	—
ГЦН	ГЦН-195М, односкоростной

На базе проекта В-320 в 1984 году был разработан проект В-341 реактора ВВЭР-1000, предназначенный для энергоблока № 3 АЭС «Ловииса», однако строительство его не началось.

Последующее развитие технологии ВВЭР осуществлялось под влиянием нескольких событий, которые существенным образом сказались на развитии всей ядерной энергетики. Это три крупнейшие аварии на АЭС: «Три-Майл-Айленд-2» в США в 1979 году; на Чернобыльской АЭС в 1986 году и на АЭС «Фукусима-1» в 2011 году.

Поколение III. Проекты повышенной безопасности

Проект В-392. Во второй половине 1980-х годов, по итогам всестороннего анализа аварий, произошедших в гражданской ядерной энергетике (на АЭС «Три-Майл-Айленд» в США и на Чернобыльской АЭС в СССР), перед коллективом проектантов была поставлена задача по разработке про-

екта АЭС с реактором ВВЭР-1000 нового поколения, отвечающего повышенным требованиям безопасности. В частности, в этом проекте должны были быть минимизированы риски аварий с разрушением активной зоны. Эта реакторная установка была лицензирована в 1998 году ГАН России для строительства на Нововоронежской АЭС-2.

Проект не был реализован, но он дал толчок для создания других модификаций РУ, нашедших свое применение на практике.

Основные технические характеристики РУ ВВЭР-1000 (проект В-392) представлены в табл. 1.13.

Таблица 1.13. Технические характеристики РУ ВВЭР-1000 (проект В-392)

Мощность тепловая, МВт	3000
Расход теплоносителя через реактор (при работе четырех ГЦН), м³/ч	86 000
Давление номинальное на выходе из активной зоны, МПа	15,7
Температура теплоносителя в реакторе, °С	
– на входе в активную зону	291
– на выходе из активной зоны	321
Диаметр твэлов, мм	9,1
Число ТВС в активной зоне, шт.	163
Тип ТВС	Усовершенствованный бесчехловой
Количество приводов СУЗ в реакторе, шт.	85-121
Тип привода СУЗ	ШЭМ-3*

* ШЭМ – шаговый электромагнитный.

Новый проект, получивший обозначение В-392, в целом базировался на технических решениях и модернизированном оборудовании хорошо зарекомендовавшего себя в процессе эксплуатации проекта В-320. Что касается безопасности, то в В-392 применяется комбинация пассивных и активных систем с независимыми каналами разных принципов действия.

К новым пассивным системам безопасности проекта В-392, не применявшимся ранее на реакторных установках типа ВВЭР, относятся система быстрого ввода бора, система отвода остаточных тепловыделений, дополнительная система пассивного залива активной зоны.

Кроме того, в проекте В-392 применены усовершенствованные активные системы безопасности и концепция «течь перед разрывом» для трубопроводов первого контура, что дает возможность принять своевременные меры для предотвращения аварии. Состав систем безопасности и их конфигурация для РУ ВВЭР-1000 (проект В-392) представлены в табл. 1.14.

Эффективность аварийной защиты повышена, в частности за счет увеличения количества органов регулирования СУЗ (121 против 61 в В-320), что позволяет в случае необходимости поддерживать реактор в подкритическом режиме при расхолаживании до 100 °С без ввода борного раствора.

Таблица 1.14. Системы безопасности РУ ВВЭР-1000 (проект В-392)

Наименование системы	Конфигурация
САОЗ высокого давления	—
САОЗ низкого давления	—
САОЗ высокого-низкого давления (совмещенная четырехканальная система высокого и низкого давления с насосами-эжекторами)	4×100%
Система аварийного ввода бора	—
Импульсно-предохранительные устройства компенсатора давления	3
Система быстрого ввода бора	4×25%
Гидроемкости первой ступени	4×33%
Гидроемкости второй ступени	4×25%
Аварийный запас борного раствора высокой концентрации в САОЗ (40 г/кг)	—
Аварийный запас борного раствора низкой концентрации в САОЗ (16 г/кг)	1×500 м^3
Система аварийной питательной воды	—
Объем воды в баках аварийной питательной воды	—
Система аварийного расхолаживания ПГ	4×100%
Система пассивного отвода тепла	4×33%
Импульсно-предохранительные устройства ПГ	2×4
Обратные клапаны на паропроводах	—

Окончание табл. 1.14

Наименование системы	Конфигурация
Спринклерная система	Совмещена с САОЗ НД
Герметичная оболочка	Двойная
Пассивная система удаления водорода (рекомбинаторы водорода)	+
Система удержания и охлаждения расплава активной зоны (ловушка расплава)	—
ГЦН	ГЦН-1391, двухскоростной

В проекте В-392 предусмотрен двойной контейнмент. Внешняя оболочка выполнена из монолитного железобетона и защищает внутреннюю от внешних воздействий (ураганов, смерчей, воздушной ударной волны, падения самолета и т.п.). Внутренняя оболочка состоит из предварительно напряженного железобетона со стальной герметизирующей облицовкой. Между внутренней и внешней оболочками осуществляется отсос воздуха с очисткой на фильтрах для создания разряженной атмосферы.

Интересный факт: в чистом виде проект В-392 так нигде и не был реализован. Однако заложенные в него решения легли в основу таких зарубежных проектов ГК «Росатом», как АЭС «Куданкулам» (В-412), АЭС «Бушер» (В-446).

Проект В-446. АЭС «Бушер»

Строительство АЭС юго-восточнее города Бушер (Иран) было начато в 1975 году западногерманским концерном Kraftwerk Union, подразделением Siemens. В 1980 году правительство ФРГ присоединилось к санкциям США, введенным против Ирана, и строительство было прекращено. 24 августа 1992 года правительства России и Ирана подписали соглашение о сотрудничестве в сфере мирного использования атомной энергии. 25 августа 1992 года было заключено соглашение о продолжении строительства АЭС в Бушере.

Основной технической трудностью являлось совмещение устаревшего оборудования, установленного еще немецкой компанией, с российскими реакторами. Однако специалисты успешно справились с этой задачей — в новый проект было интегрировано 12 тыс. тонн немецкого оборудования.

Иранский проект В-446 отличается от В-392 компоновкой петель главного циркуляционного контура, что связано с требованием заказчика о необходимости сохранения строительных конструкций, ранее сооруженных

на площадке германской фирмой KWU. Основные технические характеристики РУ ВВЭР-1000 (проект В-446) представлены в табл. 1.15.

Таблица 1.15. Технические характеристики РУ ВВЭР-1000 (проект В-446)

Мощность тепловая, МВт	3000
Расход теплоносителя через реактор (при работе четырех ГЦН), м³/ч	86 000
Давление номинальное на выходе из активной зоны, МПа	15,7
Температура теплоносителя в реакторе, °С	
– на входе в активную зону	291
– на выходе из активной зоны	321
Диаметр твэлов, мм	9,1
Число ТВС в активной зоне, шт.	163
Тип ТВС	Усовершенствованный бесчехловой
Тип привода СУЗ	ШЭМ-3*

* ШЭМ — шаговый электромагнитный.

3 сентября 2011 года в 23:29 АЭС «Бушер» была подключена к национальной энергосистеме Ирана. Энергетический пуск АЭС «Бушер» состоялся 12 сентября.

11 ноября 2014 года Россия и Иран подписали соглашение о постройке энергоблоков № 2, 3 на условиях «под ключ» (проект В-528).

Проект В-466Б. АЭС «Белене»

Проект РУ В-466Б предназначался для болгарской АЭС «Белене». Работы над ним были начаты в 2007 году.

В настоящее время разработана документация на изготовление основного оборудования РУ и промежуточный доклад по безопасности.

Основой технического задания на В-466Б послужили требования, практически полностью соответствующие требованиям EUR. По применяемым техническим решениям проект В-466Б ближе всего к В-392 (В-412), который можно считать для него референтным.

Но в нем в более полном объеме учитываются требования, повышающие его экономическую эффективность, в том числе по повышению сроков службы основного оборудования.

Принципиальная компоновка и расположение реактора в бетонной шахте в В-466Б сохранены без изменений по сравнению с В-392 (В-412). В то же время конструкция реактора была модифицирована с целью обеспечить увеличение срока службы.

Так, был увеличен диаметр корпуса, начиная с зоны патрубков и ниже — с 4150 до 4195 мм. Это позволило ограничить флюенс потоков нейтронов. При таких условиях становится достижимым 60-летний ресурс работы корпуса.

Для АЭС «Белене» предлагался усовершенствованный привод СУЗ ШЭМ-3 с улучшенными динамическими характеристиками и повышенной надежностью, срок службы механической части которого увеличен с 20 до 40 лет.

Основные технические характеристики РУ ВВЭР-1000 (проект В-466Б) представлены в табл. 1.16.

Таблица 1.16. Технические характеристики РУ ВВЭР-1000 (проект В-466Б)

Мощность тепловая, МВт	3000
Расход теплоносителя через реактор (при работе четырех ГЦН), м³/ч	86 000
Давление номинальное на выходе из активной зоны, МПа	15,7
Температура теплоносителя в реакторе, °С	
– на входе в активную зону	291
– на выходе из активной зоны	321
Диаметр твэлов, мм	9,1
Число ТВС в активной зоне, шт.	163

Состав систем безопасности и их конфигурация РУ ВВЭР-1000 (проект В-466Б) представлены в табл. 1.17.

Изменения коснулись и парогенераторов. В них была применена разреженная коридорная компоновка труб в теплообменном пучке и увеличен внутренний диаметр корпуса с 4000 до 4200 мм. Расчетный срок службы беленских парогенераторов составлял 60 лет.

Строительство АЭС «Белене» остановлено в 2012 году в связи с изменением политической повестки в стране.

Таблица 1.17. Системы безопасности РУ ВВЭР-1000 (проект В-466Б)

Наименование системы	Конфигурация
САОЗ высокого давления	4×100%
САОЗ низкого давления	4×100%
САОЗ высокого-низкого давления (совмещенная четырехканальная система высокого и низкого давления с насосами-эжекторами)	—
Система быстрого ввода бора	4×25%
Система аварийного ввода бора	4×50%
Импульсно-предохранительные устройства компенсатора давления	3
Гидроемкости первой ступени	4×33%
Гидроемкости второй ступени	4×25%
Система аварийного расхолаживания ПГ	4×100%
Система пассивного отвода тепла	4×33%
Спринклерная система	4×100%
Герметичная оболочка	Двойная
Пассивная система удаления водорода (рекомбинаторы водорода)	+
Система удержания и охлаждения расплава активной зоны (ловушка расплава)	+

Проект В-428. АЭС «Тяньвань»

Тяньваньская атомная электростанция расположена на побережье Желтого моря, примерно в 30 километрах к востоку от центра города Ляньюньган провинции Цзянсу, Китай.

Первые энергоблоки Тяньваньской АЭС (№ 1, № 2) с реакторами ВВЭР-1000 (проект В-428) мощностью 1060 МВт были сданы заказчику в 2007 году. Сегодня оба блока работают стабильно на уровне номинальной контрактной мощности, устойчиво демонстрируют одни из лучших показателей в атомной отрасли Китая и мира.

Энергоблок № 3 введен в эксплуатацию в феврале 2018 года, энергоблок № 4 — в декабре 2018 года, это проекты В-428М. Опыт, полученный за первые годы эксплуатации В-428, был использован для небольших доработок.

В проекте В-428М чуть выше электрическая мощность (1126 МВт против 1060 МВт у В-428). Основные технические характеристики РУ ВВЭР-1000 (проект В-428) представлены в табл. 1.18.

8 июня 2018 года в Пекине был подписан межправительственный протокол и рамочный контракт на сооружение энергоблоков №7, №8 с реакторами ВВЭР-1200 (проект АЭС-2006).

Таблица 1.18. Технические характеристики РУ ВВЭР-1000 (проект В-428)

Мощность тепловая, МВт	3000
Расход теплоносителя через реактор (при работе четырех ГЦН), м^3/ч	86 000
Давление номинальное на выходе из активной зоны, МПа	15,7
Температура теплоносителя в реакторе, °С	
– на входе в активную зону	291
– на выходе из активной зоны	321
Диаметр твэлов, мм	9,1
Число ТВС в активной зоне, шт.	163
Тип ТВС	Усовершенствованный бесчехловой
Тип привода СУЗ	ШЭМ-3*

* ШЭМ – шаговый электромагнитный.

Проект В-428 для китайской АЭС «Тяньвань» имеет некоторые отличия в номенклатуре и структуре применяемых систем безопасности по сравнению с базовым проектом В-320. Проект В-428 был разработан СПбАЭП на основе проекта АЭС-91/99 (модернизированный вариант проекта АЭС-91), предназначавшегося для сооружения в Финляндии на площадке АЭС «Олкилуото».

На первом блоке этой станции было также впервые в мире установлено такое устройство, как ловушка расплава активной зоны (кориума), которое предназначено для борьбы с возможными последствиями реализации сценария тяжелой аварии на энергоблоке – одна из отличительных черт современных проектов ВВЭР-1000 в части пассивных систем безопасности. Состав систем безопасности и их конфигурация РУ ВВЭР-1000 (проект В-428) представлены в табл. 1.19.

Таблица 1.19. Системы безопасности РУ ВВЭР-1000 (проект В-428)

Наименование системы	Конфигурация
САОЗ высокого давления	4×100%
САОЗ низкого давления	4×100%
САОЗ высокого-низкого давления (совмещенная четырехканальная система высокого и низкого давления с насосами-эжекторами)	—
Система аварийного ввода бора	+
Импульсно-предохранительные устройства компенсатора давления	3
Система быстрого ввода бора	4×25%
Гидроемкости первой ступени	4×33%
Гидроемкости второй ступени	4×25%
Аварийный запас борного раствора высокой концентрации в САОЗ (40 г/кг)	—
Аварийный запас борного раствора низкой концентрации в САОЗ (16 г/кг)	1×1200 м^3
Система аварийной питательной воды	4×100%
Объем воды в баках аварийной питательной воды	1×700 м^3
Система аварийного расхолаживания ПГ	—
Система пассивного отвода тепла	—
Импульсно-предохранительные устройства ПГ	2×4
Обратные клапана на паропроводах	—
Спринклерная система	Совмещена с САОЗ НД
Герметичная оболочка	Двойная
Пассивная система удаления водорода (рекомбинаторы водорода)	+
Система удержания и охлаждения расплава активной зоны (ловушка расплава)	+
ГЦН	ГЦН-1391, двухскоростной

Проект В-412. АЭС «Куданкулам»

Город Куданкулам, штат Тамил Наду, Республика Индия. Энергоблок № 1 включен в национальную энергосистему Индии в 2013 году. 31 декабря 2014 года энергоблок был запущен в коммерческую эксплуатацию, а 10 августа 2016 года был официально сдан в промышленную эксплуатацию. На сегодняшний день это самый мощный энергоблок в Индии, который соответствует современным требованиям безопасности.

29 августа 2016 года блок №2 АЭС был впервые подключен к национальной энергосистеме Индии, а в конце марта 2017 года был сдан в гарантийную эксплуатацию.

В апреле 2014 года РФ и Индия подписали генеральное рамочное соглашение о строительстве с участием России второй очереди АЭС (энергоблоки №3 и №4), а в декабре — документы, позволяющие начать ее сооружение. 29 июня 2017 года состоялась заливка первого бетона на энергоблоке №3.

1 июня 2017 года было подписано генеральное рамочное соглашение по сооружению третьей очереди АЭС (энергоблоки №5 и №6). Энергоблоки № 3–6 будут строиться по проекту В-412М.

Эти РУ отличаются от базового В-320 целым рядом изменений: немного увеличенная мощность; удлиненный почти на 30 см корпус реактора, изготовленный из улучшенной стали, с измененным расположением сварных швов; возросшее до 85–121 число ОР СУЗ и модернизированные приводы; изменения в конструкции верхнего блока реактора; оптимизация устройств внутриреакторного контроля; размещение образцов-свидетелей на корпусе реактора; ряд изменений ВКУ, приспособлений для их крепления и фиксации и т.д. Основные технические характеристики РУ ВВЭР-1000 (проект В-412) представлены в табл. 1.20.

Таблица 1.20. Технические характеристики РУ ВВЭР-1000 (проект В-412)

Мощность тепловая, МВт	3000
Расход теплоносителя через реактор (при работе четырех ГЦН), м³/ч	86 000
Давление номинальное на выходе из активной зоны, МПа	15,7
Температура теплоносителя в реакторе, °С	
– на входе в активную зону	291
– на выходе из активной зоны	321
Диаметр твэлов, мм	9,1
Число ТВС в активной зоне, шт.	163

Окончание табл. 1.20

Тип ТВС	Усовершенствованный бесчехловой
Количество приводов СУЗ в реакторе, шт	121
Тип привода СУЗ	ШЭМ-3*

* ШЭМ – шаговый электромагнитный.

При разработке индийского проекта были приняты во внимание некоторые дополнительные требования индийской стороны, связанные со спецификой площадки сооружения: разработчики расширили перечень учитываемых проектных и запроектных аварий, а также учли сейсмические особенности и требования к маневренности энергоблока.

Например, В-412, помимо характерных для серийного ВВЭР-1000 стандартных систем (САОЗ ВД, САОЗ НД, САВБ, ГЕ-1 и др.), и активной системы аварийного расхолаживания парогенераторов (САР ПГ, функционально близкой к АПЭН у В-320), также располагает системой пассивного отвода тепла от парогенераторов; системой пассивного залива активной зоны второго уровня (ГЕ-2, существенно продлевающей охлаждение активной зоны при повреждении первого контура, совпадающего с полной потерей источников переменного тока на площадке), устройством локализации расплава активной зоны, предотвращающим взаимодействие кориума с бетоном и его выход за пределы гермозоны; двойным контейнментом с фильтрацией утечек из межоболочечного пространства.

Кроме того, проект В-412 содержит систему быстрого ввода бора, обеспечивающую массированный впрыск борной кислоты в первый контур, в том числе при обесточивании РУ (за счет выбега ГЦН). Состав систем безопасности и их конфигурация РУ ВВЭР-1000 (проект В-412) представлены в табл. 1.21.

Опыт, полученный за первые годы эксплуатации В-412, был использован для небольших доработок в проекте В-412М в части изменения некоторых конструкторских решений в основном оборудовании.

Таблица 1.21. Системы безопасности РУ ВВЭР-1000 (проект В-412)

Наименование системы	Конфигурация
САОЗ высокого давления	4×100%
САОЗ низкого давления	4×100%
САОЗ высокого-низкого давления (совмещенная четырехканальная система высокого и низкого давления с насосами-эжекторами)	—

Окончание табл. 1.21

Наименование системы	Конфигурация
Система аварийного ввода бора	4×50%
Импульсно-предохранительные устройства компенсатора давления	3
Система быстрого ввода бора	4×25%
Гидроемкости первой ступени	4×33%
Гидроемкости второй ступени	4×25%
Аварийный запас борного раствора высокой концентрации в САОЗ (40 г/кг)	—
Аварийный запас борного раствора низкой концентрации в САОЗ (16 г/кг)	1×500 м^3
Система аварийной питательной воды	—
Объем воды в баках аварийной питательной воды	—
Система аварийного расхолаживания ПГ	4×100%
Система пассивного отвода тепла	4×33%
Импульсно-предохранительные устройства ПГ	2×4
Обратные клапана на паропроводах	—
Спринклерная система	Совмещена с САОЗ НД
Герметичная оболочка	Двойная
Пассивная система удаления водорода (рекомбинаторы водорода)	+
Система удержания и охлаждения расплава активной зоны (ловушка расплава)	+
ГЦН	ГЦН-1391, двухскоростной

Поколение III+

Впервые задача создания нового серийного блока повышенной мощности была поставлена на организационно-деятельностном семинаре в подмосковном Колонтаево в декабре 2005 года. На семинаре прозвучала цель разработки референтного энергоблока на базе реактора ВВЭР-1000 электрической мощностью свыше 1000 МВт и повышенными характеристиками безопасности, способного составить конкуренцию зарубежным образцам.

Особую актуальность этот проект приобрел в связи с принятием Энергетической стратегии России, которая предусматривала опережающий рост выработки электроэнергии на атомных электростанциях. Новый проект получил название «АЭС-2006».

Реакторные установки поколения III+ представляют собой эволюционное развитие РУ поколения III, предлагающие повышение безопасности по сравнению с конструкциями реакторов поколения III. Проектные институты начали разработку систем поколения III+ еще в 1990-х годах, опираясь на опыт эксплуатации легководных реакторов в США, Японии, Западной Европе и России.

Заметным улучшением систем поколения III+ по сравнению с конструкциями второго поколения является включение в некоторые системы пассивной безопасности, которые не требуют активных элементов управления или вмешательства оператора, а вместо этого полагаются на гравитацию или естественную конвекцию для смягчения воздействия экстремальных событий.

Более подробная информация о проектах ВВЭР поколения III+ рассмотрена в главе 2.

Проект В-392М. Нововоронежская АЭС-2

За основу нового реактора был принят проект В-392 с учетом инноваций, использованных в проектах, которые строились для зарубежных заказчиков в 1990-е и 2000-е годы: АЭС «Куданкулам», Индия (проект В-412) и АЭС «Бушер», Иран (проект В-446). В ОКБ «ГИДРОПРЕСС» новый проект получил индекс В-392М.

В проекте ВВЭР-1200 используется двухконтурная ядерная паропроизводящая корпусная установка, конструкция которой включает в себя четыре петли охлаждения с горизонтальным парогенератором и главным циркуляционным насосом. Разработчики постарались улучшить каждый параметр реактора, а также внедрить ряд дополнительных систем безопасности, позволяющих снизить вероятность выхода радиации при любых авариях и их сочетаниях за пределы герметичного реакторного отделения — контейнмента (рис. 1.15).

Корпус реактора В-392М по сравнению с серийной реакторной установкой увеличен в диаметре на 100 мм, а его длина — на 300 мм. Повысились требования и к металлу корпуса, в частности ограничено содержания никеля в основном металле и металле швов сварных соединений, а образцы-свидетели размещены непосредственно на стенке корпуса.

Температура теплоносителя на входе и выходе из активной зоны составила 298,2 и 328,6 °С соответственно. Давление теплоносителя в активной зоне – 16,2 МПа.

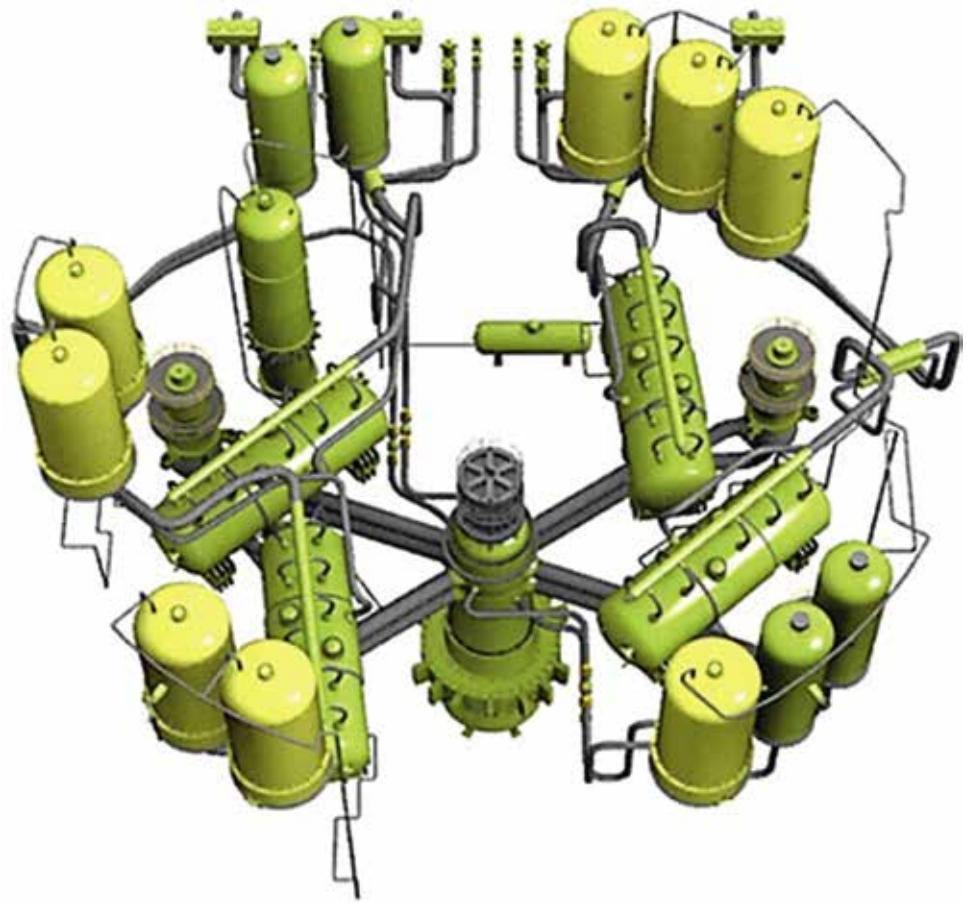


Рис. 1.15. Установка реакторная ВВЭР-1200. Проект В-392М (НВАЭС-2)

В активной зоне реактора В-392М устанавливается 163 ТВС, каждая из которых содержит 312 твэлов с топливными таблетками из двуокиси урана максимального обогащения 4,95%. Общая масса урана в ТВС — 546 кг. Активная длина твэла составляет 3,73 м. Проектная глубина выгорания топлива составляет 55,5 МВт · сут/кг урана, предельная — 70 МВт · сут/кг урана.

Был модернизирован и парогенератор, в котором благодаря увеличению внутреннего диаметра корпуса с 4,0 до 4,2 м применена разреженная коридорная компоновка труб в теплообменном пучке, что дало возможность улучшить циркуляцию в трубном пучке и создать условия для снижения концентрации коррозионно-опасных примесей. Это также облегчило доступ для применения автоматизированных средств контроля и обслуживания. Основные технические характеристики РУ ВВЭР-1200 (проект В-392М) представлены в табл. 1.22.

Таблица 1.22. Технические характеристики РУ ВВЭР-1200 (проект В-392М)

Мощность тепловая, МВт	3200
Расход теплоносителя через реактор (при работе четырех ГЦН), м^3/ч	88 000
Давление номинальное на выходе из активной зоны, МПа	16,2±0,3
Температура теплоносителя в реакторе, °С	
– на входе в активную зону	298,2
– на выходе из активной зоны	328,6
Диаметр твэлов, мм	9,1
Число ТВС в активной зоне, шт.	163
Тип ТВС	«АЭС-2006»
Количество приводов СУЗ в реакторе, шт.	121
Тип привода СУЗ	ШЭМ-3

В конфигурации систем безопасности этого проекта предусмотрено два активных канала и четыре пассивных канала. Состав систем безопасности и их конфигурация РУ ВВЭР-1200 (проект В-392М) представлены в табл. 1.23.

В проекте ВВЭР-1200 на основе опыта действующих АЭС в Индии и Китае применен целый ряд новых, в основном пассивных систем безопасности. Характеристики пассивных систем выбраны таким образом, что необходимый запас теплоносителя в первом контуре и теплоотвод от активной зоны реактора обеспечивается при полной потере всех источников электропитания работой только пассивных систем безопасности.

Таблица 1.23. Системы безопасности РУ ВВЭР-1200 (проект В-392М)

Наименование системы	Конфигурация
САОЗ высокого давления	—
САОЗ низкого давления	—
САОЗ высокого-низкого давления (совмещенная двухканальная система высокого и низкого давления с насосами-эжекторами с внутренним резервированием)	2×100% (с внутренним резервированием)
Система аварийного ввода бора	2×100 % (с внутренним резервированием 2×50%)

Окончание табл. 1.23

Наименование системы	Конфигурация
Импульсно-предохранительные устройства компенсатора давления	3
Система быстрого ввода бора	—
Гидроемкости первой ступени	4×33%
Гидроемкости второй ступени	4×33%
Система аварийной питательной воды	—
Объем воды в баках аварийной питательной воды	—
Система аварийного расхолаживания ПГ	2×100%
Система пассивного отвода тепла	4×33% (воздушное охлаждение)
Импульсно-предохранительные устройства ПГ	2×4
Обратные клапана на паропроводах	—
Спринклерная система	2×100% (совмещена с системой охлаждения бассейна выдержки и САОЗ НД)
Герметичная оболочка	Двойная
Пассивная система удаления водорода (рекомбинаторы водорода)	+
Система удержания и охлаждения расплава активной зоны (ловушка расплава)	+
ГЦН	ГЦН-1391, двухскоростной

В установке также предусмотрена двухступенчатая пассивная система гидроемкостей САОЗ, которая обеспечивает аварийное заполнение активной зоны без ввода в действие активных систем аварийной подпитки и отвод остаточных тепловыделений минимум в течение суток. САОЗ представляет собой емкости с холодной борной кислотой под давлением. В случае разрыва корпуса или трубопроводов они обеспечивают ввод борной кислоты в реактор, останавливая его и обеспечивая охлаждение. Применение этой,

а также других систем в комплексе гарантирует высокий уровень внутренней безопасности реакторной установки.

Так, для локализации продуктов аварии используется две, а не одна, защитные оболочки с внутренним вентилируемым пространством. При этом внешняя оболочка защищает ядерную установку от воздействий из вне как природного характера (смерч, землетрясение, ударная волна), так и антропогенного (падение самолета и др.), а внутренняя обеспечивает герметичность объема и воспринимает внутренние аварийные нагрузки.

Аварийное управление реактором обеспечивается 121 кластером СУЗ, что гарантирует останов и расхолаживание реактора до температуры ниже 100 °С без дополнительного ввода борной кислоты.

В проекте В-392М с реактором ВВЭР-1200 предусмотрена установка ловушки расплава, необходимая при запроектных авариях, приводящих к расплавлению ядерного топлива.

Стремление повысить безопасность и эффективность работы энергоблока существенно повысило его сложность. Так, количество технологических систем в энергоблоке с реактором В-392М по сравнению с энергоблоком с реактором В-320 выросло с 247 до 482, число технологических защит, блокировок и сигнализаций — с 3686 до 11140, а количество испытаний на всех этапах ввода в эксплуатацию — с 1638 до 2231.

Для охлаждения теплоносителя проектом предусмотрена градирня высотой 172,5 м.

Строительство первого энергоблока проекта «АЭС-2006» с реактором ВВЭР-1200 было решено вести на Нововоронежской площадке, рядом с Нововоронежской АЭС (рис.1.16, 1.17).

Строительство энергоблока велось крупноблочным методом. Так, при сборке купольной части внутренней защитной оболочки нижняя часть купола сначала была собрана на площадке, а затем краном перемещена на установочное место.

Корпус реактора из-за своих габаритов впервые был доставлен на промплощадку не железнодорожным транспортом, а водным путем, преодолев 3800 км по Неве, Ладожскому и Онежскому озерам, Волго-Балтийскому каналу, Волге, Волго-Донскому каналу и Дону.

24 июня 2008 года был залит первый бетон в фундаментную плиту здания реакторного отделения первого энергоблока. 7 сентября 2012 года реактор В-392М был установлен на штатное место. 24 марта 2016 года началась загрузка топлива в активную зону реактора, что ознаменовало собой начало работ по физическому пуску реактора.

На этапе физпуска для обеспечения дополнительной безопасности активная зона реактора была частично загружена имитаторами ТВС, смонтирована вся аппаратура контроля нейтронного потока. При этом на первом этапе загрузки свежее топливо составляло около трети всех загруженных

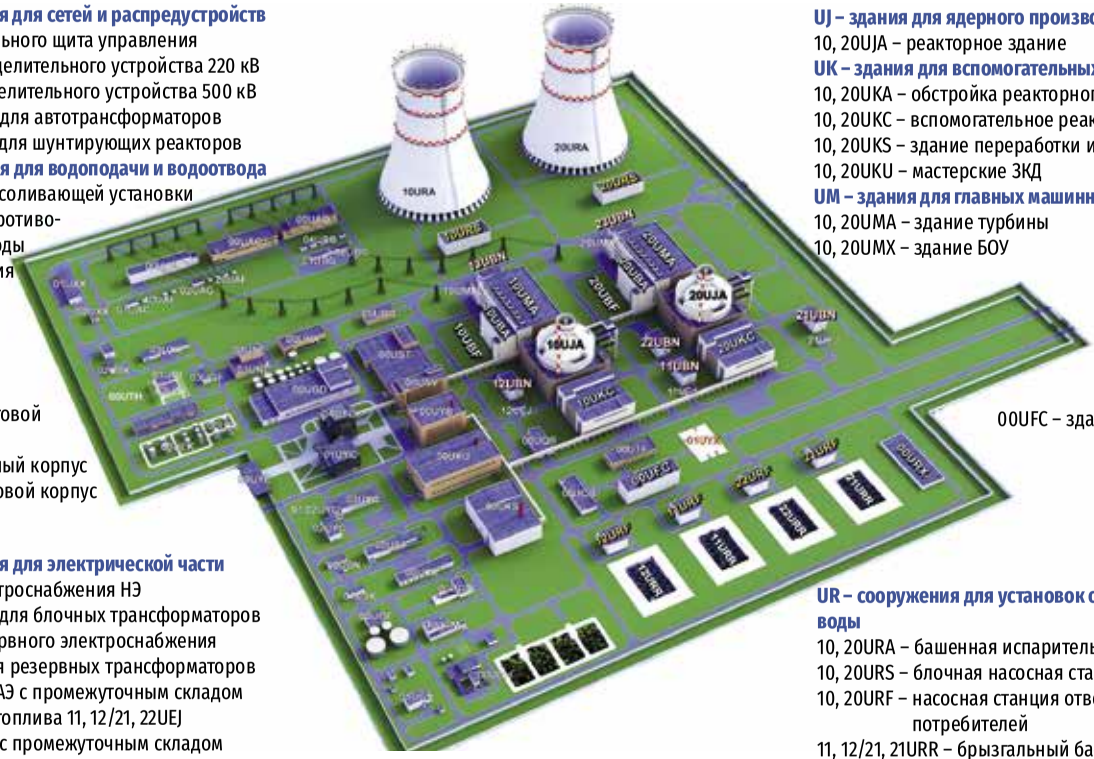
UA – здания, сооружения для сетей и распредустройств
00UAC – здание центрального щита управления
00UAD – здание распределительного устройства 220 кВ
00UAJ – здание распределительного устройства 500 кВ
01, 02UAG – сооружение для автотрансформаторов
10, 20UAF – сооружение для шунтирующих реакторов

UG – здания, сооружения для водоподачи и водоотвода
10, 20UGD – здание обессоливающей установки
01, 02UGF – резервуар противопожарной воды
03UGF – насосная станция

00UTH – здание ПРК

00USV – инженерно-бытовой корпус
01UYC – административный корпус
00UYB – санитарно-бытовой корпус ЗКД

UB – здания, сооружения для электрической части
10, 20UBA – здание электроснабжения НЭ
10, 20UBF – сооружение для блочных трансформаторов
01, 02UBG – здание резервного электроснабжения
04UBG – сооружение для резервных трансформаторов
11, 12/21, 22UBN – РДЭС САЭ с промежуточным складом дизельного топлива 11, 12/21, 22UEJ
13, 23UBN – РДЭС СНЭ НЭ с промежуточным складом дизельного топлива 13, 23UEJ



UJ – здания для ядерного производства тепла
10, 20UJA – реакторное здание

UK – здания для вспомогательных систем ЯУ
10, 20UKA – обстройка реакторного здания
10, 20UKC – вспомогательное реакторное здание
10, 20UKS – здание переработки и хранения ТРО
10, 20UKU – мастерские ЗКД

UM – здания для главных машинных агрегатов
10, 20UMA – здание турбины
10, 20UMX – здание БОУ

00UFC – здание ХСТ

UR – сооружения для установок охлаждающей воды
10, 20URA – башенная испарительная градирня
10, 20URS – блочная насосная станция
10, 20URF – насосная станция ответственных потребителей
11, 12/21, 21URR – брызгальный бассейн
00URX – резервная емкость

Рис. 1.16. Схема генерального плана Нововоронежской АЭС-2 с энергоблоками №1 и №2



Рис. 1.17. Расположение зданий ядерного острова и здания турбины. Проект РУ В-392М

кассет, остальное – имитаторы ТВС. Далее топливо загружалось поочередно вместо имитаторов ТВС в оставшиеся ячейки в соответствии с рабочим графиком. Такая схема загрузки топлива кардинально отличалась от той, что осуществлялась на головных блоках ранее.

20 мая 2016 года в 16 час 11 мин реактор ВВЭР-1200 вышел на минимально контролируемый уровень мощности, а 20 июня 2016 года энергоблок № 1 НВАЭС-2 выдал первый ток в энергосистему.

Испытания энергоблока успешно завершились 23 февраля 2017 года 15-суточным комплексным опробованием на 100% уровне мощности, в ходе которого энергоблок подтвердил способность стабильно нести нагрузку в соответствии с проектными параметрами. 27 февраля энергоблок № 1 Нововоронежской АЭС-2 с реактором ВВЭР-1200 сдан в промышленную эксплуатацию.

Технические решения, использованные при проектировании и строительстве реактора ВВЭР-1200 проекта В-392М, такие как бассейн выдержки отработанного топлива внутри контейнмента, фильтры на выходе из межоболочечного вентилируемого пространства, уникальная «ловушка расплава» с жертвенным материалом, не имеющая аналогов пассивная система отвода тепла, позволяют отнести его к реакторной установке поколения III+, причем первой в мире.

На основе этого проекта были разработаны новые, например, ВВЭР-1200/В509 (АЭС «Аккую», блоки 1, 4, Турция), ВВЭР-1200/В523 (АЭС «Руппур», блоки 1, 2, Бангладеш), ВВЭР-1250/В510 (ВВЭР ТОИ, Курская АЭС-2).

Проект В-491. Ленинградская АЭС-2

ВВЭР-1200/В491 это эволюционное развитие проекта ВВЭР-1000/В-428.

Проект В-491 имеет аналогичную по сравнению с В-392М реакторную установку (табл. 1.24), однако наблюдаются значительные отличия в части:

- общей компоновки зданий и сооружений (рис. 1.18, 1.19)
- конфигурация систем безопасности (табл. 1.25).

В проекте В-491 реализована классическая структура систем безопасности присущая эволюционным проектам, состоящая из четырех активных каналов аварийной подпитки первого контура в авариях с потерей теплоносителя. Каждый канал включает насосы высокого, низкого давления и насос спринклерной системы контейнмента. Кроме того, в проекте предусмотрены пассивные системы отвода тепла от реакторной установки через парогенератор и из контейнмента (СПОТ ПГ и СПОТ ГО) к конечному поглотителю. Обе системы используют теплообменники, охлаждаемые водой, расположенные в баках с внешней стороны здания реакторного отделения.

Так же как проект В-392М, проект В-491 в соответствии с принятыми МАГАТЭ критериями относится к поколению III+. Первым энергоблоком проекта В-491 является энергоблок № 1 Ленинградской АЭС-2.

Таблица 1.24. Технические характеристики РУ ВВЭР-1200 (проект В-491)

Мощность тепловая, МВт	3200
Расход теплоносителя через реактор (при работе четырех ГЦН), м³/ч	88 000
Давление номинальное на выходе из активной зоны, МПа	16,2±0,3
Температура теплоносителя в реакторе, °С	
– на входе в активную зону	298,6
– на выходе из активной зоны	329,7
Диаметр твэлов, мм	9,1
Число ТВС в активной зоне, шт.	163
Тип ТВС	ТВС «АЭС-2006»
Количество приводов СУЗ в реакторе, шт	121
Тип привода СУЗ	ШЭМ-3



Рис. 1.18. Площадка Ленинградской АЭС-2

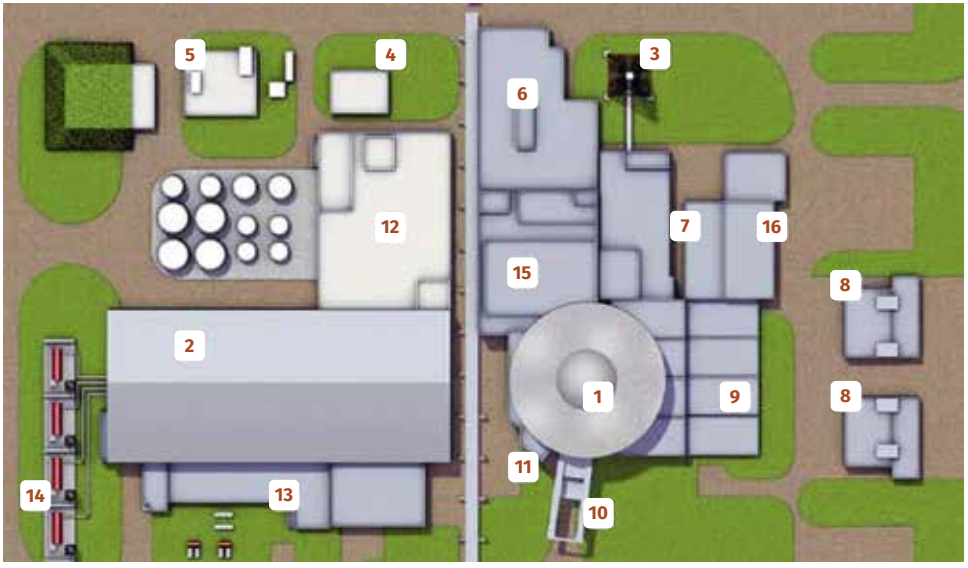


Рис. 1.19. Типовая компоновка энергоблока проекта В-491.
1 – здание реактора; 2 – здание турбины; 3 – вентиляционная труба; 4 – очистные сооружения; 5 – здание дизель-генератора энергоблока; 6 – здание ядерной службы; 7 – вспомогательное здание; 8 – аварийная дизель-генераторная станция; 9 – здание безопасности (4 поезда); 10 – эстакада транспортного шлюза; 11 – паровые камеры; 12 – здание водоподготовки; 13 – здание электроснабжения; 14 – блочные трансформаторы; 15 – здание управления; 16 – хранилище топлива

Таблица 1.25. Системы безопасности РУ ВВЭР-1200 (проект В-491)

Наименование системы	Конфигурация
САОЗ высокого давления	4×100%
САОЗ низкого давления	4×100%
САОЗ высокого-низкого давления (совмещенная двухканальная система высокого и низкого давления с насосами-эжекторами с внутренним резервированием)	—
Система аварийного ввода бора	4×50%
Импульсно-предохранительные устройства компенсатора давления	3
Система быстрого ввода бора	—
Гидроемкости первой ступени	4×33%
Гидроемкости второй ступени	—
Система аварийной питательной воды	4×100%
Система аварийного расхолаживания ПГ	—
Система пассивного отвода тепла	4×33% (водяное охлаждение)
Импульсно-предохранительные устройства ПГ	2×4
Обратные клапаны на паропроводах	—
Спринклерная система	4×50%
Герметичная оболочка	Двойная
Пассивная система удаления водорода (рекомбинаторы водорода)	+
Система удержания и охлаждения расплава активной зоны (ловушка расплава)	+
ГЦН	ГЦН-1391, двухскоростной

Строительство Ленинградской АЭС-2 началось в октябре 2008 года. Утром 8 декабря 2017 года в активную зону реактора энергоблока № 1 загрузили первую из 163 тепловыделяющих сборок — таким образом, был начат физический пуск реактора. 8 января 2018 года завершились работы по сборке реактора — на свои штатные места встали блок защитных труб, верхний

блок, блок электроразводок, был завершен монтаж всех датчиков внутриреакторного контроля, закончены работы по теплоизоляции реактора.

6 февраля 2018 года в реакторе энергоблока № 1 началась управляемая цепная реакция — реактор вышел на минимально контролируемый уровень мощности. 16 февраля все испытания, проводимые на минимально контролируемом уровне мощности, были выполнены в полном объеме.

9 марта 2018 года энергоблок № 1 Ленинградской АЭС-2 с реактором ВВЭР-1200 проекта В-491 выдал первый ток в энергосистему, а 29 октября он был принят в промышленную эксплуатацию.

По проекту В-491 успешно эксплуатируются энергоблоки № 1, 2 ЛАЭС-2 (референтный энергоблок) и блоки № 1, 2 Островецкой АЭС (Белоруссия).

В стадии строительства/разработки находятся:

- АЭС «Пакш», блоки 5, 6 (Венгрия);
- Ленинградская АЭС-2, блоки 3, 4 (Россия);
- АЭС «Тяньвань», блоки 7, 8 (Китай);
- АЭС «Сюйдапу», блоки 3, 4 (Китай).

На основе этого проекта были разработаны новые, например В-522. АЭС «Ханкикиви», блок 1 (Финляндия). Проект В-529. АЭС «Эль-Дабаа» блоки 1–4 (Египет).

Перспективные проекты ВВЭР

Проект РУ В-448. ВВЭР-1500

В период 1997–2000 гг. институтами «Атомэнергопроект» (Москва и Санкт Петербург) — генеральными проектировщиками, ОКБ «ГИДРОПРЕСС» — главным конструктором реакторной установки, РНЦ «Курчатовский институт» — научным руководителем проектов АЭС и РУ проведены работы по определению возможности создания энергоблока АЭС мощностью 1500 МВт(э) с реакторной установкой ВВЭР. Работы проводились с учетом «Технических требований на энергоблок большой мощности для широкомасштабного внедрения в период после 2010 года», разработанных в 1996 году ведущими организациями Министерства РФ по атомной энергии.

На основе этих работ в 2000 году была завершена разработка «Концептуального проекта реакторной установки ВВЭР-1500». Концепция безопасности проектов РУ и АЭС соответствовала концепциям безопасности проекта В-392. При этом предполагалось использовать результаты НИОКР, выполняемых в обоснование проектов В-392, для обоснования этого проекта с учетом масштабного фактора. В отношении повышения экономической эффективности проект был ориентирован на выполнение требований EUR в полном объеме. Информация по этому проекту приводится в табл. 1.26.

Таблица 1.26. Перечень параметров, характеристик и целевых показателей проекта В-448

Установленная номинальная мощность энергоблока, МВт	1550
Номинальная тепловая мощность реактора, МВт	4250
Давление теплоносителя первого контура, МПа	15,7
Давление пара в парогенераторах, МПа	7,34
Температура теплоносителя на входе в реактор при работе на номинальной мощности, °С	297,7
Температура теплоносителя на выходе из реактора в циркуляционные петли при работе на номинальной мощности, °С	330
Коэффициент полезного действия, нетто, %	35,7
Время эффективного действия пассивных систем безопасности и управления авариями без вмешательства оператора и потребности в электроэнергии, час	72

В результате выполненного комплекса работ по расчетно-экспериментальному обоснованию проекта разработана документация базового проекта РУ (~70%) в объеме, необходимом для получения лицензии на начало строительства, отработана технология изготовления корпуса реактора и изготовлены полномасштабные опытные обечайки.

В 2006 г. разработка проекта была прекращена в связи с ориентацией промышленности на производство оборудования по проектам РУ В-392М и В-491 для АЭС-2006.

Проект РУ В-407. ВВЭР-640

Особенностью проекта РУ с реактором ВВЭР-640 (В-407) является преодоление проектных аварий системами безопасности, основанными на пассивных принципах, что позволяет увеличить время поддержания РУ в безопасном состоянии в условиях аварии с полной потерей электроснабжения, как минимум до 72 ч.

Кроме того, концепция проектов РУ и АЭС основана на удержании кориума в корпусе реактора при тяжелых ЗПА за счет внешнего охлаждения корпуса.

Основные параметры проекта В-407, проектные характеристики и целевые показатели приведены в табл. 1.27.

Таблица 1.27. Перечень параметров, характеристик и целевых показателей проекта В-407

Установленная номинальная мощность энергоблока, МВт(э)	645
Номинальная тепловая мощность РУ, МВт	1800
Давление теплоносителя первого контура, МПа	15,7
Давление пара в парогенераторах, МПа	7,06
Температура теплоносителя на входе в реактор при работе на номинальной мощности, °С	294,3
Температура теплоносителя на выходе из реактора в циркуляционные петли при работе на номинальной мощности, °С	322,7
Коэффициент полезного действия, нетто, %	33,3
Время эффективного действия пассивных систем безопасности и управления авариями без вмешательства оператора и потребности в электроэнергии, час	24, 72

Реактор, компенсатор давления и часть оборудования обращения с топливом применены из проекта серийной реакторной установки ВВЭР-1000 (В-320).

Активная зона реактора В-407 состоит из 163 ТВС, аналогичных по конструкции усовершенствованной кассете для ВВЭР-1000.

Для проекта В-407 применен ГЦНА новой разработки. При создании ГЦНА учитывался многолетний опыт по созданию и эксплуатации ГЦНА на АЭС с ВВЭР, а также результаты научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ с длительной проверкой ресурса работы основных узлов. Применение новой конструкции ГЦНА позволило снизить весовые и габаритные размеры, а также исключить гидрозатворы на петлях первого контура, что, в свою очередь, позволило обеспечить оптимальные размеры аварийного бассейна и, соответственно, баков САОЗ.

Парогенератор представляет собой однокорпусный теплообменный аппарат горизонтального типа. Все конструкционные материалы, применяемые для изготовления парогенераторов, прошли опыт эксплуатации на АЭС с ВВЭР-1000 и ВВЭР-440. В отличие от ВВЭР-1000 на парогенераторе ПГВ-640 коллектор теплоносителя первого контура выполнен из нержавеющей стали, как в реакторах ВВЭР-440.

Компоновка реакторного отделения представляет собой здание цилиндрической формы с полусферическим куполом. Оно имеет двойную оболочку – внутреннюю герметичную из металла диаметром 41 м и наружную защитную из бетона внутренним диаметром 44,6 м.

В герметичной зоне размещается основное оборудование РУ. В подреакторном пространстве бетонной шахты размещаются биологическая защита и каналы для подвода и отвода охлаждающей среды для охлаждения корпуса реактора. Бетонная шахта играет роль приямка герметичной зоны, поэтому проблемы, связанные с потерей и поступлением воды в нижние помещения, исключены.

Основные характеристики систем безопасности РУ с ВВЭР-640 (В-407) представлены в табл. 1.28.

Таблица 1.28. Структура систем безопасности РУ с ВВЭР-640 (проект В-407)

Активная часть САОЗ	Активная двухканальная система с резервированием 2×100%
Пассивная часть САОЗ	Пассивная четырехканальная система с резервированием 4×50%
Система аварийного ввода борной кислоты	Активная двухканальная система с резервированием 2×100%
Система аварийной питательной воды	Отсутствует
Система пассивного залива активной зоны	Пассивная четырехканальная система гидростатических баков САОЗ с резервированием 4×50%
Система пассивного отвода тепла	Пассивная четырехканальная система с охлаждаемыми водой теплообменниками. Резервирование: 4×50%
Система разгерметизации первого контура	Двухканальная система с резервированием 2×100%
Общестанционная (или блочная) система аварийного электропитания	Отсутствует

На настоящий момент готовность проекта РУ В-407 оценивается как 75% объема технического проекта. На проект АЭС получена лицензия ГАН РФ в 1998 г. на сооружение блока АЭС на площадке Ленинградской АЭС при условии выполнения программы НИОКР.

Однако сооружение АЭС не было начато в связи с ориентацией промышленности на сооружение АЭС большой мощности.

Проект РУ В-498. ВВЭР-600

Проект РУ В-498 — это энергоблок средней мощности [600 МВт(э)], разрабатывается на базе основного оборудования, технологических решений и концепции безопасности проекта АЭС-2006.

Рассматриваются варианты реакторов с активными зонами из 109, 121 и 163 ТВС.

Основные положения концепции энергоблока с ВВЭР-600:

- применение имеющегося оборудования проектов В-392М и В-491;
- двухпетлевая схема РУ;
- реактор с двумя входными и двумя выходными патрубками;
- реализация оптимального применения принципов резервирования, независимости и разнообразия для формирования оптимальной по составу и эффективности структуры систем безопасности;
- реализация концепции удержания расплава активной зоны при тяжелых авариях внутри корпуса реактора за счет внутреннего и внешнего охлаждения.

Основные параметры проекта В-498, проектные характеристики и целевые показатели приведены в табл. 1.29.

Системы безопасности РУ с ВВЭР-600 обеспечивают:

- исключение зависимых от исходного события одновременных отказов каналов пассивных и активных систем безопасности;
- исключение зависимых от исходного события одновременных отказов систем аварийного впрыска низкого и высокого давления;
- возможность вывода в ремонт одного канала активных систем безопасности без снижения мощности на 72 часа;
- оптимизацию количества и характеристик систем безопасности.

Таблица 1.29. Перечень параметров, характеристик и целевых показателей проекта В-498[1]

Установленная номинальная мощность энергоблока, МВт (электрических)	600[2]
Номинальная тепловая мощность реактора, МВт	1600
Давление теплоносителя первого контура, МПа	15,7–16,2[3]
Давление пара в парогенераторах, МПа	7,0
Температура теплоносителя на входе в реактор при работе на номинальной мощности, °С	299,0[3]
Температура теплоносителя на выходе из реактора в циркуляционные петли при работе на номинальной мощности, °С	325,8[3]
Коэффициент полезного действия, нетто, %	35
Время эффективного действия пассивных систем безопасности и управления авариями без вмешательства оператора и потребности в электроэнергии, час	24–72

Примечание: 1 – для варианта с 163 ТВС; 2 – при условии отсутствия отпуска тепла; 3 – приведенные характеристики уточняются после проведения соответствующих расчетов и проработок.

Параметры РУ при работе в режимах маневрирования мощности могут изменяться в пределах от 5,1 до 7,0 МПа для второго контура. Указанный диапазон уточняется в проекте.

Основные характеристики систем безопасности РУ с ВВЭР-600 (В-498) представлены в табл. 1.30.

Таблица 1.30. Структура систем безопасности РУ с ВВЭР-600 (проект В-498)

Активная часть САОЗ	Раздельные двухканальные системы высокого и низкого давления с резервированием 2×100% каждая
Пассивная часть САОЗ	Пассивная четырехканальная система с резервированием 4×33%
Система аварийного ввода борной кислоты	Активная двухканальная система с резервированием 2×100% (резервирование внутри канала 2×50%)
Система аварийной питательной воды	Двухканальная система с резервированием 2×100%
Система пассивного залива активной зоны	Пассивная четырехканальная система гидроемкостей (ГЕ-2) с резервированием 4×33%
Система пассивного отвода тепла	Пассивная двухканальная система с охлаждаемыми водой теплообменниками. Резервирование: 2×100%

Для исключения зависимых от исходного события одновременных отказов каналов пассивных систем с системой аварийного впрыска низкого давления, а также одновременных отказов систем аварийного впрыска низкого и высокого давления реализована раздельная схема подключения к первому контуру. Данная схема подключения системы аварийного впрыска высокого давления позволяет оператору отключить подачу теплоносителя в аварийную петлю и обеспечить подачу в неаварийную, обеспечив тем самым возможность управления аварией и перевод РУ в безопасное состояние с использованием активных систем безопасности.

Учет работы общестанционной (или блочной) системы аварийного электроснабжения позволяет смягчить преодоление проектных аварий и, возможно, снизить требования к пассивным системам безопасности, поскольку исключает, с учетом принятых схемных решений, постулирование в анализах безопасности полной потери активных систем безопасности в результате единичного отказа одного ДГ и вывода в ремонт другого. При вы-

воде в ремонт одного из каналов системы аварийного электроснабжения потребители электроэнергии этого канала (все или часть) могут быть подключены к общестанционной (или блочной) системе аварийного электроснабжения на время вывода в ремонт.

В частности, имеется возможность снизить требования к производительности СПОТ и системы пассивного залива активной зоны (СПЗАЗ). Мощность общестанционной (или блочной) системы аварийного электроснабжения выбирается оптимальной с точки зрения экономических затрат.

На данный момент проект ВВЭР-600 находится на стадии технического предложения.

Реализация проекта ВВЭР-600 потребует проведение определенного объема НИОКР, в частности, по следующим направлениям:

- оптимизация конструкции ГЦНА, включая обеспечение отсутствия протечек выше 50 л/ч в течение 72 часов;
- обоснование перемешивания потоков с различной концентрацией бора и температурой в проточном тракте реактора;
- оптимизация пассивной части САОЗ и СПЗАЗ;
- обоснование концепции удержания расплава активной зоны при тяжелых авариях внутри корпуса реактора за счет внутреннего и внешнего охлаждения.

Проект РУ ВВЭР-С

В 1980-х годах по всему миру рассматривалась концепция спектрального регулирования реактивности с помощью смягчения спектра нейтронов за счет увеличения объема замедлителя. Увеличить объем можно двумя способами: использовать вытеснители, извлекаемые из активной зоны в процессе выгорания, или разбавить теплоноситель тяжелой водой. Спектральное регулирование рассматривали как один из способов сэкономить топливо с помощью наработки делящихся изотопов.

Тогда идею отложили и вернулись к ней в 2005 году. Под руководством В.Г. Асмолова были выполнены работы по разработке «супер-ВВЭР». Одним из направлений был реактор со спектральным регулированием. Для него рассматривали реактор средней мощности 600 МВт(э). Предполагаемый коэффициент воспроизводства на ВВЭР-С — 0,7–0,8. Для сравнения, у обычного ВВЭР — 0,35–0,4.

Технология ВВЭР-С опирается на накопленный опыт эксплуатации реакторных установок ВВЭР. И хотя нельзя утверждать, что рассматриваемые для ВВЭР-С решения сверхновые, ученые, инженеры и конструкторы изучили широкий круг предложений, улучшающих характеристики проекта.

Спектральное регулирование в ВВЭР-С происходит за счет изменения водоуранового отношения в процессе работы реактора на мощности при извлечении механических вытеснителей воды, расположенных в специальных каналах ТВС, из активной зоны. Благодаря вытеснителям, погруженным

в активную зону, объем замедлителя в начале кампании меньше, поэтому спектр нейтронов в активной зоне более жесткий. Это приводит к снижению сечения деления нечетных делящихся изотопов и увеличению сечения резонансного захвата изотопа ^{238}U. Оба эффекта приводят к снижению размножающих свойств активной зоны и росту накопления делящегося ^{239}Pu, что экономит делящийся материал в ежегодной загрузке топлива. Дополнительный эффект ужесточения спектра – увеличение доли делений на изотопе ^{238}U. При извлечении вытеснителей спектр из жесткой области смещается в тепловую, что приводит к росту реактивности.

Использование вытеснителей для регулирования реактивности в процессе выгорания позволяет отказаться от использования борного регулирования в процессе работы реактора на мощности. Однако полный отказ от борного регулирования в реакторах типа ВВЭР сложно реализуем, так как в соответствии с требованиями безопасности необходимы две независимые системы, основанные на разных физических принципах, обеспечивающие перевод и удержание реактора в подкритическом состоянии.

Разработчики считают, что ВВЭР-С — это эволюция технологии ВВЭР, нацеленная на переход от открытого к замкнутому ядерному топливному циклу и эффективную работу в двухкомпонентной ядерной энергетике. ВВЭР-С будет пущен на обычном оксидном урановом топливе, а если использование уран-плутониевого МОКС-топлива станет экономически целесообразным, активная зона ВВЭР-С может быть полностью заполнена уран-плутониевом топливом, что позволит станциям с этой реакторной установкой наиболее эффективно вписаться в концепцию двухкомпонентной энергетики.

Для размещения первого энергоблока с реакторной установкой ВВЭР-С была выбрана Кольская АЭС, в качестве замещающих мощностей выводимых из эксплуатации энергоблоков ВВЭР-440 первого поколения. В соответствии с действующей Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики в Российской Федерации, блок с ВВЭР-С может быть построен до 2035 года, если будут обоснованы проектные технические решения. На Кольской АЭС, как планируется, будут апробированы технологические решения и доказана работоспособность блока с новой реакторной установкой.

Проект РУ В-478. ВВЭР-300

Проект двухпетлевой РУ с ВВЭР-300 разрабатывается как эволюционный проект, базирующийся на технических решениях по оборудованию предшествующих проектов РУ с ВВЭР. В качестве референтного проекта применен проект В-407.

В основу проекта положены следующие концептуальные положения:

- проект разрабатывается для регионов, имеющих электрические сети малой мощности;

- основное оборудование петель (ПГ, ГЦНА, ГЦТ) по конструкции, материалам, теплотехническим параметрам максимально унифицировано с аналогичным оборудованием, применяемым в проекте ВВЭР-640 (В-407);
- активная зона на базе ТВС-2;
- удержание расплава активной зоны при тяжелых авариях внутри корпуса реактора за счет охлаждения корпуса снаружи;
- локализация течи из первого контура во второй без радиоактивных выбросов в атмосферу.

Основные параметры проекта В-478, проектные характеристики и целевые показатели приведены в табл. 1.31.

Стадия разработки проекта – технические предложения.

Таблица 1.31. Перечень параметров, характеристик и целевых показателей проекта В-478

Установленная номинальная мощность энергоблока, МВт	300
Номинальная тепловая мощность реактора, МВт	850
Давление теплоносителя первого контура, МПа	15,7–16,2
Давление пара в парогенераторах, МПа	7,0
Температура теплоносителя на входе в реактор при работе на номинальной мощности, °С	294–296
Коэффициент полезного действия, нетто, %	35,3
Время эффективного действия пассивных систем безопасности и управления авариями без вмешательства оператора и потребности в электроэнергии, час, не менее	72

Проект ВВЭР-СКД (со сверхкритическим давлением теплоносителя)

В федеральной целевой программе «Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007–2010 годы и на перспективу до 2015 года» был намечен переход к инновационным технологиям развития атомной энергетики (направление 4 ФЦП). Среди инновационных проектов международным форумом «Генерация IV» рассматриваются 6 систем, пригодных для коммерческого использования к 2030 году. Среди этих разработок система SCWR с реактором, охлаждаемым водой сверхкритического давления.

ОКБ «ГИДРОПРЕСС» с ГНЦ РФ – ФЭИ и РНЦ «Курчатовский институт» в 2006 г. возобновили работы по разработке концепции инновационной РУ с корпусным легководным реактором сверхкритического давления ВВЭР-СКД.

Сформулированы основные целевые показатели АЭС с ВВЭР-СКД, ориентированную на применение в замкнутом топливном цикле:

- сохранение достигнутого уровня по надежности и безопасности эволюционных проектов ВВЭР поколения III+;
- коэффициент полезного действия примерно 45%;
- коэффициент воспроизводства топлива более 0,8;
- максимальное использование освоенной технологии ВВЭР и котлотурбинных установок со сверхкритическими и суперкритическими параметрами.

Работы над подобными проектами начались еще в 1980-х годах. В 1984 г. были выполнены эскизные проработки корпусного пароводяного реактора на быстрых нейтронах (совместная работа РНЦ «Курчатовский институт» и ОКБ «ГИДРОПРЕСС»). В 1990 г. предложена концепция корпусного реактора с естественной циркуляцией теплоносителя сверхкритического давления в первом контуре и изменением спектра нейтронов в процессе кампании ВВЭР-СКД-И (совместная работа РНЦ «Курчатовский институт» и ОКБ «ГИДРОПРЕСС»). Данный проект предусматривал размещение ПГ в корпусе реактора (интегральная компоновка).

В 2006–2007 г. была предложена концепция корпусного реактора для одноконтурной установки со сверхкритическим давлением теплоносителя ВВЭР-СКД. Был рассмотрен реактор с быстрорезонансным спектром нейтронов (совместная работа ГНЦ РФ – ФЭИ и ОКБ «ГИДРОПРЕСС»), а также с тепловым спектром нейтронов (совместная работа ГНЦ РФ – ФЭИ, РНЦ «Курчатовский институт» и ОКБ «ГИДРОПРЕСС»).

Атомные станции малой мощности

Атомные станции малой мощности (АСММ) — одно из перспективных направлений деятельности Госкорпорации «Росатом».

Они предназначены для удаленных районов с неразвитой сетевой инфраструктурой, в которых нецелесообразно сооружение более мощных АЭС.

Согласно определению МАГАТЭ, к атомным станциям малой мощности относятся станции с реакторными установками единичной мощностью менее 300 МВт(э).

Примерно в середине 1980-х годов зародилась альтернативная тенденция, которая способствовала разработке в некоторых странах реакторных установок целенаправленно малой мощности для использования в тех сегментах энергетического рынка, где АЭС с реакторами большой единичной мощности использованы быть не могут.

АСММ могут быть использованы в регионах с малой мощностью электрических сетей, в удаленных и труднодоступных районах, а также там, где

помимо электроэнергии требуются другие энергопродукты, такие как бытовое или промышленное тепло, пресная вода или перспективные энергоносители (например, синтетическое топливо или водород). Производство таких энергопродуктов может быть эффективно обеспечено АСММ, работающими в режиме когенерации.

КЛТ-40С

Разработка первых реакторов серии КЛТ-40 началась еще в период СССР. В основу серии легли более ранние проекты судовых водо-водяных реакторов ОК-900 и ОК-900А. Первый реактор КЛТ-40 был установлен на лихтеровозе «Севморпуть». После этого модернизированная версия РУ с реактором КЛТ-40М была реализована на ледоколах «Таймыр» и «Вайгач».

Немного позднее начались разработки концепций АЭС малой мощности, их усиленное развитие пришлось на 1990-е и 2000-е годы.

В итоге в 2007 году было заложено строительство плавучей АЭС «Академик Ломоносов» (ПАТЭС).

ПАТЭС «Академик Ломоносов» (ПЭБ «Академик Ломоносов») — это головной проект серии мобильных транспортабельных энергоблоков малой мощности, не является самоходным судном. Он представляет собой новый класс энергоисточников на базе российских технологий атомного судостроения.

Станция включает две РУ проекта 20870 КЛТ-40С и две турбины. Вместе они способны обеспечивать в номинальном режиме выдачу в береговые сети 70 МВт электроэнергии и до 50 Гкал/ч тепловой энергии для нагрева теплофикационной воды. Электрическая мощность, выдаваемая в береговую сеть без потребления берегом тепловой энергии, составляет около 76 МВт.

КЛТ-40С (рис. 1.20, 1.21) является последним и самым совершенным представителем серии. Его технические решения основываются на большом опыте эксплуатации предыдущих реакторов. РУ включает как активные, так и пассивные системы безопасности, 5 барьеров защиты, гермооболочку с системами снижения давления под ней в аварийных ситуациях. Конструкция корпуса реактора в целом аналогична ВВЭР. РУ имеет 4 петли, в состав которых входят ПГ и ГЦН. Максимальная проектная авария – гильотинный разрыв ГЦТ. Важным моментом является возможность естественной циркуляции теплоносителя в аварийных ситуациях. Численность персонала составляет около 100 человек.

КЛТ-40С имеет и ряд отличий от предыдущих проектов. Наиболее важным из них видится изменение обогащения топлива. Если в КЛТ-40 обогащение составляло около 40%, то в КЛТ-40С — менее 20. Характеристики КЛТ-40С представлены в табл. 1.32.

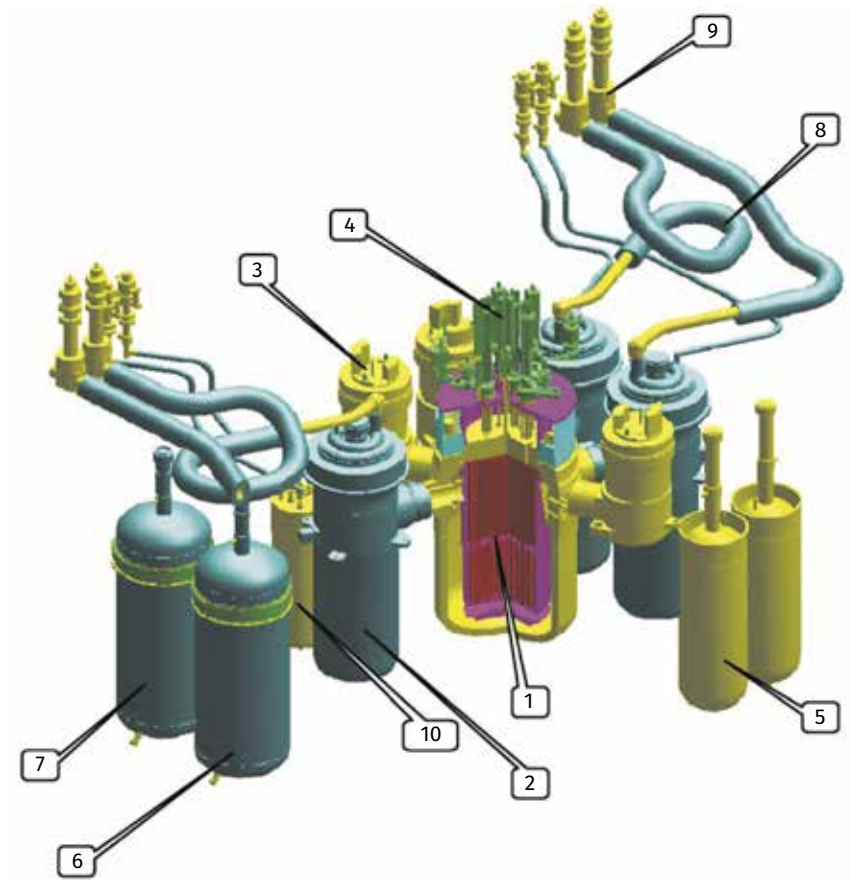


Рис. 1.20. Реакторная установка КЛТ-40С.
1 – реактор; 2 – парогенератор; 3 – главный циркуляционный насос; 4 – приводы СУЗ; 5 – компенсатор давления; 6, 7 – гидроемкости; 8 – паропроводы; 9 – арматура локализующая; 10 – теплообменник 1–2 контуров

Головной энергоблок ПАТЭС «Академик Ломоносов» был введен в промышленную эксплуатацию в 2020 году в городе Певек. Это самая северная АЭС в мире и первая в мире плавучая атомная электростанция.

С экономической точки зрения, плавучие АЭС малой мощности проигрывают своим традиционным аналогам. Тем не менее возведение АЭС в условиях Крайнего Севера значительно труднее и дороже, что и обуславливает предпочтение именно маломощных проектов, которые можно просто «доставить» на нужное место расположения.

КЛТ-40С лег в основу разработки нового поколения корабельных реакторов РИТМ-200.

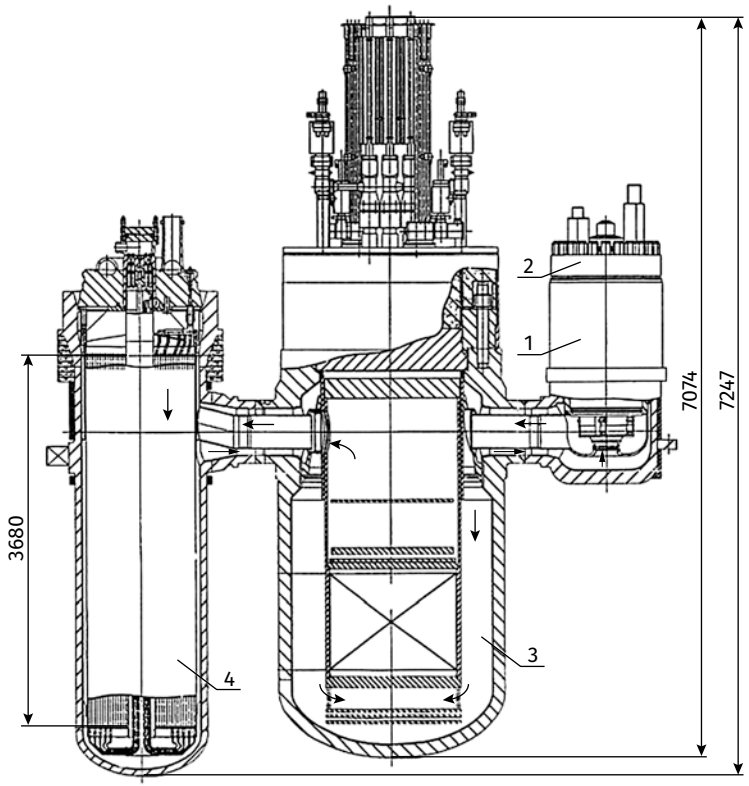


Рис. 1.21. Интегральный парогенерирующий блок РУ КЛТ-40С.
1 – гидрокамера; 2 – циркуляционный насос первого контура; 3 – реактор; 4 – парогенератор

Таблица 1.32. Характеристики КЛТ-40С

Обогащение, %	18,6
Число ТВС	121
Температура первого контура на входе/выходе из активной зоны	280/316 °С
Давление первого контура, МПа	12,7
Тепловая/электрическая мощность, МВт	150/38,5

РИТМ-200Н

В настоящее время основным направлением создания АСММ в России рассматривается разработка линейки энергоисточников малой мощности на базе РУ РИТМ-200. РУ РИТМ-200 разработана для универсальных атомных ледоколов (УАЛ).

По состоянию на 11.03.2025 12 РУ серии РИТМ-200 предусмотрены на шести УАЛ «Арктика», «Сибирь», «Урал», «Якутия», «Ленинград» и «Чукотка». Атомные ледоколы «Ленинград» и «Чукотка» находятся в стадии строительства, остальные приняты в эксплуатацию.

РУ типа РИТМ-200 могут применяться в составе одно- или двухблочных АСММ как наземного, так и плавучего исполнения. АСММ с одной или двумя РУ мощностью ~50 МВт(э) каждая могут использоваться для энергоснабжения промышленных узлов и городов в районах децентрализованного энергоснабжения.

Существует несколько проектов РИТМ, находящихся в разной стадии разработки и реализации, предназначенные для различных целей (табл. 1.33).

Унифицированные технические решения РУ РИТМ-200 для УАЛ используются в проектах:

- пилотной наземной АСММ с РУ РИТМ-200Н;
- модернизированных плавучих энергоблоков (МПЭБ) с РУ РИТМ-200С;
- перспективного оптимизированного плавучего энергоблока с РУ РИТМ-200М.

Таблица 1.33. Характеристики РУ проекта РИТМ

Наименование	РИТМ-200	РИТМ-200С	РИТМ-200Н	РИТМ-200М	РИТМ-400	РИТМ-400М
Мощность РУ, МВт	175	198	190	198	315	340
Интервал между перегрузками активной зоны, лет	7,7	6,4	6	9	5,7	6,5
Реализация	УАЛ	УАЛ	АСММ Якутия	ОПЭБ	Атомный ледокол «Лидер»	ПЭБ
КИУМ	0,38	0,72	0,8	0,7	0,38	0,7
Обогащение	Менее 20%					

Примечание: УАЛ – универсальные атомные ледоколы; МПЭБ – модернизированные плавучие энергоблоки; ОПЭБ – перспективный плавучий энергоблок.

РИТМ-200Н единственный реактор серии, предназначенный для размещения на суше в составе атомной станции малой мощности. Активная зона интегрального реактора состоит из 199 ТВС. Высота активной зоны составляет 1650 мм. Топливо обогащением менее 20% из интерметаллида (металлокерамики). Основные технические характеристики РУ представлены в табл. 1.34.

Основными чертами проекта РИТМ-200Н являются:

- интегральный водо-водяной реактор (во многом, но не во всем аналогичный КЛТ-40С);
- прямоточные титановые ПГ внутри реактора;
- использование бака МВЗ;
- ГЦН в гидрокамерах, расположенные на патрубках реактора;
- стальная защитная оболочка;
- отсутствие борного регулирования и высокая маневренность;
- «судовая» технология обращения с ядерным топливом.

Таблица 1.34. Основные технические характеристики РУ РИТМ-200Н

Тепловая мощность, МВт	190
Паропроизводительность, т/ч	305
Температура на выходе из активной зоны, °С	321
Давление в первом контуре, МПа	15,7
Расход теплоносителя первого контура, т/ч	3250
Давление пара за ПГ, МПа	3,82
Температура 2-го контура на входе/выходе из ПГ	170/295

Основным элементом реакторной установки является интегральный реактор (ИР). ИР включает в себя активную зону, кассеты парогенератора, а также конструктивные элементы, обеспечивающие работу активной зоны и формирующие основной циркуляционный тракт первого контура (рис. 1.22).

В корпусе интегрального реактора размещаются четыре ПГ, каждый состоит из трех кассет, объединенных между собой по питательной воде и пару. Кассета ПГ представляет собой прямоточный, вертикальный, прямотрубный теплообменник поверхностного типа.

В гидрокамеры устанавливаются главные циркуляционные насосы с клапанными коробками. Каждая гидрокамера соединяется с корпусом реактора при помощи коротких патрубков (главных), выполненных по типу «труба в трубе». На крышке реактора размещены приводы СУЗ, в том числе приводы, перемещающие компенсирующие группы рабочих органов, и приводы АЗ, обеспечивающие ввод в активную зону стержней аварийной защиты.

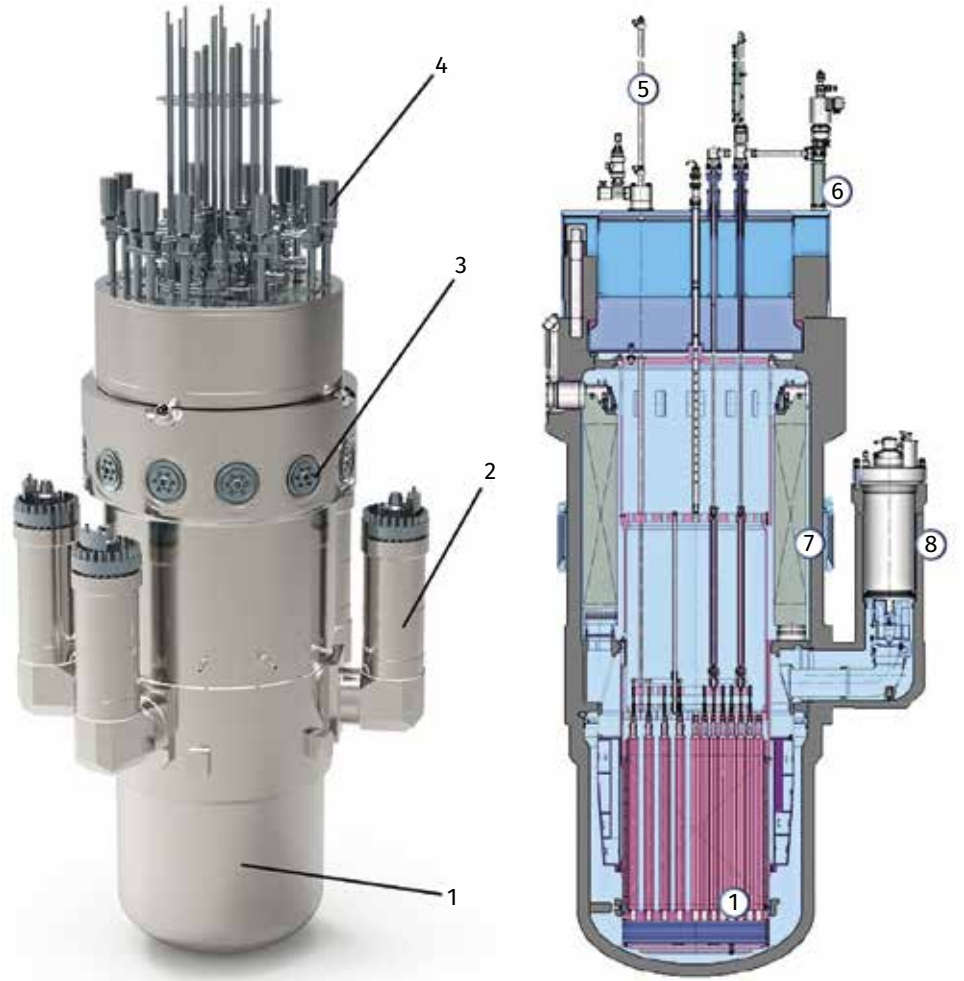


Рис. 1.22. Интегральный реактор РИТМ-200Н.
1 – активная зона; 2, 8 – центральные насосы первого контура (ГЦН); 3 – кассета ПГ; 4, 5, 6 – приводы СУЗ; 7 – парогенератор

Интегральный реактор РИТМ-200Н по сравнению с парогенерирующим блоком РИТМ-200 имеет некоторые отличия:

- увеличена высота корпуса и внутрикорусных устройств в связи увеличением высоты кассет ПГ и увеличением высоты ТВС;
- увеличена толщина корпуса в районе активной зоны и главных патрубков для увеличения срока службы корпуса;
- в корпусе реактора размещены комплекты образцов-свидетелей для обеспечения эксплуатационного контроля металла корпуса напротив активной зоны;
- увеличено количество средств измерений.

Для РИТМ-200Н принята двухканальная структура систем, обеспечивающих безопасность. Все основные функции безопасности выполняются активными системами и резервируются системами пассивного принципа действия.

К этим системам относятся:

1) две независимые системы воздействия на реактивность. Высокоэффективная система компенсации реактивности [12 рабочих групп органа регулирования (ОР)], быстродейтсвующая система аварийной защиты (6 рабочих групп ОР);
2) система ввода жидкого поглотителя (бак запаса жидкого поглотителя и два насоса);
3) системы аварийного расхолаживания — технологический конденсатор для расхолаживания через 2-й контур, система очистки и расхолаживания с теплообменником СОиР (рис. 1.23);
4) система пассивного отвода тепла (рис. 1.24);
5) система подпитки.

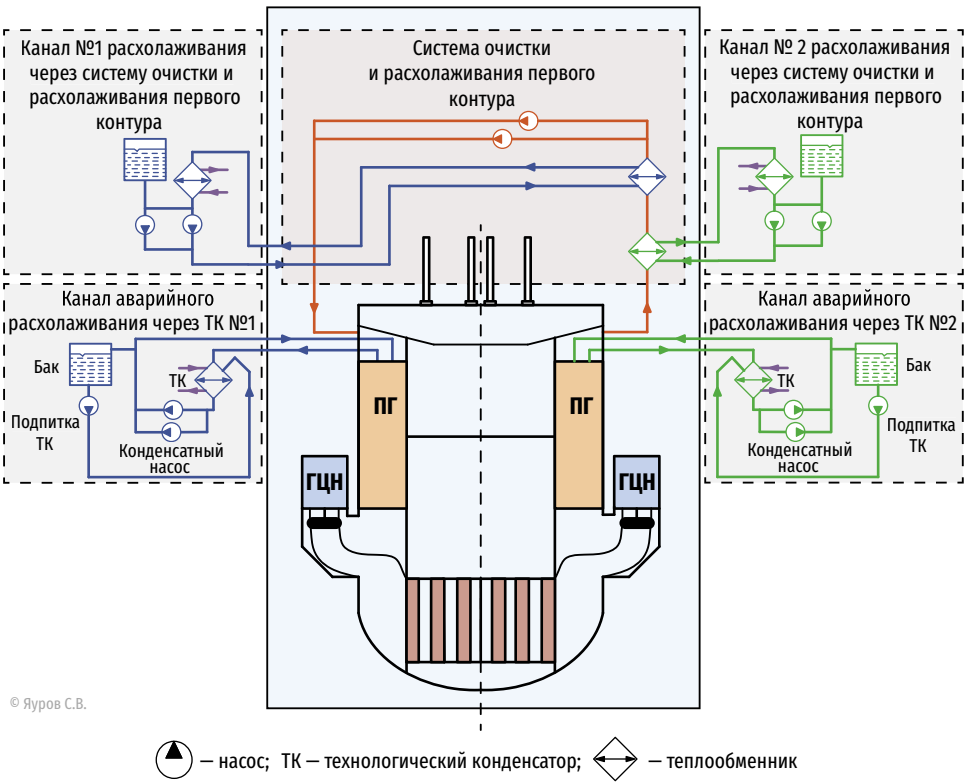


Рис. 1.23. Принципиальная схема активных каналов расхолаживания. РУ РИТМ-200Н

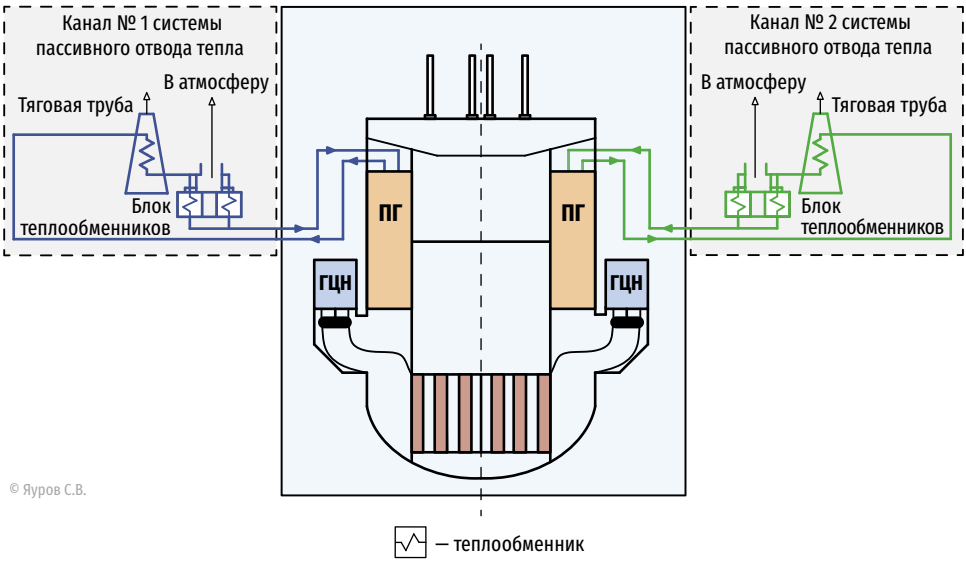


Рис. 1.24. Принципиальная схема системы пассивного отвода тепла. РУ РИТМ-200Н

В настоящее время предприятиями Госкорпорации «Росатом» ведется разработка проекта пилотной АСММ для сооружения в поселке Усть-Куйга Усть-Янского улуса Республики Саха (Якутия). Пилотный проект подразумевает строительство АСММ с двумя реакторными установками РИТМ-200Н электрической мощностью 55 МВт(э) каждая со сроком ввода в промышленную эксплуатацию в 2028 г.

Первая в России наземная АСММ строится в Якутии. Соглашение о взаимодействии и сотрудничестве Госкорпорация «Росатом» подписала с администрацией региона в 2018 году. В соответствии с документом, «ОКБМ Африкантов» и Государственный специализированный проектный институт (ГСПИ), при помощи администрации республики и местных организаций выполнили комплекс технико-экономических исследований, необходимых для создания станции.

АТЭЦ

В начале 1980-х гг. около городов Минск и Одесса началось строительство двух мощных АТЭЦ на базе реакторной установки ВВЭР-1000. Специально для этих АТЭЦ была разработана паровая турбина с теплофикационной мощностью 1880 ГДж/ч (примерно вдвое меньше, чем у турбин обычных ТЭЦ той же мощности). Турбина имеет два регулируемых отбора пара, а также несколько нерегулирумых отборов, которые могут быть использованы для дополнительного подогрева сетевой воды до 200 °С.

В конденсационном режиме при отключенных сетевых подогревателях турбина имеет мощность 500 МВт(э), а в теплофикационном режиме при полной тепловой нагрузке — 450 МВт(э).

После Чернобыльской аварии под давлением общественного мнения программа строительства АТЭЦ была свернута. Однако предпосылки развития атомной теплофикации и интерес к этому направлению атомной техники объективно сохраняются в России. С одной стороны, этому способствует многолетний положительный опыт эксплуатации действующих АТЭЦ, таких как Билибинская, Томская и Красноярская, где полезно используется тепловая энергия промышленных реакторов. С другой стороны, рост концентрации тепловых нагрузок в городах, повышение стоимости топлива, как органического, так и ядерного, объективно способствуют росту экономической целесообразности атомной теплофикации.

Многолетняя работа Билибинской АТЭЦ убедительно подтвердила экономическую эффективность и социальную значимость атомной теплофикации в специфических условиях Крайнего Севера.

АСТ

Специально для теплоснабжения крупных городов с большими тепловыми нагрузками в конце 1970-х гг. был разработан одноцелевой низкотемпературный реактор АСТ-500 (для средних населенных пунктов была спроектирована установка поменьше АСТ-300).

АСТ-500 — реакторная установка на основе интегрального водо-водяного реактора с естественной циркуляцией теплоносителя первого контура, страховочным корпусом и пассивными системами безопасности. Главный конструктор реакторной установки — ОКБМ им. И.И. Африкантова, научный руководитель проекта — РНЦ «Курчатовский институт».

Основные технические характеристики РУ АСТ-500 представлены в табл. 1.35.

Таблица 1.35. Технические характеристики АСТ-500

Мощность тепловая, МВт	500
Давление в первом контуре, МПа	1,6
Давление в втором контуре, МПа	1,2
Температура теплоносителя в реакторе, °С	
– на входе в активную зону	134,5
– на выходе из активной зоны	208

Реактор АСТ выполнен по интегральной схеме, т.е. активная зона, теплообменники 1–2 контура и компенсатор давления размещаются в корпусе реактора. Это решение позволило исключить трубопроводы большого диаметра, опасные с точки зрения разрыва.

В реакторе циркулирует вода, являющаяся теплоносителем первого контура. Применение естественной циркуляции теплоносителя в корпусе реактора исключает сложные и опасные для активной зоны динамические режимы, характерные для всех реакторов с принудительной циркуляцией теплоносителя.

Компактность интегрального реактора позволила применить второй герметичный страховочный корпус, рассчитанный на давление, устанавливающееся при разгерметизации корпуса реактора.

В АСТ использовалась трехконтурная схема теплопередачи (рис. 1.25). Первый контур был размещен в корпусе реактора, за исключением отдельных устройств (водоочистки, борного впрыска и др.). Второй промежуточный контур имел пониженное давление (1,2 МПа) по сравнению с сетевым

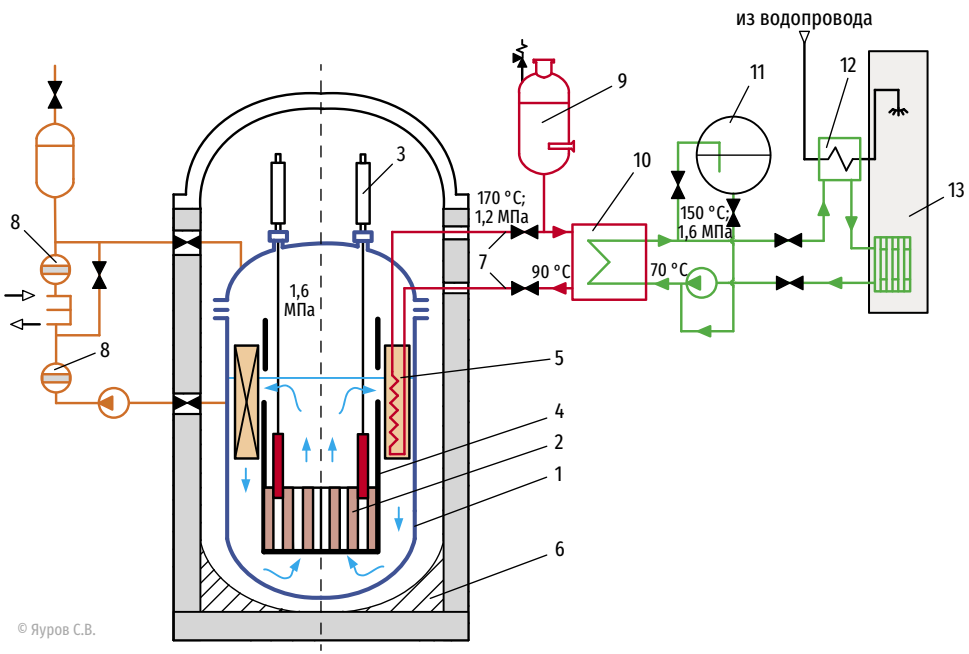


Рис. 1.25. Принципиальная схема реакторной установки АСТ-500.
1 — корпус реактора; 2 — активная зона; 3 — приводы системы управления; 4 — страховочный корпус; 5 — теплообменники второго контура; 6 — железобетонная шахта; 7 — трубопроводы второго контура; 8 — вспомогательные системы первого контура; 9 — компенсатор объема теплоносителя второго контура; 10 — сетевой теплообменник; 11 — система аварийного расхолаживания РУ; 12 — тепловой пункт; 13 — потребитель тепла

теплообменником (1,6 МПа), осуществлявшим теплопередачу от второго к третьему контуру, соединявшему АСТ с сетью теплоснабжения. Благодаря разнице давлений предотвращались утечка и распространение радиоактивности в случае повреждения барьера между первым и вторым контурами.

В 1979 году в СССР было принято решение о строительстве первых двухблочных АСТ под Горьким (Нижний Новгород) и Воронежем, которое стартовало в 1982–1983 годах. В 1983 году был утвержден план дальнейшего внедрения АСТ на среднесрочную перспективу. Предполагалось, что в двух названых городах АСТ возьмут на себя значительную часть базовой тепловой нагрузки и при этом будут дополняться тепловыми мощностями на органическом топливе (главным образом, для покрытия пиковых нагрузок), а также сооружаемыми впервые тепловыми аккумуляторами большой емкости.

Проведенная МАГАТЭ в 1989 г. комплексная экспертиза безопасности АСТ-500 (миссия Pre-OSART) дала положительное заключение как по проектным решениям, так и по их реализации на строительстве Горьковской АСТ.

Однако после аварии в Чернобыле в результате резкого усиления спровоцированных извне антиядерных настроений в обществе, к 1990 году реализация обоих проектов была официально прекращена. К тому времени строительные и монтажные работы были осуществлены более чем на ~50–70%.

Кроме реактора АСТ-500 в России разработано несколько проектов реакторов теплоснабжения малой мощности с использованием иных проектных подходов и решений. В их числе разработанный в ГНЦ РФ – ФЭИ проект «Рута», основанный на использовании бассейновых реакторов атмосферного давления тепловой мощностью 10, 20 и 55 МВт.

1.6.2. Развитие технологии PWR в зарубежных странах

Положительный опыт работы первой АЭС в СССР, а также сильное желание опередить русских и англичан (с их газографитовыми реакторами) привели к решительной поддержке в США крупномасштабного демонстрационного реактора с водяным охлаждением.

Американские энергетические реакторы с водяным охлаждением стали образцом и прототипом практически для всех стран мира, за исключением СССР.

В качестве такого реактора был выбран реактор-прототип для авианосца с электрической мощностью 60 МВт(э), АЭС «Shippingport» с данным реактором была запущена в 1957 году. Эта станция стала первой коммерческой атомной электростанцией в США и послужила прототипом для развития основной массы энергетических реакторов в мире.

Стоит отметить, что все три проекта первых АЭС явились результатом конверсии оборонных разработок.

США

Современные модификации реакторов типа PWR мало отличаются от своих прародителей. Первый реактор данного типа был разработан компанией «Westinghouse» как основа энергетической установки для атомной подводной лодки «Наутилус» (1954).

Корпус реактора первой коммерческой атомной электростанции в США был установлен в 1956 году на АЭС «Shippingport», штат Пенсильвания.

Хотя «Westinghouse» играла в разработке АЭС ведущую роль, многие другие организации в разных странах также внесли значительный вклад в разработку PWR и играют важную роль в ее дальнейшем развитии и эксплуатации.

В начальный период перспективы ядерной энергетики для рынка были весьма условными и имели большую непределенность (3–5 лет, чтобы создать реакторы с небольшой мощностью, и 20–30 лет, прежде чем ввести значительную мощность).

В 1954 году AEC (Atomic Energy Comission, США) объявила о финансируемом правительством пятилетнем плане по изучению концепций реакторов с коммерческой точки зрения. В их число вошли и ныне развиваемые концепции АЭС:

- реактор с водой под давлением («Shippingport»);
- экспериментальный реактор с кипящей водой (EBWR).

Первоначально активная зона водо-водяного реактора «Shippingport» использовала высокообогащенный уран.

Так как металлическое урановое топливо быстро разрушалось в воде, то велись разработки высокотемпературного топлива с большим выгоранием на основе сплавов урана с молибденом и ниобием и 3,8% кремния с интерметаллическими силицидами U3Si (недавно возрожденные под названием Accident Tolerant Fuels). По причине сложности изготовления и высокого поглощения нейтронов в молибдене от этих разработок пришлось отказаться.

Опыт эксплуатации «Shippingport» преподнес целый ряд уроков. Например, утечка из предохранительных клапанов компенсатора давления из-за тепловых деформаций, появление избыточной радиоактивности в теплоносителе, были обнаружены кусочки сепаратора турбины в лопатках низкого давления из-за вибраций. Несмотря на проблемы, «Shippingport» успешно работал, но его капитальные затраты были примерно в 10 раз больше, чем у аналогичной станции, работающей на углеродном топливе.

Из-за этого развитие технологий направления «Shippingport» оказалось под угрозой. Однако правительство США призвало к государственной и частной коммерциализации атомной отрасли. И тогда консорциумом из 10 коммунальных предприятий Новой Англии, которые профинансировали все капитальные затраты, был предложен проект реактора «Янки» в Роу

(Yankee Core I) мощностью 110 МВт(э). Это был первый реактор, в котором использовался диоксид урана с оболочкой из нержавеющей стали.

Опыт «Янки» был положительным, от НИОКР до строительства и эксплуатации. Консорциум завершил строительство станции на 23% ниже запланированных затрат. Теперь дела у легководного направления пошли на поправку. Следующий реактор «Индиан-Пойнт» представлял собой реактор PWR мощностью 163 МВт(э) с гомогенно смешанными оксидами высокообогащенного урана и тория. Правда, в августе 1962 года он вышел из строя. Поэтому вторая активная зона представляла собой низкообогащенный диоксид урана без тория.

Следующие новые атомные электростанции «Коннектикут Янки» и «Сан-Онофре» начали коммерческую эксплуатацию в 1968 году и имели проект PWR, поставленный компанией «Westinghouse» уже по контракту «под ключ».

Для АЭС «Янки» была выбрана конструкция с четырехпетлевой компоновкой и генерирующей мощностью 490 МВт. Корпус этого реактора был на тот момент самым длинным в мире и был спроектирован и построен компанией «Combustion Engineering».

В том же 1968 году вступила в строй первая атомная электростанция в Испании «Хосе Кабрера», на которой был реактор «Westinghouse PWR» с электрической мощностью 150 МВт. Она стала единственной действующей в мире однопетлевой установкой PWR.

В период с 1963 по 1966 год «General Electric» и «Westinghouse» подписали 12 контрактов на строительство АЭС с реакторами PWR и BWR. И все же АЭС по-прежнему были большими, сложными и дорогими. Усиление общественного контроля и связанная с этим нестабильность регулирования вызвали рост затратной составляющей.

В 1970-х и 1980-х годах начали коммерческую эксплуатацию 10 АЭС, спроектированных «Babcock & Wilcox» (B&W) с реакторами PWR: Three Mile Island-1 и 2, Arkansas Nuclear One-1, David Besse-1, Oconee 1-2 и 3, Indian Point-1, Rancho Seco-1 и Crystal River-3. Конструкция B&W PWR имеет двухпетлевую компоновку и прямоточный ПГ. Это дает некоторое преимущество, так как прямоточные ПГ с U-образным трубным пучком имеют возможность реализовать перегрев пара.

Компания «Combustion Engineering» (CE) построила 15 атомных электростанций в США, в том числе Arkansas Nuclear One-2, Calvert Cliffs 1 и 2, Millstone-2, Palisades, PaloVerde 1, 2 и 3, St Lucie 1 и 2, Waterford-3, Maine Yankee, San Onofre 2 и 3.

Концепция и конструкция PWR этой компании, названная «CE80», послужила в дальнейшем основой для очень многих АЭС мира под названием System 80+. Она состоит из двух петель, соединенных с корпусом реактора, расположенным в центре. В этой конструкции в каждой петле первого кон-

тура есть две холодные ветки, соединяющие выход парогенератора с корпусом, и в каждой из них установлен ГЦН.

Еще одна особенность — увеличенные размер ПГ, что приводит к увеличению объема теплоносителя и, следовательно, к улучшенной безопасности в аварийных ситуациях. Также необходимо отметить увеличение на 33% объема компенсатора давления, что позволило более эффективно управлять реакторной установкой в случае аварии с потерей теплоносителя (LOCA). И к тому же наличие бóльшего количества теплоносителя в компенсаторе позволяет избежать отключения реактора во время переходных процессов или сброса нагрузки.

В отличие от остальных вариантов конструкции PWR, в конструкции CE80 возможные изменения мощности корректируются только с помощью управляющих стержней (СУЗ), поэтому снижается необходимость корректировки концентрации бора при переходных режимах.

PWR первого поколения были достаточно просты и являлись аналогами рассмотренных нами ранее реакторов типа ВВЭР (максимальная температура и давление в них были меньше, чем в ВВЭР-1000 и равнялись 315 °С и 15,5 МПа соответственно).

В составе твэлов этих реакторов использовались цилиндрические таблетки диоксида слабообогащенного (1,3%) урана размером 8×12 мм, которые укладывались в металлические трубки из циркалоя (Zircaloy) длиной 3,65 м и около 10 мм в диаметре, заполненные гелием. Скомпонованные таким образом твэлы собирались в ТВС квадратного сечения 14×14 с дистанционированием по всей высоте и резервированием от 16 до 25 ячеек под перемещение в пространстве кассеты ПЭЛ ОР СУЗ.

В отличие от реакторов PWR первого поколения, в более поздних разработках стало использоваться жидкостное борное регулирование мощности в сочетании с системой оперативного регулирования на основе стержневых ПЭЛ. То есть, как можно заметить, они опережали СССР лет на пять-семь. Во всем остальном можно сказать, что развитие этих направлений шло по одинаковому сценарию.

Реакторы PWR второго поколения, которые содержали ТВС с большим количеством твэлов (ТВС 15×15 и 16×16), были сложнее в управлении, так как имели меньшие теплогидравлические запасы и бóльший запас реактивности.

Реакторы PWR третьего поколения, с учетом дальнейшего повышения их мощности и в связи с ужесточением требований к их безопасности после аварии в 1979 году на втором энергоблоке АЭС «Three Mile Island», стали рассматриваться с пристальным вниманием по отношению к оперативному управлению, информационному и метрологическому обеспечению.

Необходимо отметить, что тяжелая авария на АЭС «Three Mile Island» с реактором PWR привела не только к серьезным экономическим и имиджевым потерям для атомной энергетики США (остановлено строительство

и произошел отказ от реализации более сотни новых проектов), но и послужила базисом для внесения изменений в конструкцию реакторов и АЭС в целом — было сделано более 200 усовершенствований в проекте PWR.

На этом же основываются и реакторы PWR поколения III+ (AP-1000), которые отличаются от классических аналогов по техническому замыслу еще бóльшей надежностью и бóльшей безопасностью.

Корпуса классических PWR традиционно изготавливались из углеродистой стали с нержавеющей плакировкой, которая обычно выполнялась из марганцево-молибденовой стали. Внутри корпуса, в активной зоне, имеется от 190 до 300 тепловыделяющих сборок. Высота активной зоны этих реакторов бывает от 3,65 м (например, в реакторах энергоблоков АЭС «Диабло Каньон 2», «Байрон 2») до 3,81 м (например, в реакторе энергоблока АЭС «Паоло Верде 2»). Загрузка топлива составляет в среднем 80...100 т.

Реакторы типа PWR работают с различным числом циркуляционных петель движения теплоносителя. Температура циркулирующего теплоносителя на входе в реактор колеблется от 284 до 296 °С, а температура на выходе из реактора от 320 до 332 °С. Расход теплоносителя различен: от 15 060 до 25 288 т/ч (в одной петле). Давление в режимах нормальной эксплуатации находится в пределах 15,7...15,9 МПа (в среднем 15,8 МПа) и поддерживается на требуемом уровне с помощью компенсатора давления, как и в реакторах типа ВВЭР.

При работе на номинальной нагрузке реакторы PWR (как и ВВЭР) обладают, в силу своей кинетики, отрицательными коэффициентами реактивности по температуре теплоносителя и мощности. Это делает их устойчивыми и безопасными в плане управления.

Из приведенных фактов очевидно, что реакторы PWR, имея свои технические особенности (квадратная упаковка, вертикальные ПГ, 2- и 3-петлевые компоновки, компоновка реакторного отделения и станции), в целом подобны реакторам типа ВВЭР.

Дополнительно рассмотрим проект CE80+

CE80+ — это улучшенная версия установки, оптимизированная для увеличения безопасности и экономической эффективности.

В 1993-м году проект CE80+ рассматривался членами Американского ядерного общества в качестве основного средства утилизации оружейного плутония, поскольку конструкция реактора предполагала использование любого вид МОКС-топлива.

Проект 80+ получил развитие в корейском OPR-1000 и затем в APR-1400, а также повлиял на конструкторские решения при разработке AP-1000.

NRC (Nuclear Regulation Comission, США) сертифицировала проект 80+ для использования в США, но Westinghouse не построила ни одной станции этого проекта и прекратила его продвижение еще до своего банкротства.

Однако этот проект был использован для выбора конструкций и их обоснования в других странах.

Помимо сверхдержав многие другие страны мира приняли ядерную энергетику как часть своей энергетической стратегии в конце XX века. В большинстве программ использовалась технология легководных реакторов типа PWR или BWR.

Франция

Франция стала одним из успешных разработчиков и строителей АЭС как внутри страны, так и в продвижении их в мире (Китай, Финляндия и т.п.). После нефтяных потрясений 1970-х годов страна приняла ядерную энергетику в качестве стратегического источника энергии, к которому следует стремиться из соображений национальной безопасности, а также энергетической независимости. Именно поэтому страна вкладывала значительные средства в технологии, а не полагалась на замыслы США.

В сотрудничестве с Бельгией было принято решение о строительстве атомной электростанции «Chooz-A» с реактором PWR. Ее строительство началось в 1961 году, а в 1967 году началась эксплуатация первого коммерческого ядерного реактора PWR в Европе.

В 1970-х годах во Франции поэтапно разрабатывались несколько серий проекта PWR — все они трехпетлевые и с электрической мощностью 900 МВт. Эти новые серии, основанные на конструкции PWR, получили названия CP0, CP1 и CP2 (M310).

Серия CP0, полностью под лицензией «Westinghouse», была внедрена только в 1970-х годах на 6 блоках.

Вместо серии CP0 в 1980-х годах были разработаны серии CP1 и CP2, по данным проектам было построено 28 ядерных реакторов. В этих сериях был учтен опыт, полученный при проектировании, строительстве и эксплуатации реакторов CP0. Исследования проектов для серий CP1 и CP2 были стандартизированы.

В результате, серии CP1 и CP2 отличаются от серии CP0 по следующим характеристикам:

- конструкция здания защитной оболочки была изменена для облегчения операций внутри ЗО;
- измененены системы безопасности в части независимости каналов и повышения их надежности;
- более гибким стало управление реактором, благодаря использованию «серых» регулирующих стержней и добавлению стержней с выгорающими поглотителями.

Впоследствии Франция перешла на станции с четырехпетлевыми компоновками, что означало увеличение генерирующей мощности до 1300

МВт. Серия новых установок получила название P4. Первоначальный проект реакторной установки под названием P4 был основан на лицензии «Westinghouse», восемь таких проектов были реализованы в течение 1980-х годов.

Компания «Framatome» разработала собственную французскую версию серии P4, названную P'4, были введены 12 блоков с этим реактором.

Увеличение мощности в этих сериях было достигнуто за счет увеличения размера корпуса реактора, вследствие чего перешли с трехпетлевых проектов для реакторов CP0, CP1 и CP2 с 900 МВт на четырехпетлевые для серии P4 и P'4 мощностью 1300 МВт, также увеличились размеры основного оборудования, ГЦН и ПГ.

Предыдущая серия (CP) имела двухблочные установки, в то время как новая представляет собой одноблочные установки. Системы безопасности спроектированы по многоканальному принципу с независимым расположением, что значительно увеличило уровень безопасности.

Кроме того, каждая защитная оболочка имеет двойную бетонную стену (одна внутренняя стена из предварительно напряженного бетона и одна внешняя стена из железобетона) вместо одинарной стены из предварительно напряженного бетона, облицованной сталью, в реакторах мощностью 900 МВт. Используются новые микропроцессорные технологии управления и КИП с использованием программируемой памяти.

Серия P'4 отличается от серии P4 тем, что монтаж зданий и сооружений был оптимизирован, а их размеры уменьшены для сокращения затрат. Наконец, в 1980-х годах компания «Framatome» пришла к реализации французского проекта N4, были построены четыре новых блока: два блока в Chooz и еще два в Civeaux.

Благодаря усовершенствованному топливу и усовершенствованиям основных компонентов второго контура удалось повысить мощность блоков до 1450 МВт(э).

Компания Framatome совместно с Siemens (Германия) разработала европейский реактор с водой под давнием [**E**uropean **P**ressurised Water **R**eactor (EPR-1600)], основанный на конструкциях французского реактора N4 и немецкого реактора KONVOI. В 1995 году он был утвержден в качестве новой стандартной конструкции для Франции и получил одобрение французской комиссии по проектированию в 2004 году. Два блока EPR-1600 сооружались с 2008 года (один во Франции и один в Финляндии), но из-за недостатков самого проекта и новых требований национального финского регулятора сооружение растянулось почти на 20 лет. Энергоблок Олкилуото-3 (Финляндия) пущен в 2023 году, а французский энергоблок Фламанвиль-3 был подключен к сети в декабре 2024 года.

Во Франции эксплуатируются 18 коммерческих атомных электростанций с 57 действующими реакторами (данные конца 2024 года). Все элек-

тростанции находятся в ведении EdF. Французские ядерные реакторы составляют 90% мощностей EdF и, следовательно, используются в режиме следования за нагрузкой, поэтому коэффициент их использования по мировым стандартам невысок — около 70%.

Во Франции было два крупных реактора-размножителя. Рядом с Маркулем находится реактор Phenix мощностью 233 МВт, который начал работу в 1974 году и находился в совместном владении CEA и EdF. Он был остановлен для модернизации в 1998–2003 годах, вернулся к работе на мощности 140 МВт на шесть лет и прекратил выработку электроэнергии в марте 2009 года, хотя продолжал работать в тестовом режиме и участвовать в исследовательских программах по утилизации отходов, в частности трансмутации актинидов, до октября 2009 года. Второй энергоблок Superphénix мощностью 1200 МВт был запущен в 1996 году, но был закрыт по политическим причинам в конце 1998 года.

По состоянию на начало 2025 года во Франции эксплуатируются только водо-водяные реакторы и все реакторы относятся ко второму поколению, за исключением энергоблока Фламанвиль-3 с реактором EPR-1600 поколения III+. В таких условиях государственному регулятору работать значительно проще в сравнении с условиями, сложившимися не только в США, но и в России и других странах, так как отсутствует необходимость разрабатывать технологии продления сроков эксплуатации для разных типов реакторов.

Развитие атомного проекта как государственной программы привело к тому, что Франция, наряду с Россией, обладает наиболее полным комплектом предприятий (обогащение — газовые центрифуги, производство и конверсия ядерного топлива, а также переработка отработанного топлива), необходимых для функционирования и развития атомной энергетики.

По французским проектам (как лицензионным, так и нелицензионным) возведено и возводится множество блоков в Китае.

Китай

Китайская программа эволюции ядерных реакторов PWR основана как на базе легальных лицензионных проектов, так и на адаптированных китайских репликах, которые считаются уже китайскими. АЭС в Китае основаны на параллельной разработке трех компаний:

- Китайская национальная ядерная корпорация (CNNC);
- Китайская генеральная ядерная энергетическая корпорация (CGN);
- Государственная корпорация ядерных технологий (SNPTC).

Корпорация CNNC

Корпорация CNNC начала разработку своей линейки реакторов CNP в 1970-х годах во время проекта исследований и разработок ядерного реактора для использования на подводных лодках.

В феврале 1970 г. был принят первый план развития мирной ядерной энергетики КНР. Для проведения исследований в области гражданской ядерной энергетики в этом же году был создан Институт 728 [ныне это Shanghai Nuclear Engineering Research and Design Institute (SNERDI) — Шанхайский научно-исследовательский институт ядерной техники].

Благодаря усилиям этой организации был создан первый полностью китайский проект атомной станции CNP-300 (проект 728) с однопетлевым PWR электрической мощностью 300 МВт. Первый энергоблок, созданный по данному проекту на площадке Циньшанской АЭС (Qinshan), был подключен к сети 15 декабря 1991 г. (строительство было начато в январе 1985 г.), но в промышленную эксплуатацию принят только 1 апреля 1994 г. Проект АЭС Qinshan был создан китайскими специалистами, но полностью построить своими силами АЭС Китай в то время еще не мог, поэтому корпус реактора был заказан в Японии, ГЦН — в ФРГ, а турбина — в Великобритании.

Конструкция CNP-300 поколения II эволюционировала в РУ CNP-600 поколения II — двухпетлевую PWR с электрической мощностью 650 МВт, которая был сооружена на втором блоке Циньшанской АЭС. Корпус реактора для данной АЭС также был закуплен в Японии. Четыре блока с реактором CNP-600, имеющие электрическую мощность 650 МВт, были запущены в 2002, 2004, 2010 и 2012 гг.

Позже CNNC вместе с компаниями «Westinghouse» и «Framatome» разработали вариант PWR поколения III с тремя петлями и генерирующей мощностью 1000 МВт, получивший название CNP-1000.

Позднее конструкция CNP-1000 была переработана в другую конструкцию поколения III, получившую название ACP-1000 (усовершенствованный китайский энергетический реактор).

В настоящее время в результате объединения усилий компаний CGN и CNNC на основе своих соответствующих проектов PWR (ACPR-1000 и ACP-1000) создан и реализовывается проект РУ под названием HPR-1000, известный также как Hualong One («Дракон первый»).

Корпорация CGN

Компания CGN занималась внедрением французских атомных технологий в Китае. Первоначально было принято решение о создании АЭС Daya Bay в провинции Гуанчжоу, возле Гонконга (в то время еще принадлежавшего Великобритании). В январе 1985 г. было создано совместное предприятие Guandong Nuclear Power Joint Venture Company для сооружения АЭС. 75% акций принадлежало китайской корпорации Guandong Nuclear Power Investment Company, а 25% — гонконгской Hong Kong Nuclear Investment Company, принадлежащей CLP Group (China Light & Power Company).

Первоначально CGN эксплуатировала два блока АЭС Daya Bay, на которой установлены трехпетлевые реакторы проекта M310 мощностью 984 МВт, спроектированные и построенные французской национальной компани-

ей Framatome. Оба блока были приняты в промышленную эксплуатацию в 1994 г. Также по данному проекту было сооружено два блока на первой очереди АЭС Ling Ao (запущены в 2002 и 2003 гг.).

Конструкция этих РУ в последующие годы эволюционировала в конструкцию CPR-1000 поколения II+ (китайский PWR).

Трехпетлевой CPR-1000 мощностью 1086 МВт имеет кампанию 18 месяцев. Основным отличием от первоначальной конструкции M310 было удаление сварного шва в корпусе реактора под давлением, что сокращало время производства компонентов и устраняло необходимость проверять сварной шов в течение срока службы реактора.

CPR-1000 имеет 157 тепловыделяющих сборок с обогащением по UO_2 4,5%. Конструкция ТВС — 17×17.

Далее CPR-1000 превратился в более совершенный вариант поколения III ACPR-1000 (усовершенствованный китайский энергетический реактор, основанный на конструкции PWR). Эта конструкция имеет несколько технических усовершенствований, таких как:

- бóльшая мощность;
- более длинный срок эксплуатации;
- повышенная устойчивость к внешним воздействиям;
- бóльшая длина ТВС;
- увеличение площади теплообмена парогенератора;
- наличие пассивных рекомбинантов водорода.

Компания SNPTC

SNPTC разработала китайскую версию американского проекта AP-1000, названную CAP-1400, которая является одним из 16 крупных национальных научно-технических проектов в Китае.

CAP-1400 — это увеличенная версия AP-1000, двухпетлевой реактор PWR мощностью 1500 МВт(э). Он полностью наследует философию пассивной безопасности и упрощения от проекта AP-1000.

Корея (Республика Корея)

Южная Корея последнее время стала одной из самых успешных стран на мировом рынке атомной энергетики.

На сегодняшний день Южная Корея считается одним из лидеров по степени эксплуатации атомных электростанций. В ее арсенале к настоящему моменту находятся 20 ядерных реакторов. Кроме того, к 2030 г. Южная Корея намерена экспортировать 30 ядерных реакторов. Производство и отгрузка реакторов станет реализацией проекта в рамках стратегии по входу в число трех ведущих ядерных энергетических держав мира.

Корея стала членом МАГАТЭ в 1957 г., в 1958 г. был принят Закон об атомной энергии, а в 1959 г. правительство учредило Управление по атомной энергии.

Первой АЭС в Корее стала Кори-1, блока Westinghouse, построенного по контракту «под ключ». Он был запущен в 1977 году. И уже в начале 1980-х годов было построено восемь реакторов.

Технологии Westinghouse и Framatome были использованы для первых восьми блоков PWR и Combustion Engineering (которая стала частью Westinghouse). А затем Корейская стандартная АЭС (KSNP) стала признанной конструкцией для двух и немного эволюционировала до KSNP +. В 2005 году KSNP/KSNP+ был переименован в OPR-1000 (Реактор с оптимизированной мощностью), по-видимому, для азиатских рынков, особенно для Индонезии и Вьетнама. Десять работающих блоков теперь имеют обозначение OPR-1000.

Кроме того, 2 блока CP1 (разработки Франции, упомянутые в предыдущем параграфе) также были построены на АЭС Ханул.

KHNP (Korea Hydro & Nuclear Power Co) занималась разработкой и сертификацией новых более мощных реакторов.

Проекты станций APR1000 и APR1400 поколения III опирается на инновации проекта CE80+.

Вариант, включающий ряд дополнительных функций более крупной конструкции, названный APR1000, был разработан для использования в Европе. В марте 2023 года он был сертифицирован организацией European Utility Requirements (EUR) как соответствующий требованиям. Но для него по-прежнему потребуется утверждение конструкции в каждой стране, в которой он используется.

Мощные реакторы APR1400

В стране работают 8 АЭС APR1400. Южнокорейские компании достигли договоренностей о строительстве четырех реакторов APR-1400 в Объединенных Арабских Эмиратах, два из них уже работают.

Германия

Атомная энергетика Германии практически перестала существовать, поэтому ее рассмотрение имеет смысл только как историческая ретроспектива.

При содействии производителей США Западная Германия приступила к разработке коммерческих атомных электростанций [Siemens/Westinghouse для реакторов с водой под давлением (PWR), AEG/General Electric для реакторов с кипящей водой (BWR)].

В с 1965 по 1970 г. строились энергетические реакторы мощностью 250–350 и 600–700 МВт(э).

Примерно через 15 лет разрыв в ядерных технологиях между Западной Германией и международным сообществом был ликвидирован. Западногерманская атомная промышленность получила первые заказы из-за границы.

В 1969 году «Siemens» и AEG основали «Kraftwerk Union» (KWU), объединив свои соответствующие ядерные предприятия. Началась отечествен-

ная германская разработка атомных электростанций KWU с реакторами типа PWR.

С учетом многолетнего опыта эксплуатации, был разработан широко известный стандартизированный PWR мощностью 1300 МВт(э) («Конвой»). Три блока «Конвой» были введены в эксплуатацию в 1988 году, и они были последними АЭС, построенными в Западной Германии.

Германская Демократическая Республика (то есть, Восточная Германия) в развитии АЭС использовала усовершенствованные версии АЭС родом из СССР.

2000 году был введен юридический запрет на строительство новых АЭС в Германии.

6 июня 2011 года было принято решение об отказе производства атомной энергии. 8 энергоблоков АЭС были отключены в марте 2011, оставшиеся 9 должны были быть закрыты до конца 2022. Соответствующий закон был принят в Бундестаге 30 июня 2011 года: «за» проголосовало 513 депутатов из 600. Только партия левых проголосовала против». Последние три промышленные атомные электростанции Германии («Изар-2», «Неккарвестхайм-2» и «Эмсланд») были закрыты в апреле 2023 года, несмотря на неоднозначные мнения среди жителей страны на фоне разразившегося в 2022 году энергетического кризиса и экономического спада.

Заключение к главе 1

История применения ядерных реакторов в качестве источников для выработки электроэнергии достаточно невелика (в 1954 году первая в мире Обнинская АЭС была подключена к энергосистеме страны). С одной стороны, АЭС с ядерными реакторами выгодны с точки зрения теплотворной способности топлива, с другой стороны, работа АЭС сопровождается определенными рисками, но достигнутый на текущий момент уровень организационно-технических мероприятий свел эти риски до минимума.

Оценивая ретроспективу в отечественном и зарубежном реакторостроении, стоит выделить несколько этапов реализации АЭС:

1) разработка концепций и конструкции;
2) проведение большого количества расчетно-экспериментальных работ в счет подтверждения принятых концепций;
3) запуск головных проектов и отработка вопросов, связанных с эксплуатацией, ремонтом, техническим обслуживанием;
4) совершенствование принятых конструктивных особенностей, доведение проекта до серийного воспроизведения.

На заре атомной энергетики при реализации этапов 1, 2 учеными и конструкторами предлагались смелые и экстравагантные решения, которые зачастую не могли подтвердиться экспериментально. При этом уже на этапах 3, 4 реализовывались реальные рабочие решения.

В наши дни все этапы реализуются с учетом накопленного опыта в конструировании и разработках.

На текущий момент имеется два основных генеральных направления развития АЭС с реакторными установками, работающими на легкой воде под давлением. Это АЭС с реакторами типа PWR американских проектов и советские/российские проекты с реакторами типа ВВЭР.

В целом, как по технико-экономическим показателям, так и по концептуальным техническим решениям они схожи. Однако между ними имеются принципиальные различия. Так, например, в зарубежных PWR применяются тепловыделяющие сборки типа «квадрат», в ВВЭР – тип «шестигранник», в РУ ВВЭР используются парогенераторы горизонтального типа, а в зарубежных проектах PWR – вертикального.

Две технологии PWR и ВВЭР развивались по схожим сценариям. Есть отличия в решении некоторых конструкторских узлов, в размерах и материалах этих узлов, в форме основного элемента активной зоны ТВС, в пространственном расположении ПГ, в компоновке реакторного отделения (и станции в целом). Но принципиально эти реакторы сделаны по одной технологии, которая базируется на одних и тех же принципах, в том числе принципах безопасности и международных норм.

Список литературы к главе 1

1. Фейнман Р.Ф., Лейтон Р.Б., Сэндс М.Л.. Фейнмановские лекции по физике. Москва: Мир; вып. 3–4, 1976. 496 с.
2. Широков Ю.М., Юдин Н.П. Ядерная физика. М.: Наука, 1980. 728 с.
3. Фаддеев М.А., Чупрунов Е.В. Лекции по атомной физике. М.: Физматлит, 2008. 612 с.
4. Казанский Ю.А., Слекеничс Я.В., Кинетика ядерных реакторов. Коэффициенты реактивности. Введение в динамику. М.: Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ», 2012. 300 с.
5. Климов А.Н. Ядерная физика и ядерные реакторы. М.: Энергоатомиздат, 1985. 350 с.
6. Афров А.М., Иванов Е.А., Васильев Б.Ю., Андрушечко С.А., Украинцев В.Ф., Семченков Ю.М. ВВЭР-1000: физические основы эксплуатации, ядерное топливо, безопасность. М.: Логос, 2006. 487 с.
7. Афров А.М., Генералов В.Н., Украинцев В.Ф., Андрушечко С.А., Васильев Б.Ю., Семченков Ю.М. АЭС с реакторами типа ВВЭР-1000. От физических основ эксплуатации до эволюции проекта. М.: Логос, 2010. 604 с.
8. Дементьев Б.А. Ядерные энергетические реакторы. М.: Энергоатомиздат, 1984. 280 с.
9. Камерон И. Перевод с английского Блинкин В.Л. Ядерные реакторы. М.: Энергоатомиздат, 1987. 320 с.
10. Шульга И. Двужильный водо-водяной: Обзор. Режим доступа: https://atomicexpert.com/review_vver [дата обращения: 09.09.2024].

11. Денисов В. П. Эволюция водо-водяных энергетических реакторов для АЭС // История атомной энергетики Советского Союза и России. Вып. 2. История ВВЭР. — 2002. — С. 218—302. Режим доступа: https://elib.biblioatom.ru/text/istoriya-atomnoy-energetiki_v2_2002/0013/ [дата обращения: 09.09.2024].
12. ВМ-А / История реакторов / История основных систем // Эволюция отрасли /// История Росатома. Режим доступа: https://www.biblioatom.ru/core-systems/nuclear-reactors/vm-a/ [дата обращения: 09.09.2024].
13. Ланкевич А.В. ВВЭР – история, состояние и развитие. Опубликовано 02.06.2021 http://www.atominfo.ru/newsz03/a0715.htm, [дата обращения: 09.09.2024].
14. История атомных реакторов / ВВЭР-1 (ВЭС-1), В-2, ВВЭР-3М. Режим доступа: https://www.biblioatom.ru/core-systems/nuclear-reactors/vver-1/ [дата обращения: 09.09.2024].
15. История атомных реакторов / ВВЭР-440: В-179, В-230, В-270, В-318. Режим доступа: https://www.biblioatom.ru/core-systems/nuclear-reactors/vver-440/ [дата обращения: 09.09.2024].
16. Козлов В.В. Российская атомная энергетика за рубежом.– М.: ООО «ВАШ ФОРМАТ», 2018. – 220 с. Режим доступа; https://elib.biblioatom.ru/text/kozlov_rossiyskaya-energetika-za-rubezhom_2018/p0/ [дата обращения: 09.09.2024].
17. История атомных реакторов / ВВЭР-1000: В-187, В-302, В-338, В-320, В-412, В-446, В-428. Режим доступа: https://www.biblioatom.ru/core-systems/nuclear-reactors/vver-1000/ [дата обращения: 09.09.2024].
18. История атомных реакторов / ВВЭР-1200: В-392М (АЭС-2006), В-491. Режим доступа: https://www.biblioatom.ru/core-systems/nuclear-reactors/vver-1200/ [дата обращения: 09.09.2024].
19. История атомных реакторов / ОК-150, ОК-900. Режим доступа: https://www.biblioatom.ru/core-systems/nuclear-reactors/ok-150/ [дата обращения: 09.09.2024].
20. История атомных реакторов / КЛТ-40. Режим доступа: https://www.biblioatom.ru/core-systems/nuclear-reactors/klt-40/ [дата обращения: 09.09.2024].
21. Проскуряков К.Н. Ядерные энергетические установки: учебное пособие для вузов / К.Н. Проскуряков М.: Издательский дом МЭИ, 2015. — 446 с.
22. Ланкевич А.В. ВВЭР — история, состояние и развитие. Часть 1. История развития технологии водо-водяных реакторов под давлением. Режим доступа: http://www.atominfo.ru/newsz03/a0715.htm [дата обращения: 09.09.2024].
23. Ланкевич А.В. ВВЭР — история, состояние и развитие. Часть 2. Становление серийной технологии ВВЭР. Режим доступа: http://www.atominfo.ru/newsz03/a0759.htm [дата обращения: 09.09.2024].
24. Ланкевич А.В. ВВЭР — история, состояние и развитие. Часть 3. Ретроспективный анализ развития технологии PWR. Режим доступа: http://www.atominfo.ru/newsz03/a0832.htm [дата обращения: 09.09.2024].

25. Ланкевич А.В. ВВЭР — история, состояние и развитие. Часть 4. Анализ развития АЭС с водо-водяными реакторами. Перспективы развития направления АЭС с РУ ВВЭР. Режим доступа: http://www.atominfo.ru/newsz04/a0504.htm [дата обращения: 09.09.2024].
26. Рыжов С.Б., Мохов В.А., Подшибякин А.К., Щекин И.Г., Чуркин А.Н., Крыжановский В.И., Четвериков А.Е., Шмелев С.В., Титов О.В., Ануфриев Д.А. О новых проектах реакторных установок ВВЭР на современном этапе развития атомной энергетики. ОКБ «ГИДРОПРЕСС», Подольск, Россия.
27. Уваров А. Стройтесь, реакторы, большие и малые Режим доступа: https://atomvestnik.ru/2020/07/04/strojtes-reaktory-bolshie-i-malye/ [дата обращения: 09.09.2024].
28. Шульга И. Достойные три с плюсом. Режим доступа: https://atomicexpert.com/epr_ap1000_reactors [дата обращения: 09.09.2024].
29. Панов С. «Тысячники». Режим доступа: https://archive.atomicexpert.com/page252777.html [дата обращения: 09.09.2024].
30. Комольцев А. ВВЭР: горизонты близкие и далекие. Режим доступа: https://atomicexpert.com/vver_horizons_near_and_far [дата обращения: 09.09.2024].
31. История создания атомных станций теплоснабжения в крупных городах. Сегодняшние реалии. Режим доступа: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/publ_2828.htm [дата обращения: 09.09.2024].
32. Петрунин В.В., Фатеев С.А., Кураченков А.В., Щекин Д.В. Научно-технические и экономические аспекты создания инновационных реакторных установок для атомных станций малой и средней мощности. Международная конференция «XVI Забабахинские научные чтения», Снежинск, 2023.
33. Петрунин В.В. Реакторные установки для атомных станций малой мощности // Академия наук и атомная отрасль. — М.: Российская академия наук, 2021. — С. 213—231. Режим доступа: https://elib.biblioatom.ru/text/akademiya-nauk-i-atomnaya-otrasl_2021/p223/ [дата обращения: 09.09.2024].
34. Кузнецов А., Антонов А., Буньков С. Большое плавание реактора КЛТ-40: история единственного атомного лихтеровоза-контейнеровоза. Газета «Страна Росатом», Москва, 2021.
35. Шульга И.И. Росатом: история успеха. Атомные станции малой мощности: новое направление развития энергетики. Т-2. М.: Академ-Принт, 2015. 226 с.
36. Смоленцев Д.О., Ивина О.Н. Сравнительная оценка энергоустановок малой мощности для децентрализованного энергоснабжения. Режим доступа: https://elib.biblioatom.ru/text/atomnye-stantsii-maloy-moschnosti_2011/p157/ [дата обращения: 09.09.2024].
37. Митенков Ф.М. Атомные станции теплоснабжения — новый этап в развитии атомных станций в СССР // Митенков Ф. М. Размышления о пережитом. — 2004. — С. 248—254. Режим доступа: https://elib.biblioatom.ru/text/mitenkov_razmyshleniya-o-perezhitom_2004/p254/ [дата обращения: 09.09.2024].
38. Шульга И. Атом на растопку. Режим доступа: https://archive.atomicexpert.com/nuclear_heating [дата обращения: 09.09.2024].

39. Машиностроение ядерной техники. Кн. 1. — 2005. Машиностроение. Т. 4–25 : Машиностроение ядерной техники, кн. 1 : [в 2 кн.] / ред. тома д.т.н. Е.О. Адамов ; ред.-сост. д.т.н. В.И. Солонин отв. ред. акад. РАН К.С. Колесников. – М.: Машиностроение, 2005. – 959 с. : ил. – Библиогр. в конце гл. – Предм. указ.: с. 954–959. Режим доступа: https://elib.biblioatom.ru/text/mashinostroenie-yadernoy-tehniki_kn1_2005/p13/ [дата обращения: 09.09.2024].
40. Круглов А.К. Как создавалась атомная промышленность в СССР. – [2-е изд., испр.] – М.: ЦНИИатоминформ, 1995. – 380 с.
41. Денисов В.П. Эволюция водо-водяных энергетических реакторов для АЭС // История атомной энергетики Советского Союза и России. Вып. 2. История ВВЭР. – 2002. – С. 218–302.
42. Денисов В.П., Драгунов Ю.Г. Реакторные установки ВВЭР для атомных электростанций. – М.: ИздАТ, 2002. – 477 с.
43. Сидоренко В.А. Водоводяные энергетические реакторы. Начало и результат : [к 75-летию Курчатовского института] / В.А. Сидоренко. – М.: НТЦ ЯРБ, 2018. – 134, [1] с. : ил.
44. Сидоренко В.А. «Водо-водяные реакторы в ядерной энергетике страны». АЭ, т. 43, вып 5, ноябрь 1977, С. 325–336.
45. Американские бридеры остановила политика Текст: Татьяна Данилова https://archive.atomicexpert.com/page1081770.html
46. Семенов М.А., Калинчев М.В., Кураченков А.В., Щекин Д.В. Основные схемно-конструктивные решения для РУ РИТМ-200Н наземной АСММ, АО «ОКБМ Африкантов», Нижний Новгород, Россия.
47. АО «Атомэнергомаш», буклет «Решения для судостроительной отрасли», – 25 с.
48. Pool R. Beyond engineering: Searching for safety // Oxford University Press. 1997.
49. Cochran T., FeivesonH., Hippel F. von. Fast Reactor Development in the United States // Science and Global Security. 2009. № 17. P. 109–131.
50. Hippel F. von. The Rise and Fall of Plutonium Breeder Reactors // International Panel on Fissile Materials. 2000.
51. Rofer C. Milton Shaw — How Someone You've Never Heard Of Shaped Nuclear Power in America (статья по материалам E. Rophe. «Regulation of Nuclear Power: The Case of the Light Water Reactor. RAND Report R-2104-NSF, June 1977).
52. Kessides, I.N. The future of the nuclear industry reconsidered: Risks, uncertainties, and continued promise. Energ. Policy 2012, 48, 185–208.
53. Marques, J.G. Evolution of nuclear fission reactors: Third generation and beyond. Energ. Convers. Manage. 2010, 51, 1774–1780.
54. Rippon, S. History of the PWR and its worldwide development. Energ. Policy 1984, 12, 259–265.
55. Cummins, W.E.; Matzie, R. Design evolutions of PWRs: Shippingport to generation III+. Prog. Nucl. Energy 2018, 102, 1–29.
56. Kennard, M.W.; Harbottle, J.E. LWR Control Assembly Designs. A Historical Perspective. Control Assembly Materials for Water Reactors: Experience, Performance and Perspectives; IAEA Tecdoc: Vienna, Austria, 2002; pp. 7–32.

57. Historic American Engineering Record. Haddam Neck Nuclear Power Plant (Connecticut Yankee Nuclear Power Plant); Historic American Engineering Record: Washington, DC, USA, 1968; pp. 3–5.
58. Schneider R., Wirtz P. Adaptation of a pressurized water reactor of American design to the requirements of the German standards program and licensing procedure. Nucl. Eng. Des. 1991, 127, 173–179.
59. International Atomic Energy Agency. Country Nuclear Power Profiles, France. Available online: https://cnpp.iaea.org/countryprofiles/France/France.htm
60. Grubler, A. An Assessment of the Costs of the French Nuclear PWR Program 1970–2000; International Institute for Applied Systems Analysis: Laxenburg, Austria, 2009; pp. 1–36.
61. Bonhomme N. Systems organization for the European pressurized water reactor (EPR). Nucl. Eng. Des. 1999, 187, 71–78.
62. Teichel H. Objectives in developing the European pressurized water reactor (EPR). Nucl. Eng. Des. 1996, 165, 271–276.
63. Peachy C. Chinese Reactor Design Evolution. Nuclear Engineering International. Available online: http://www.neimagazine.com/features/featurechinese-reactor-design-evolution-4272370/
64. Wang Y., Ma J., Fang Y. Generation III pressurized water reactors and China's nuclear power. J. Zhejiang Univ. Sci. A 2016, 17, 911–922.
65. Zheng M., Yan J., Jun S., Tian L., Wang X., Qiu Z. The general design and technology innovations of CAP1400. Engineering 2016, 2, 97–102.
66. Thomas S. Is it the end of the line for Light Water Reactor technology or can China and Russia save the day? Energ. Policy 2019, 125, 216–226.

Глава 2

АЭС С РЕАКТОРНЫМИ УСТАНОВКАМИ ВВЭР ПОКОЛЕНИЯ III+

Основные технические характеристики реакторных установок ВВЭР поколения III+ различных проектов представлены в разделе 1.6.1 (глава 1), тем не менее авторы считают необходимым продублировать данную информацию в текущем разделе.

Основное внимание в данной главе уделяется составу систем безопасности, идеологии их построения, краткому описанию режимов работы, а также некоторым архитектурно-строительным решениям.

2.1. Проект В-392М. Нововоронежская АЭС-2

За основу был принят проект В-392 с учетом технических решений и разработок, использованных в введенных в эксплуатацию проектов: АЭС «Куданкулам» (Индия, проект В-412), АЭС «Тяньвань» (Китай, проект В-428) и АЭС «Бушер» (Иран, проект В-446). В ОКБ «ГИДРОПРЕСС» новый проект получил индекс В-392М.

Проект В-392М реализован на площадке Нововоронежской АЭС-2 в виде двух энергоблоков. На базе этого проекта были разработаны новые проекты: ВВЭР-1200/В-509 (АЭС «Аккую», блоки 1–4, Турция), ВВЭР-1200/В-523 (АЭС «Руппур», блоки 1–2, Бангладеш), ВВЭР-1250/В-510 (ВВЭР ТОИ, Курская АЭС-2).

Корпус реактора В-392М по сравнению с серийной РУ увеличен в диаметре на 100 мм, а его длина — на 300 мм.

Подвергся модернизации и парогенератор, в котором благодаря увеличению внутреннего диаметра корпуса с 4,0 до 4,2 м применена разреженная коридорная компоновка труб в теплообменном пучке. Это также облегчило доступ для применения автоматизированных средств контроля и обслуживания.

Основные технические характеристики РУ ВВЭР-1200 (проект В-392М) представлены в табл. 2.1.

Таблица 2.1. Технические характеристики РУ ВВЭР-1200 (проект В-392М)

Мощность тепловая, МВт	3200
Расход теплоносителя через реактор (при работе четырех ГЦН), м³/ч	88 000
Давление номинальное на выходе из активной зоны, МПа	16,2±0,3
Температура теплоносителя в реакторе, °С	
– на входе в активную зону	298,2
– на выходе из активной зоны	328,6
Диаметр твэлов, мм	9,1
Число ТВС в активной зоне, шт.	163
Количество приводов СУЗ в реакторе, шт.	121
Тип привода СУЗ	ШЭМ-3

Основное оборудование первого контура ВВЭР (проект В-392М)

В состав энергетического блока НВАЭС-2 входят: реакторная установка В-392М с реактором ВВЭР-1200, паровая турбина К-1200-6,8/50 и генератор переменного тока.

РУ предназначена для преобразования ядерной энергии в тепловую и генерирования сухого насыщенного пара для турбоустановки.

В состав РУ входит оборудование 1-го контура и ГЕ САОЗ (рис. 2.1).

Первый контур предназначен для организации циркуляции теплоносителя через активную зону реактора и передачи тепла в парогенераторах теплоносителю второго контура. Тепло выделяется в результате цепной реакции деления ядерного топлива.

Первый контур состоит из реактора, четырех циркуляционных петель и системы компенсации давления (рис. 2.2).

Каждая циркуляционная петля включает в себя: главный циркуляционный насос, главные циркуляционные трубопроводы Ду 850, образующие холодную и горячую нитку петли и греющую часть парогенератора.

Общей частью контура циркуляции для четырех петель является реактор. В активной зоне реактора создаются условия для управляемой ядерной реакции на тепловых нейтронах с выработкой тепловой энергии. Циркуляцию теплоносителя через активную зону обеспечивают главные циркуляционные насосы.

Теплоноситель первого контура проходит через активную зону, нагревается и по трубопроводам горячих ниток четырех петель поступает в ТОТ (теплообменные трубы) парогенераторов, где отдает свою энергию парообразующей части ПГ, производя при этом пар второго контура. Далее, выйдя из парогенераторов, теплоноситель первого контура поступает на всас ГЦНА и по холодным ниткам ГЦТ возвращается в реактор для повторного нагрева (рис. 2.3).



Рис. 2.1. Состав РУ ВВЭР-1200. Проект В-392М (НВАЭС-2)

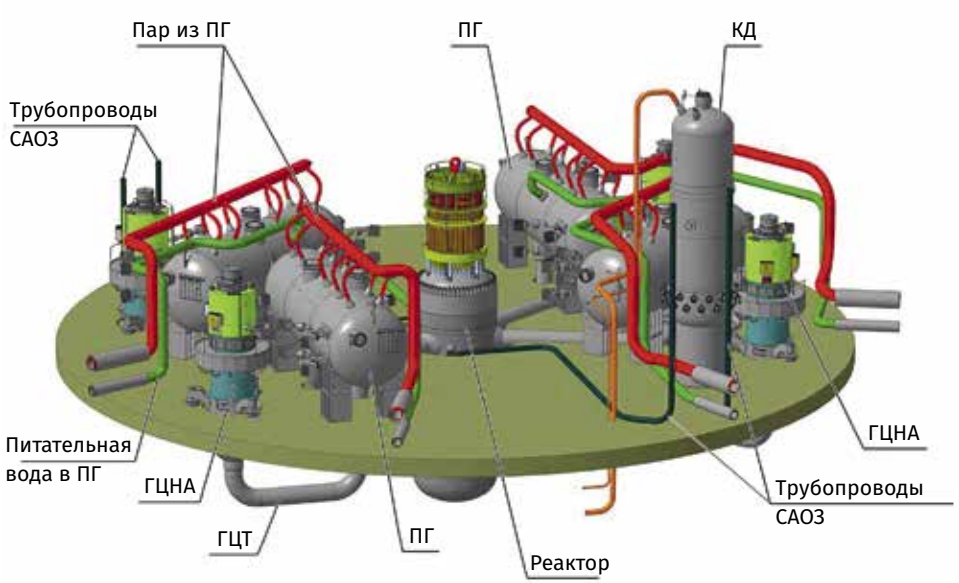


Рис. 2.2. Состав первого контура ВВЭР-1200. Проект В-392М (НВАЭС-2)

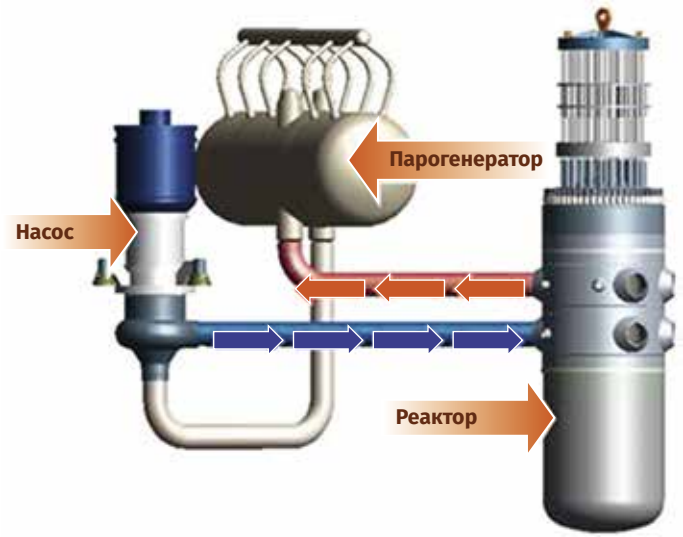


Рис. 2.3. Циркуляционная петля первого контура ВВЭР-1200. Проект В-392М (НВАЭС-2)

Реактор

Реактор предназначен для получения и преобразования энергии деления ядерного топлива в тепловую энергию и передачи ее теплоносителю первого контура двухконтурной реакторной установки энергоблока атомной электрической станции.

Реактор ВВЭР-1200 (рис. 2.4) является водо-водяным энергетическим реактором корпусного типа, гетерогенным, на тепловых нейтронах.

В состав реактора входят следующие элементы:

- корпус реактора (рис. 2.5);
- шахта внутрикорпусная (рис. 2.6). Воспринимает нагрузки от ТВС, выгородки и БЗТ. Воспринимает гидродинамические усилия от движущегося теплоносителя. Распределяет расходы теплоносителя на входе в активную зону и на выходе из реактора. Ослабляет интенсивность нейтронного потока на корпус реактора;
- выгородка (рис. 2.7). Обеспечивает геометрическую конфигурацию периферии активной зоны (образованной ТВС периферических рядов), снижение всплеска нейтронного потока на границе активной зоны у граничных твэлов ТВС периферийных рядов, уменьшение интенсивности нейтронного потока на корпус реактора, циркуляцию теплоносителя на границе активной зоны, размещение переносных ионизационных камер во время перегрузки топлива в реакторе;
- активная зона;
- сборки внутриреакторных детекторов;
- блок защитных труб (БЗТ) (рис. 2.8). Обеспечивает проектное размещение и ориентирование в плане головок ТВС, передачу уси-

лий от пружинных блоков ТВС и перепада давления теплоносителя на крышку верхнего блока, стабилизацию и выравнивание расхода теплоносителя на выходе из реактора, размещение и защиту от воздействия потока теплоносителя СВРД и ПС СУЗ со штангой привода,

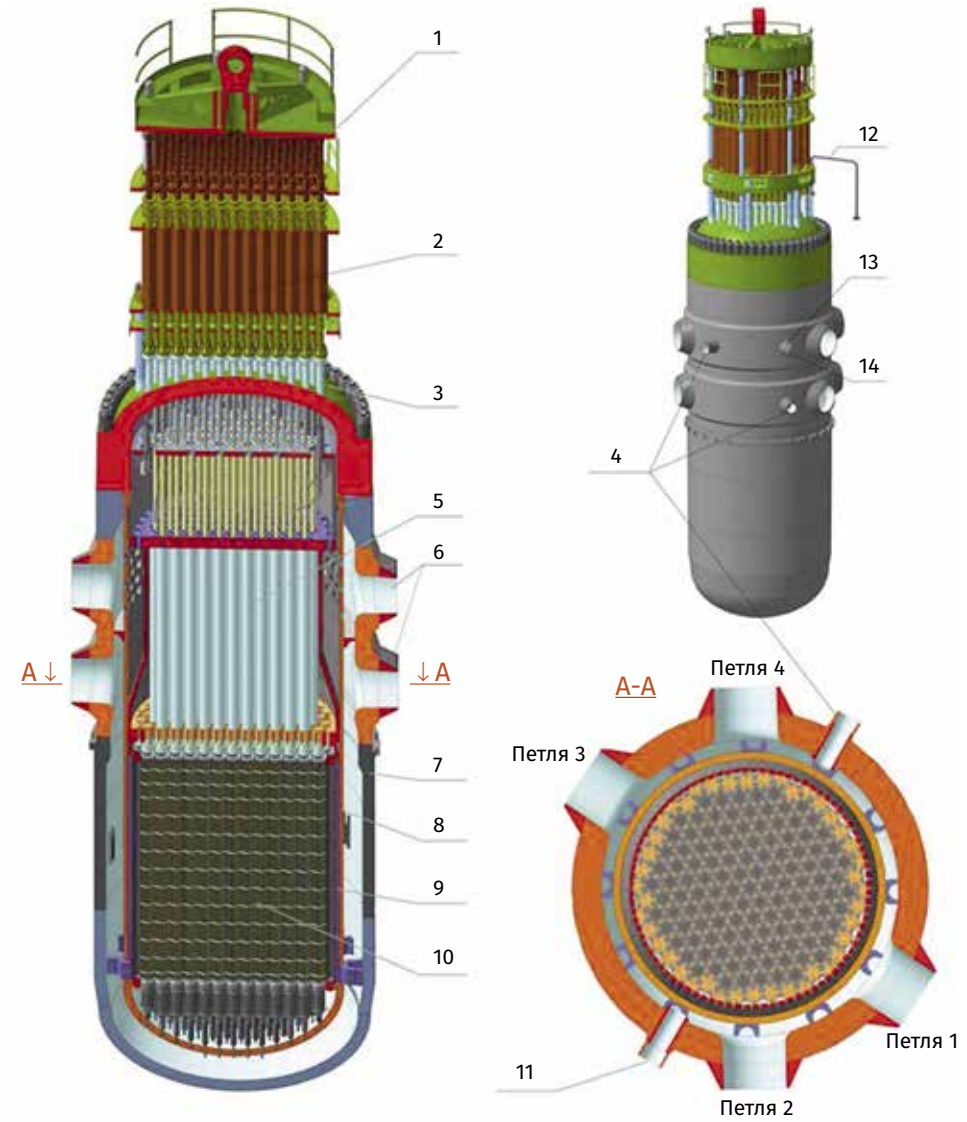


Рис. 2.4. Конструкция реактора ВВЭР-1200. Проект В-392М (НВАЭС-2).
1 – траверса; 2 – верхний блок; 3 – крышка реактора; 4 – патрубки САОЗ; 5 – блок защитных труб; 6 – патрубки ГЦТ; 7 – корпус; 8 – шахта внутрикорпусная; 9 – выгородка; 10 – активная зона; 11 – патрубок САОЗ; 12 – колено воздушника; 13 – патрубок КИП; 14 – штуцер КИП

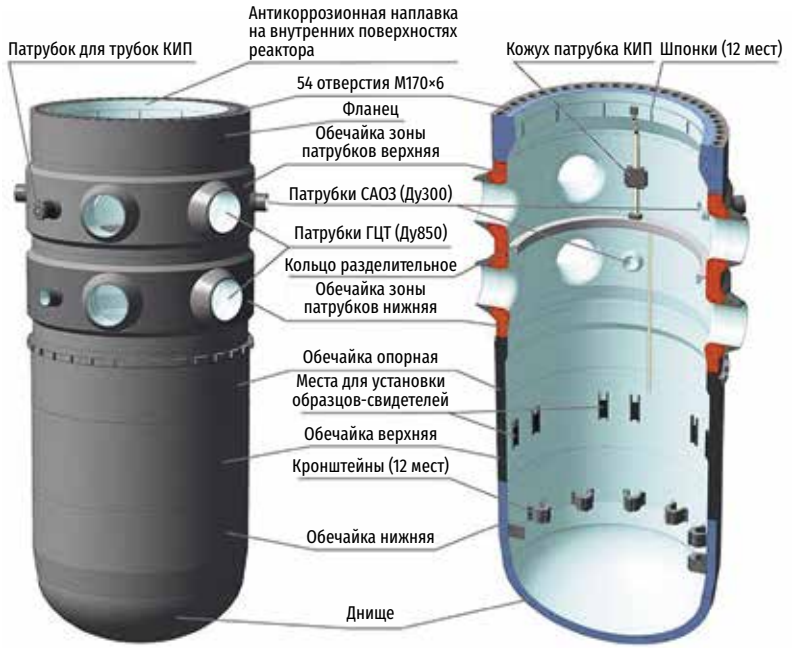


Рис. 2.5. Корпус реактора ВВЭР-1200. Проект В-392М (НВАЭС-2)

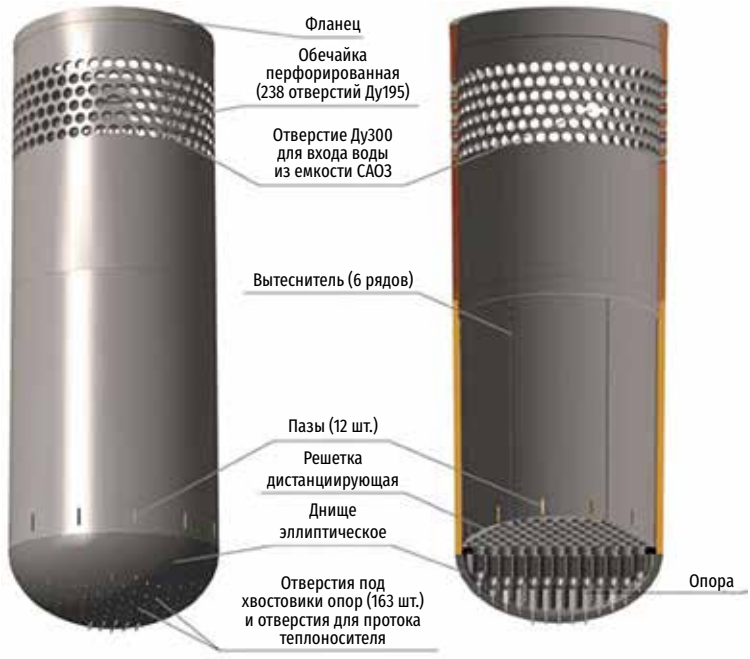


Рис. 2.6. Конструкция шахты внутрикорпусной реактора ВВЭР-1200. Проект В-392М (НВАЭС-2)

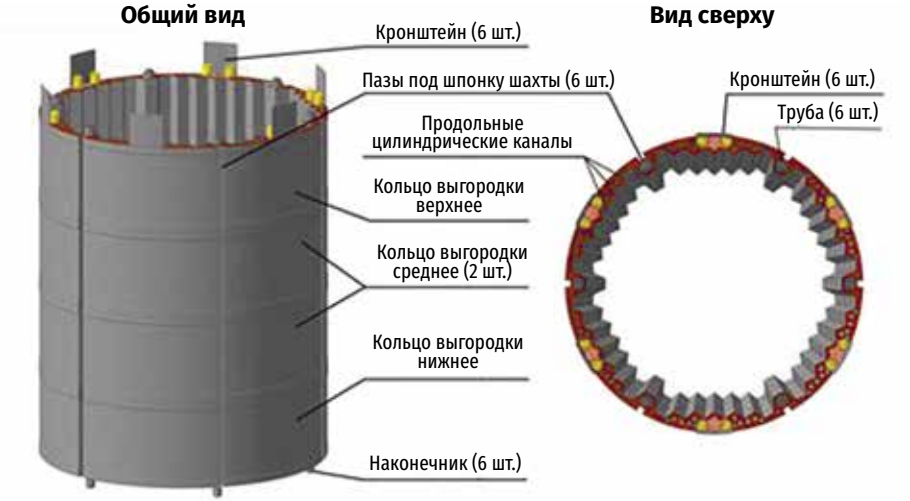


Рис. 2.7. Конструкция выгородки реактора ВВЭР-1200. Проект В-392М (НВАЭС-2)

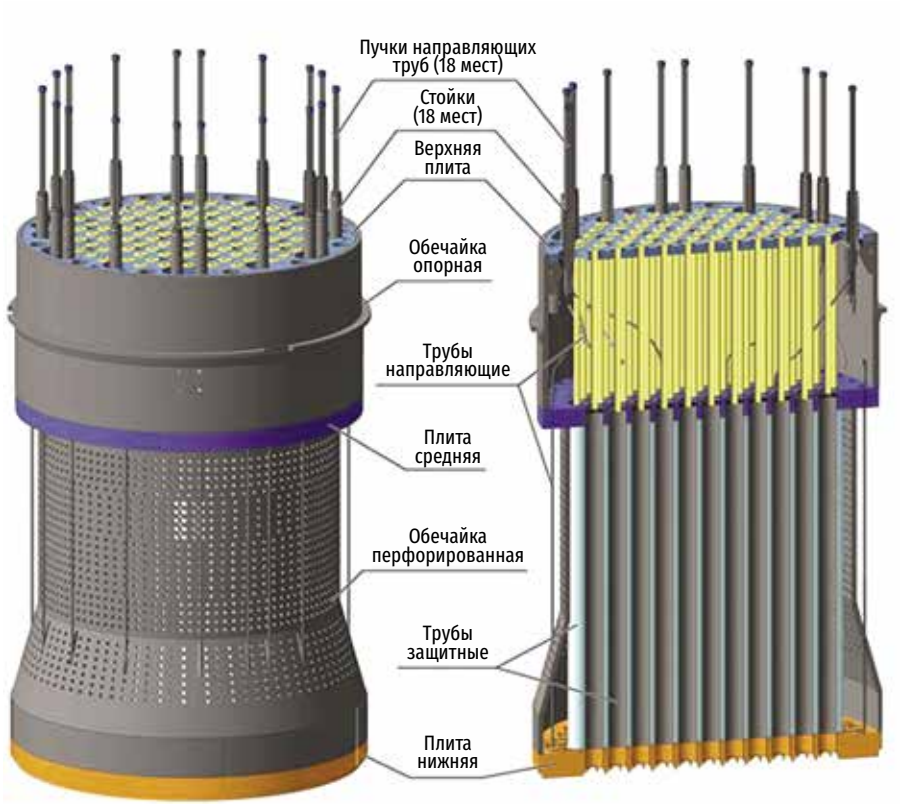


Рис. 2.8. Блок защитных труб реактора ВВЭР-1200. Проект В-392М (НВАЭС-2)

размещение и закрепление контейнеров со сборками «тепловых» образцов-свидетелей корпусной стали;

- верхний блок с крышкой (рис. 2.9). Выполняет функцию уплотнения главного разъема реактора, размещения и закрепления приводов СУЗ ШЭМ-3, уплотнения выводов СВРД и патрубка воздушника реактора, удержания от всплытия блока защитных труб (БЗТ), тепловыделяющих сборок (ТВС), шахты внутрикорпусной (ШВК);
- приводы СУЗ ШЭМ-3;
- детали уплотнения главного разъема реактора;
- образцы-свидетели.

Корпус реактора совместно с крышкой и деталями уплотнения главного разъема обеспечивает создание герметичного объема, внутри которого размещаются внутрикорпусные устройства (ШВК, выгородка, БЗТ) и активная зона (ТВС, ОР СУЗ) со сборками внутриреакторных детекторов.

Внутрикорпусные устройства выполняют следующие функции:

- группируют комплекс ТВС в активную зону реактора;
- снижают нейтронный поток на корпус реактора;

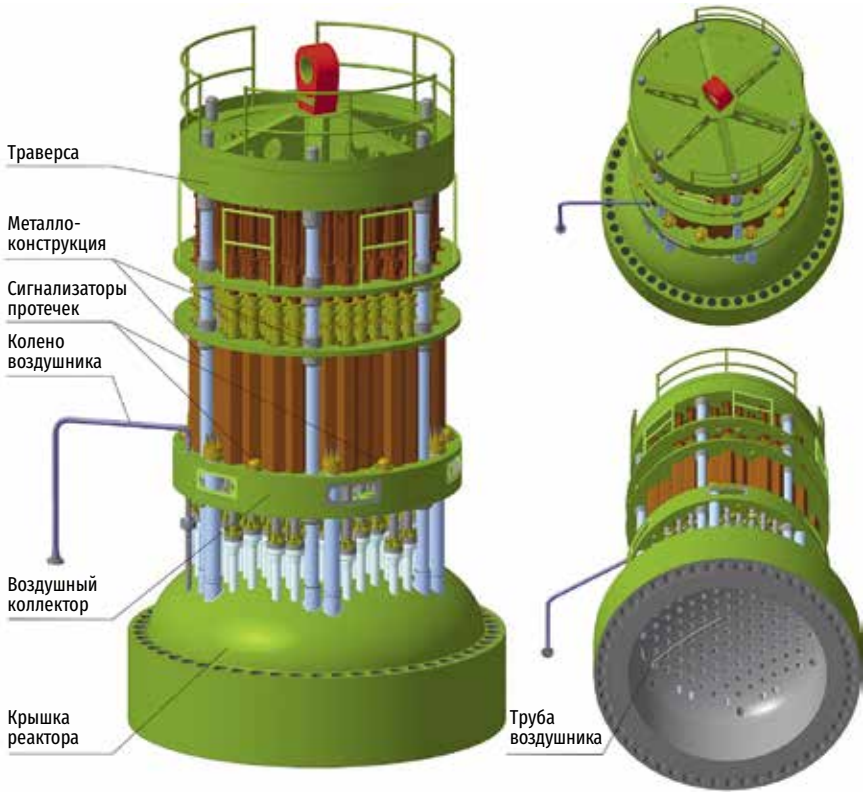


Рис. 2.9. Верхний блок реактора ВВЭР-1200. Проект В-392М (НВАЭС-2)

- создают защитные каналы, внутри которых перемещаются штанги приводов, сцепленные с ПС СУЗ;
- создают направляющие каналы, внутри которых проходят сборки внутриреакторных детекторов;
- организуют совместно с корпусом реактора контур циркуляции теплоносителя.

Активная зона и ТВС проекта В-392М

Активная зона реактора ВВЭР-1200 (В-392М) представляет собой совокупность 163 ТВС и 121 ПС СУЗ, установленных внутри корпуса реактора в соответствии с картограммой загрузки активной зоны (рис. 2.10).

Элементы активной зоны и 1-го контура (топливная таблетка, оболочка твэла, реактор в составе контура теплоносителя) являются физическими барьерами на пути распространения ионизирующего излучения и радиоактивных веществ в окружающую среду.

Тепловыделяющие элементы представляют собой герметичную оболочку с топливным сердечником (рис. 2.11, а) — таблетками из диоксида урана (твэл) или таблетками из урано-гадолиниевого топлива (твэг). В качестве оболочек твэлов используют трубки из сплава циркония с 1% ниобия. Легирующая добавка ниобия снижает поглощение водорода цирконием, обеспечивает высокую пластичность, коррозионную стойкость и прочность сплава.

Тепловыделяющая сборка имеет шестигранное сечение и состоит из следующих составных частей: головка ТВС, жесткий каркас, пучок твэл/твэг, инструментальный канал, хвостовик (рис. 2.11, б). Каркас ТВС состоит из 18 направляющих каналов, приваренных к дистанционирующим (13 шт.) и нижней решеткам.

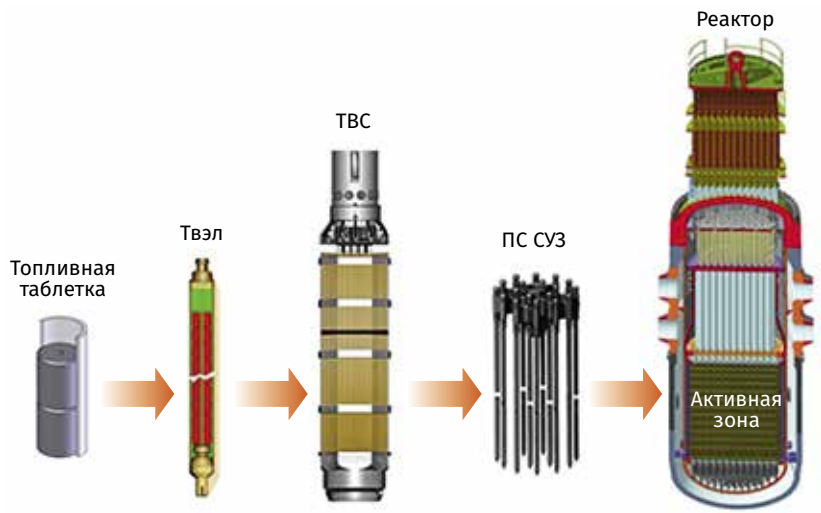


Рис. 2.10. Элементы активной зоны реактора

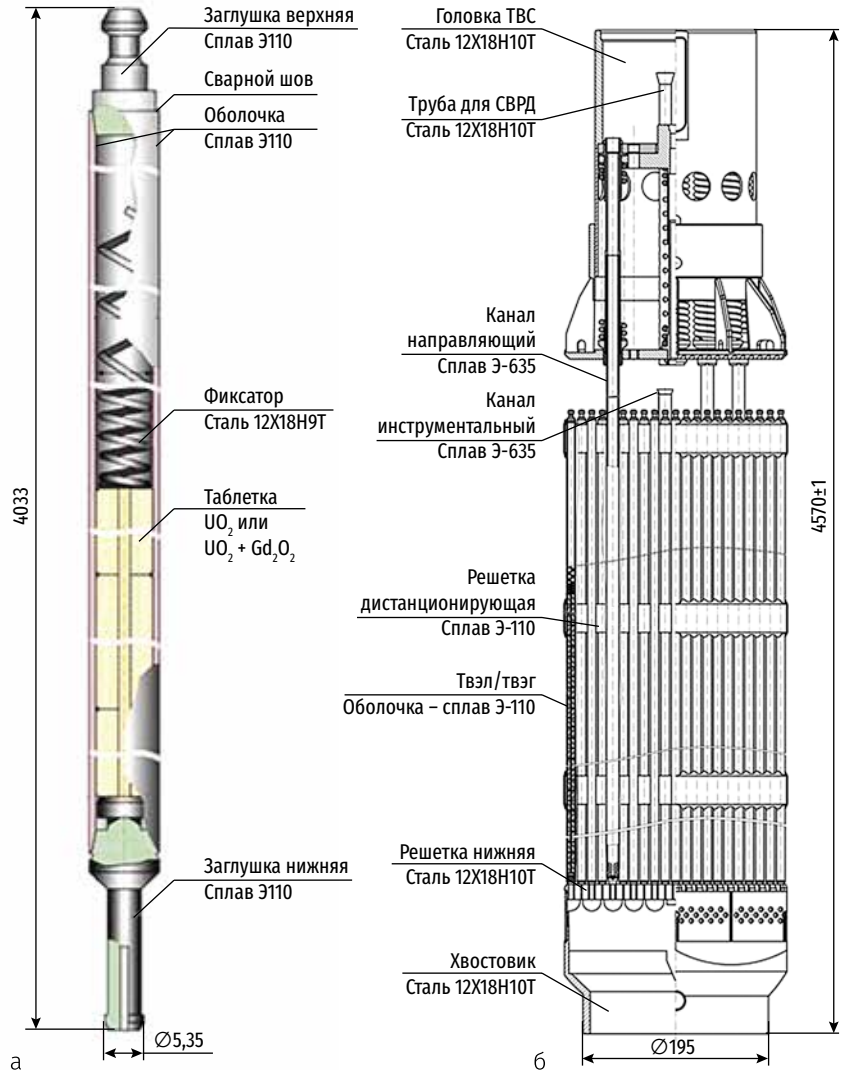


Рис. 2.11. Конструкция элементов активной зоны. Проект В-392М (НВАЭС-2).
а – тепловыделяющий элемент; б – тепловыделяющая сборка

Каркас соединен с головкой ТВС при помощи разъемного соединения, а с хвостовиком посредством сварки. Разъемное соединение головки с каркасом позволяет разбирать ТВС и заменять дефектные твэлы (твэги).

В конструкции ТВС «АЭС-2006» использованы технические решения, апробированные в конструкции прототипов (ТВС-2 и ТВС-2М):

- обогащение топлива ограничено 5%;
- сохранено центральное отверстие в топливных таблетках;

- оболочки твэл, нижняя и дистанционирующие решетки, инструментальный и направляющие каналы изготовлены из циркониевых сплавов;
- применен жесткий каркас, образованный приваркой дистанционирующих решеток к направляющим каналам;
- использована конструкция быстросъемной головки ТВС и апробированные конструкции концевых элементов твэл.

Вместе с тем имеются два существенных отличия ТВС «АЭС-2006» от ТВС-2М (рис. 2.12).

Первое отличие.

- Инструментальный канал для датчиков СВРД перемещен из центра ТВС в ячейку, расположенную между рядами направляющих каналов.
- В центральную ячейку установлен твэл.

Боковое расположение инструментального канала позволило увеличить количество ПС СУЗ в активной зоне с 61 (серийный реактор ВВЭР-1000) до 121 (проект АЭС-2006).

Второе отличие.

Для реализации требований технического задания на РУ по увеличению тепловой мощности и длительности топливных кампаний в ТВС «АЭС-2006» по сравнению с прототипом ТВС-2М увеличена масса топлива на 7 кг за счет синхронного увеличения длины твэл и высоты топливного столба на 50 мм.

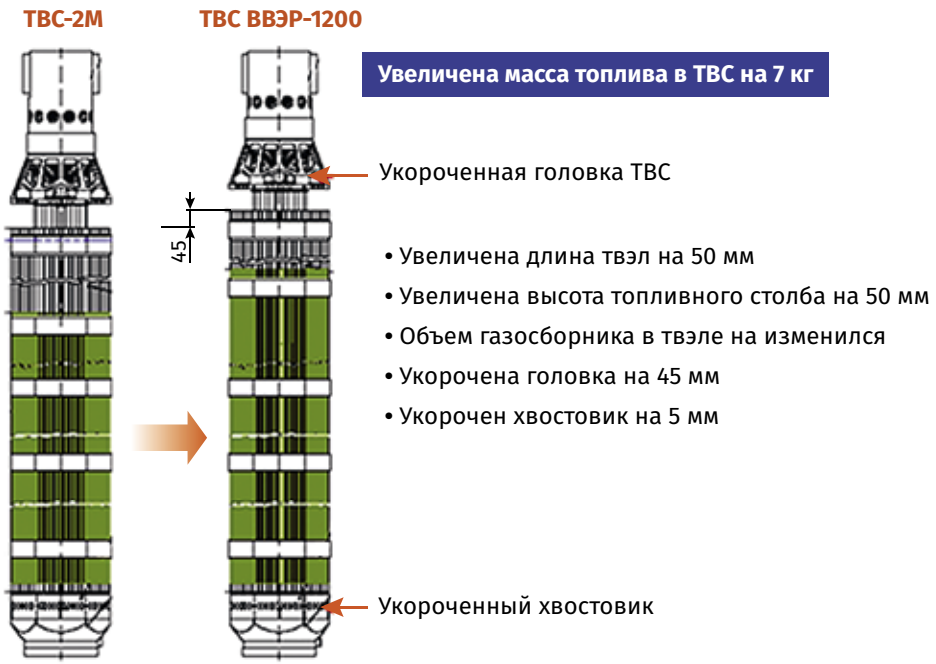


Рис. 2.12. Сравнение конструкций ТВС

Увеличение длины твэл и топливного столба было достигнуто за счет уменьшения габаритных размеров головки и хвостовика ТВС «АЭС-2006», соответственно на 45 и 5 мм, по сравнению с ТВС-2М. Длина и объем газосборника при этом не изменились.

ПС СУЗ выполняют следующие задачи:

- быстрое прекращение ядерной реакции в активной зоне по аварийным сигналам;
- изменение мощности реактора и ее поддержание на заданном уровне;
- выравнивание поля энерговыделения по высоте активной зоны;
- предупреждение и подавление ксеноновых колебаний.

Конструкция ПС СУЗ для НВАЭС-2 полностью повторяет конструкцию ПС СУЗ для ВВЭР-1000 (рис. 2.13), за исключением геометрических размеров. Увеличение высоты топливного столба в ТВС-1200 обусловило соответствующее увеличение длины поглощающих элементов (ПЭЛ).

Внутренний объем оболочки ПЭЛ заполнен комбинированным поглотителем: верхняя часть содержит карбид бора (B_4C), а нижняя, длиной ~500 мм, — титанат диспрозия ($Dy_2O_3 \cdot TiO_2$).

Диспрозий является (n,γ) поглотителем и в меньшей степени подвержен радиационным повреждениям по сравнению с боросодержащим (n,α) поглотителем.

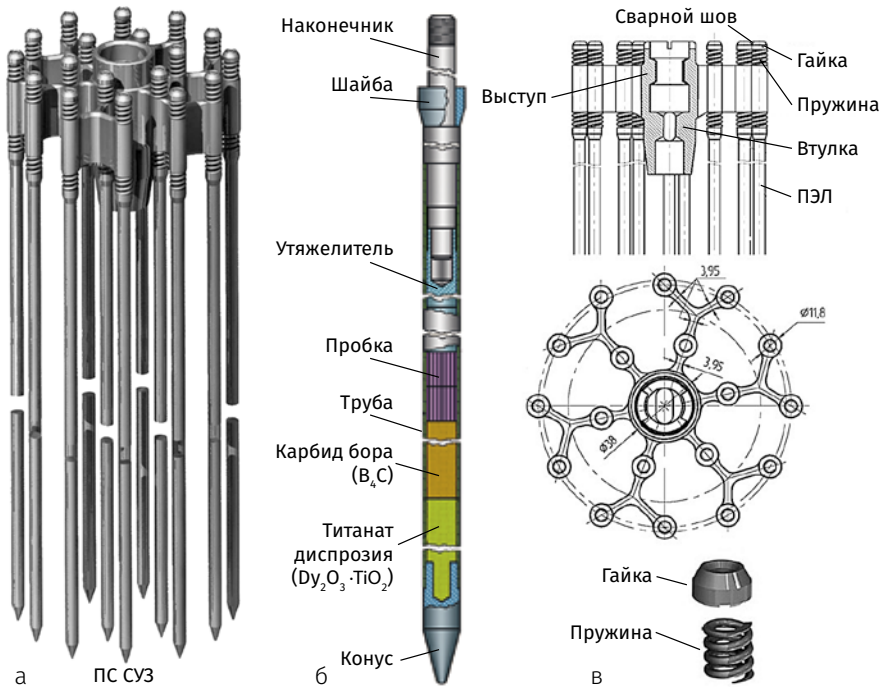


Рис. 2.13. Конструкция ПС СУЗ.
а – общий вид ПС СУЗ; б – ПЭЛ; в – головка ПС СУЗ и элементы подвески ПЭЛ

Регулирование мощности активной зоны осуществляется перемещением ПС СУЗ с постоянной скоростью в направляющих каналах ТВС с помощью исполнительного механизма шагового электромагнитного привода ШЭМ-3.

В проекте НВАЭС-2 ОР СУЗ могут быть размещены во всех ТВС за исключением тех, что граничат с выгородкой реактора. Все ОР СУЗ разбиты на 12 групп (рис. 2.14).

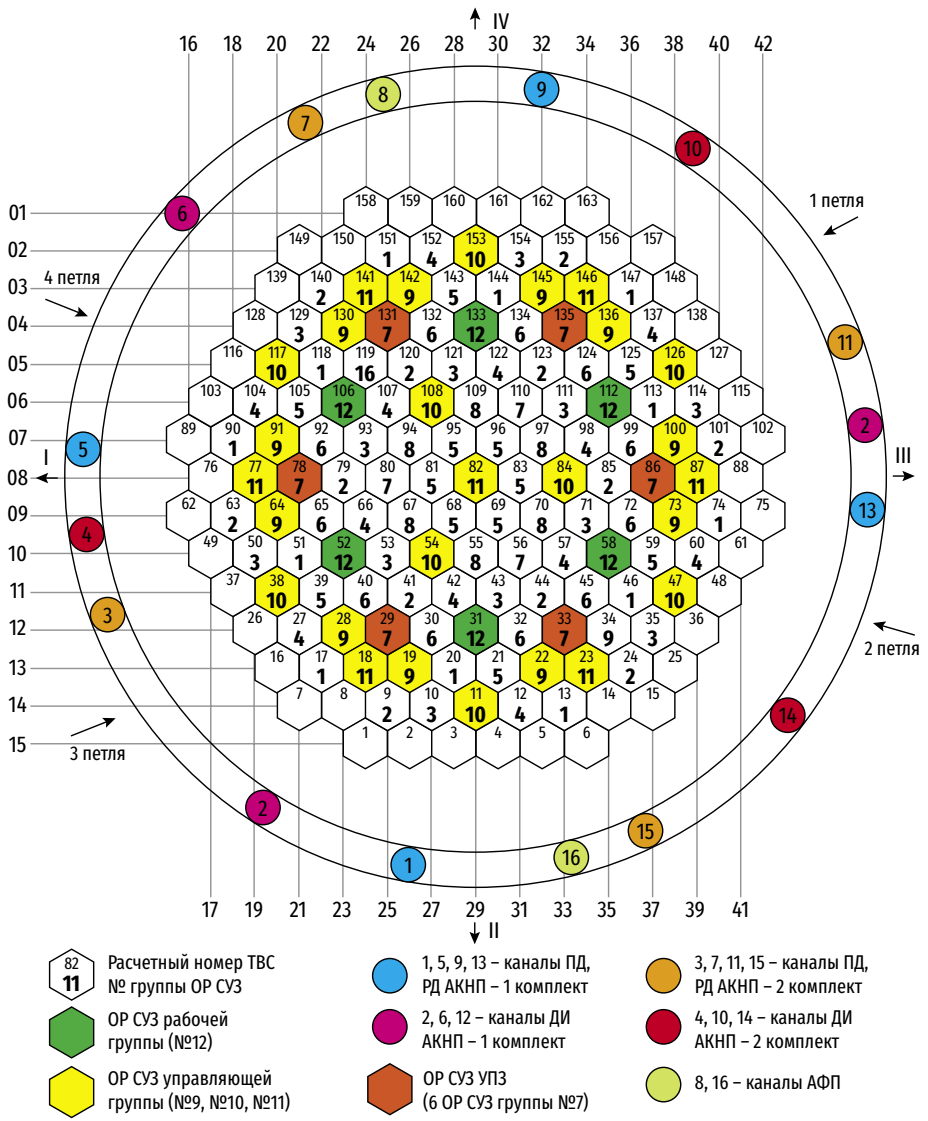


Рис. 2.14. Энергоблок № 1 НВАЭС-2: картограмма активной зоны, распределение ОР СУЗ по группам, схема расположения каналов АКНП

Компенсатор давления проекта В-392М

Система компенсации давления включает в себя систему поддержания давления в 1-м контуре и систему защиты от превышения давления (ИПУ КД).

Система поддержания давления в первом контуре является системой нормальной эксплуатации, важной для безопасности и выполняет следующие функции:

- в период пуска РУ: создание и поддержание давления в первом контуре и локализация протечек пара через ИПУ КД и сдувок из КД;
- в режиме расхолаживания РУ: снижение давления в первом контуре с заданной скоростью, в том числе совместно с системой подпитки-продувки;
- в режимах нормальной эксплуатации (НЭ) и нарушениях нормальной эксплуатации (ННЭ): ограничение отклонений давления в первом контуре, вызываемых изменением температурного режима работы РУ, с обеспечением проектных запасов до кипения в любой из «горячих» ниток петель;
- в аварийных режимах: защита 1-го контура от чрезмерного повышения давления совместно с ИПУ КД;
- в режиме течи из первого контура во второй: снижение давления в первом контуре при отказе системы аварийного ввода бора.

В состав системы компенсации давления входят:

- компенсатор давления с комплектом электронагревателей и элементами крепления;
- соединительный трубопровод «КД — горячая нитка 4-й петли ГЦТ»;
- трубопроводы и арматура впрыска в КД;
- трубопровод сброса парогазовой смеси с арматурой и дроссельным устройством;
- барботажный бак с элементами крепления;
- ИПУ КД с трубопроводами сброса пара.

Компенсатор давления обеспечивает:

- создание и поддержание давления в первом контуре в заданных пределах при стационарных режимах работы РУ;
- ограничение отклонений давления в переходных и аварийных режимах РУ за счет подогрева и испарения теплоносителя при работе встроенных трубчатых электронагревателей или конденсации пара над уровнем теплоносителя при впрыске теплоносителя из напорного участка «холодной» нитки петли № 3;
- прием азота (1,96 МПа) и поддержание давления в 1-м контуре в режимах разогрева/расхолаживания РУ.

Связь КД с «горячей» ниткой петли № 4 первого контура осуществляется напрямую без арматуры через соединительный трубопровод 426×40 мм. При изменении температуры и объема теплоносителя в первом контуре че-

рез соединительный трубопровод осуществляется переток теплоносителя из первого контура в КД и обратно.

Связь КД с напорным участком «холодной» нитки петли № 3 ГЦТ и системой подпитки-продувки 1-го контура реализована через трубопровод впрыска 219×20 мм.

Компенсатор давления представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд с эллиптическими днищами, работающий под давлением (рис. 2.15).

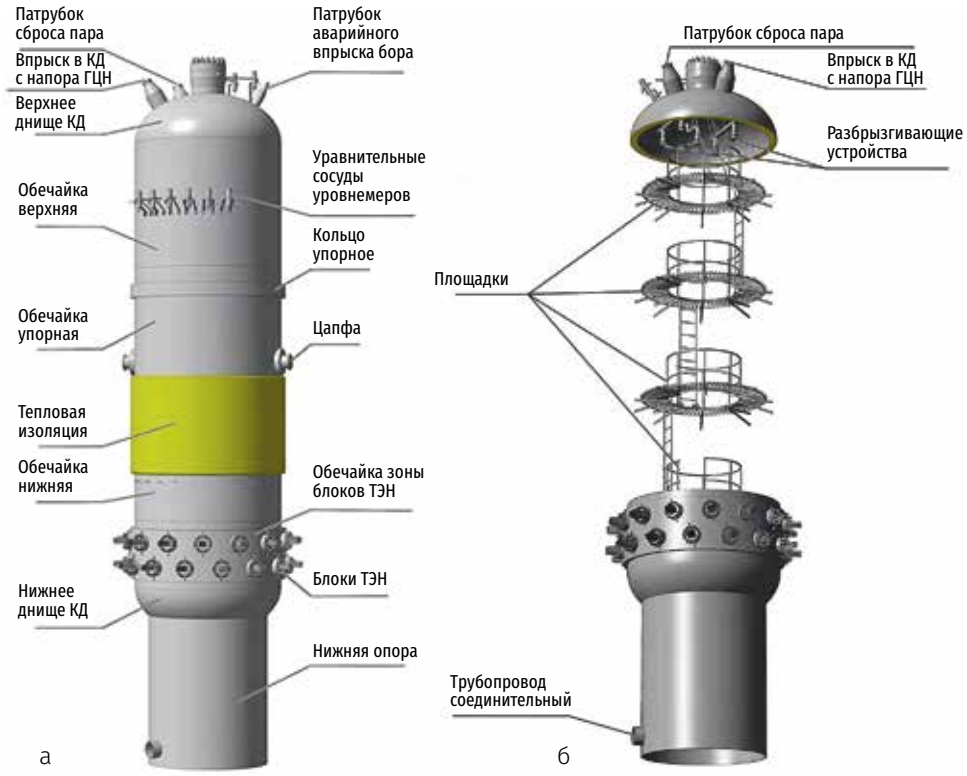


Рис. 2.15. Компенсатор давления. Проект В-392М (НВАЭС-2).
а – внешний вид компенсатора давления; б – внутрикорпусные устройства компенсатора давления

В состав компенсатора давления входят корпус, внутрикорпусные устройства и уравнительные сосуды. КД в сборе оснащен блоками трубчатых электронагревателей, элементами крепления с закладными деталями, ошинковкой и тепловой изоляцией.

Главный циркуляционный насос в проекте В-392М

Главные циркуляционные насосы обеспечивают принудительную циркуляцию теплоносителя в первом контуре. Конструкция насоса по услови-

ям радиационной безопасности должна гарантировать отсутствие протечек радиоактивного теплоносителя.

ГЦНА (в проекте НВАЭС-2 заводское обозначение ГЦНА-1391) представляет собой вертикальный, центробежный, одноступенчатый насос с блоком торцевого уплотнения вала, консольным рабочим колесом и выносным асинхронным двигателем.

ГЦНА-1391 состоит из главного циркуляционного насоса, асинхронного двигателя и вспомогательных систем. Общий вид со вспомогательными системами и состав главного циркуляционного насосного агрегата представлен на рис. 2.16.

Тип двигателя — вертикальный, асинхронный, трехфазный, с короткозамкнутым ротором, двухскоростной.

Направление вращения вала насоса, если смотреть сверху со стороны двигателя, — против хода часовой стрелки.

Основной режим работы — длительная параллельная работа четырех ГЦНА в контуре при номинальных параметрах теплоносителя. Допускается длительная эксплуатация в составе первого контура при отключении одного и двух работающих ГЦНА.

Вспомогательные системы включают:

- автономный контур для охлаждения нижнего радиального подшипника;
- контур охлаждения радиально-осевого подшипника;
- системы подачи воды в уплотнение;
- системы воды отмывки бора с концевой ступени уплотнений;

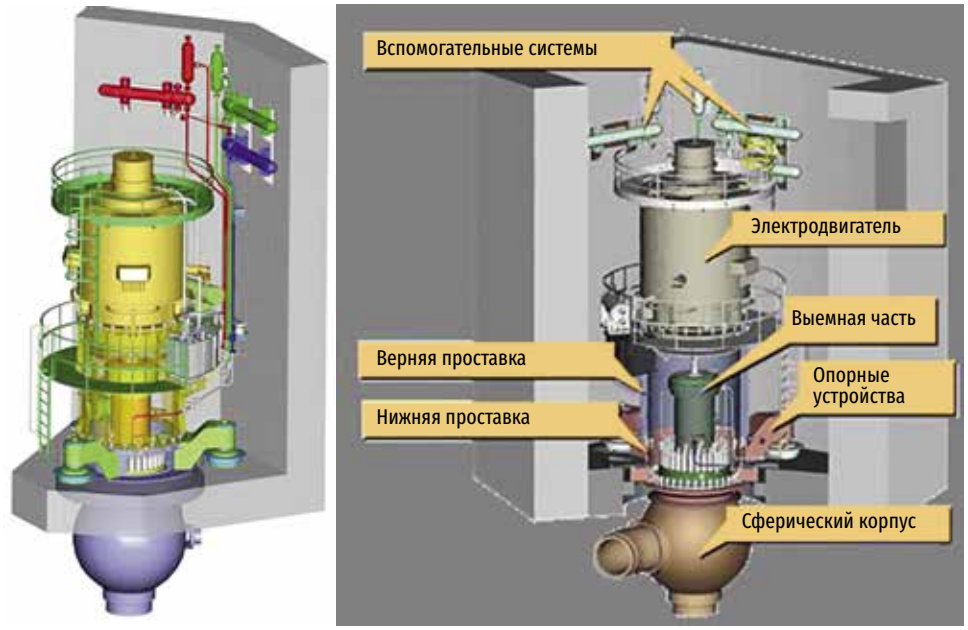


Рис. 2.16. Общий вид ГЦНА-1391

- системы смазки подшипников двигателя. Смазывающей жидкостью подшипников двигателя ДАВДЗ является огнестойкое масло Fyrquel L ($T_{воспламен.}$ >700 °С; $T_{вспышки}$ – не менее 240 °С);
- промежуточный контур охлаждения двигателя и теплообменников вспомогательных систем насосного агрегата.

Конструкция гидравлической части ГЦНА-1391 представлена на рис. 2.17. Она состоит из:

- торцевого уплотнения;
- направляющего аппарата;
- рабочего колеса;
- конуса, входного и выходного патрубка;
- корпуса сферического;
- подшипника радиально-осевого.

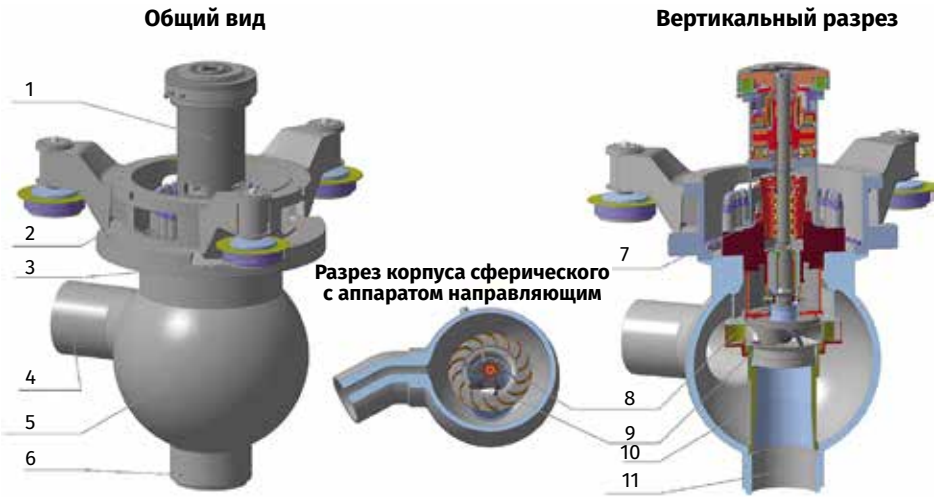


Рис. 2.17. Гидравлическая часть ГЦНА-1391.
1 – подшипник радиально-осевой; 2 – проставка нижняя; 3 – устройство опорное; 4 – напорный патрубок; 5 – корпус сферический; 6, 11 – входной патрубок; 7 – уплотнение торцевое; 8 – аппарат направляющий; 9 – колесо рабочее; 10 – конус

Парогенератор ПГВ-1000МКП проекта В-392М

Парогенератор ПГВ-1000МКП — горизонтальный, однокорпусной, с погруженной поверхностью теплообмена из горизонтально расположенных труб.

Парогенератор предназначен для отвода тепла от циркулирующего теплоносителя первого контура и генерации сухого насыщенного пара. Сухой насыщенный пар, вырабатываемый парогенератором, используется в турбогенераторной установке для производства электроэнергии.

При плановых остановах энергоблока парогенератор работает совместно с БРУ-К, обеспечивая заданную скорость расхолаживания РУ.

С целью улучшения экономических показателей энергоблока в проекте ВВЭР-1200 увеличены рабочие параметры ПГ:

- давление на выходе из парогенератора — до 6,9 МПа;
- температура теплоносителя на входе в парогенератор — до 328 °С;
- расход теплоносителя 1-го контура через ПГ — до 22 600 м^3/ч.

При реализации этих параметров номинальная тепловая мощность ПГВ-1000МКП составляет 803 МВт.

Схема работы парогенератора

Теплоноситель 1-го контура по горячей нитке ГЦТ поступает из реактора во входной («горячий») коллектор ПГ, распределяется по теплообменным трубам, проходит их, отдавая свое тепло воде 2 контура, собирается в выходном («холодном») коллекторе и выходит из ПГ в холодную нитку ГЦТ (на всас ГЦНА).

За счет тепла теплоносителя первого контура (которое передается через стенки трубок) вода парогенератора нагревается и генерируется пар. После осушки пар отводится из ПГ через 10 патрубков, расположенных на верхней образующей корпуса, в коллектор пара. Из коллектора пара осушенный пар по паропроводу свежего пара подается в главный паровой коллектор и далее — на турбину.

В парогенераторе поддерживается заданный массовый уровень, обеспечивающий необходимую влажность (сухость) пара. Массовый уровень измеряется и поддерживается по сигналам от уравнительных сосудов.

Питательная вода подается в парогенераторы в количестве, соответствующем паропроизводительности ПГ с учетом величин постоянной и периодической продувок.

Парогенератор ПГВ-1000МКП состоит из следующих сборочных частей: собственно парогенератор, коллектор пара, опоры, гидроамортизаторы, уравнительные сосуды, закладные детали (рис. 2.18).

Стоит отметить, что в ПГВ-1000МКП применено коридорное расположение труб в пучке, с шагами по высоте 22 мм, по горизонтали — 24 мм (рис. 2.19) в отличие от ПГВ-1000М (установлены на ВВЭР-1000) с треугольным трубчатым пучком.

Применение разреженной коридорной компоновки труб в теплообменном пучке позволило увеличить интенсивность циркуляции в трубном пучке, снизить скорость роста отложений на теплообменных трубах и концентрации коррозионно-активных примесей под ними и, как следствие, снизить вероятность коррозионного повреждения теплообменных труб.

В конструкцию парогенератора ПГВ-1000МКП входят следующие элементы (рис. 2.20): корпус (включая эллиптические «холодное» и «горячее» днище), коллекторы первого контура, теплообменные трубки, паровой коллектор, раздаточный коллектор питательной воды (по второму контуру), погружные дырчатые листы, пароприемные дырчатые листы, люки-лазы, штуцеры подсоединения смежных систем.

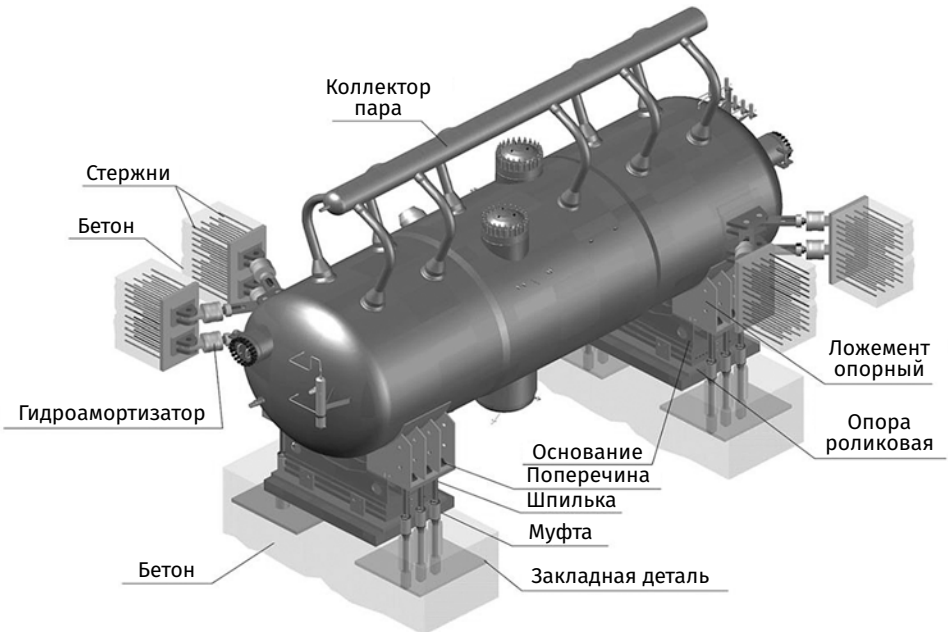


Рис. 2.18. Состав парогенератора ПГВ-1000МКП

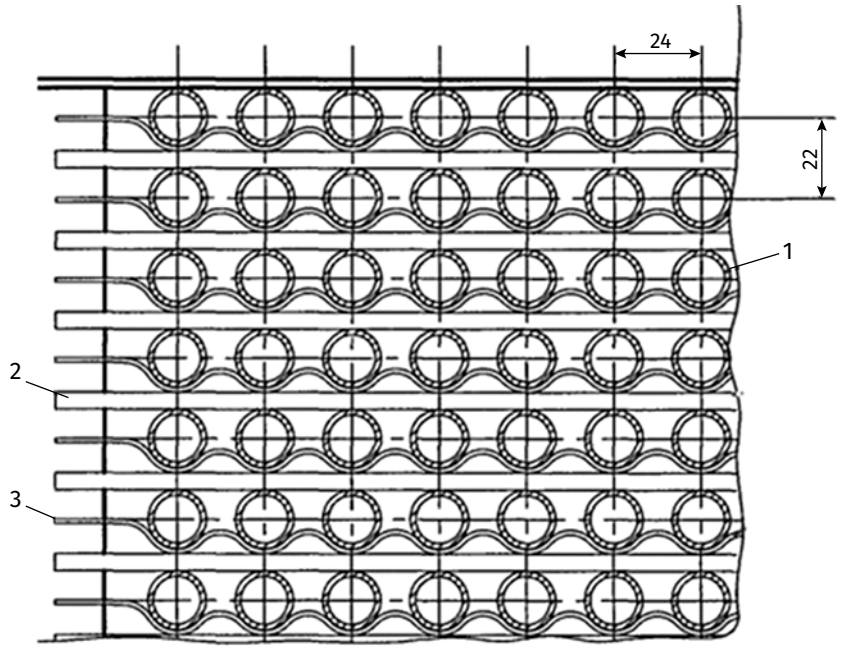


Рис. 2.19. Коридорная компоновка теплообменных труб ПГВ-1000МКП.
1 – теплообменная труба ПГ; 2 – плоская пластина; 3 – волнообразная пластина

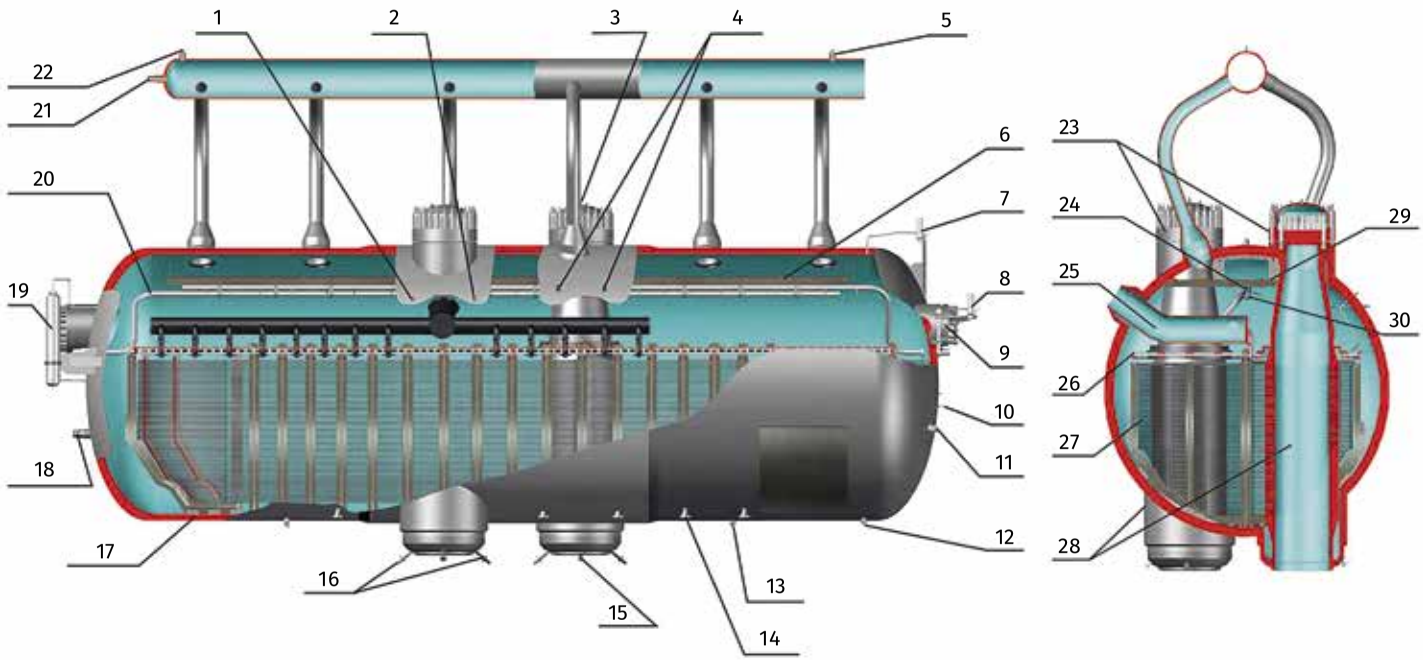


Рис. 2.20. Конструкция парогенератора ПГВ-1000МКП.

1 – штуцер контроля фланцевых соединений; 2 – штуцер воздушников 1-го контура; 3 – штуцеры воздушников 2-го контура; 4 – штуцеры индикатора уровня; 5 – штуцеры отбора давления в СКУ; 6 – пароприемный дырчатый лист; 7 – УС-7 однокамерный уравнительный сосуд; 8 – УС-1–УС-6 однокамерные уравнительные сосуды; 9 – люк-лаз в объем 2-го контура; 10 – штуцеры уровнемеров; 11 – штуцер продувки из «солевого» отсека; 12 – штуцер уровнемера; 13 – патрубки продувки нижней части корпуса; 14 – патрубки для установки смывных устройств; 15 – штуцеры смывного устройства; 16 – штуцеры продувки «карманов»; 17 – корпус; 18 – штуцер конденсата СПОТ; 19 – УС-8 двухкамерный уравнительный сосуд; 20 – устройство подачи химических реагентов; 21 – патрубок к СПОТ; 22 – штуцер воздушника; 23 – люки коллекторов 1-го контура; 24 – коллектор питательной воды аварийных режимов; 25 – устройство подвода и раздачи питательной воды; 26 – погруженный дырчатый лист; 27 – теплообменные трубы; 28 – коллекторы воды 1-го контура; 29 – пароприемный дырчатый лист; 30 – коллектор химических реагентов

Системы безопасности проекта В-392М

В проекте НВАЭС-2 (РУ В-392М) функции безопасности при проектных и запроектных авариях обеспечиваются за счет комплексной работы активных и пассивных систем безопасности. Активные системы безопасности имеют двухканальную структуру с резервированием активных элементов внутри каналов, пассивные системы безопасности имеют четырехканальную структуру.

Состав систем безопасности и идеология их реализации РУ ВВЭР-1200 (проект В-392М) представлены в табл. 2.2. Общая структура систем безопасности проекта В-392М представлена на рис. 2.21.

Таблица 2.2. Системы безопасности РУ ВВЭР-1200 (проект В-392М)

Наименование системы	Конфигурация
САОЗ высокого давления	—
САОЗ низкого давления	—
САОЗ высокого-низкого давления (совмещенная двухканальная система высокого и низкого давления с насосами-эжекторами с внутренним резервированием)	2×100% (с внутренним резервированием)
Система аварийного ввода бора	2×100% (с внутренним резервированием 2×50%)
Гидроемкости первой ступени	4×33%
Гидроемкости второй ступени	4×33%
Система аварийной питательной воды	—
Система аварийного расхолаживания ПГ	2×100%
Система пассивного отвода тепла	4×33% (воздушное охлаждение)
Спринклерная система	Совмещена с САОЗ НД (2×100%)
Герметичная оболочка	Двойная
Пассивная система удаления водорода (рекомбинаторы водорода)	+
Система удержания и охлаждения расплава активной зоны (ловушка расплава)	+

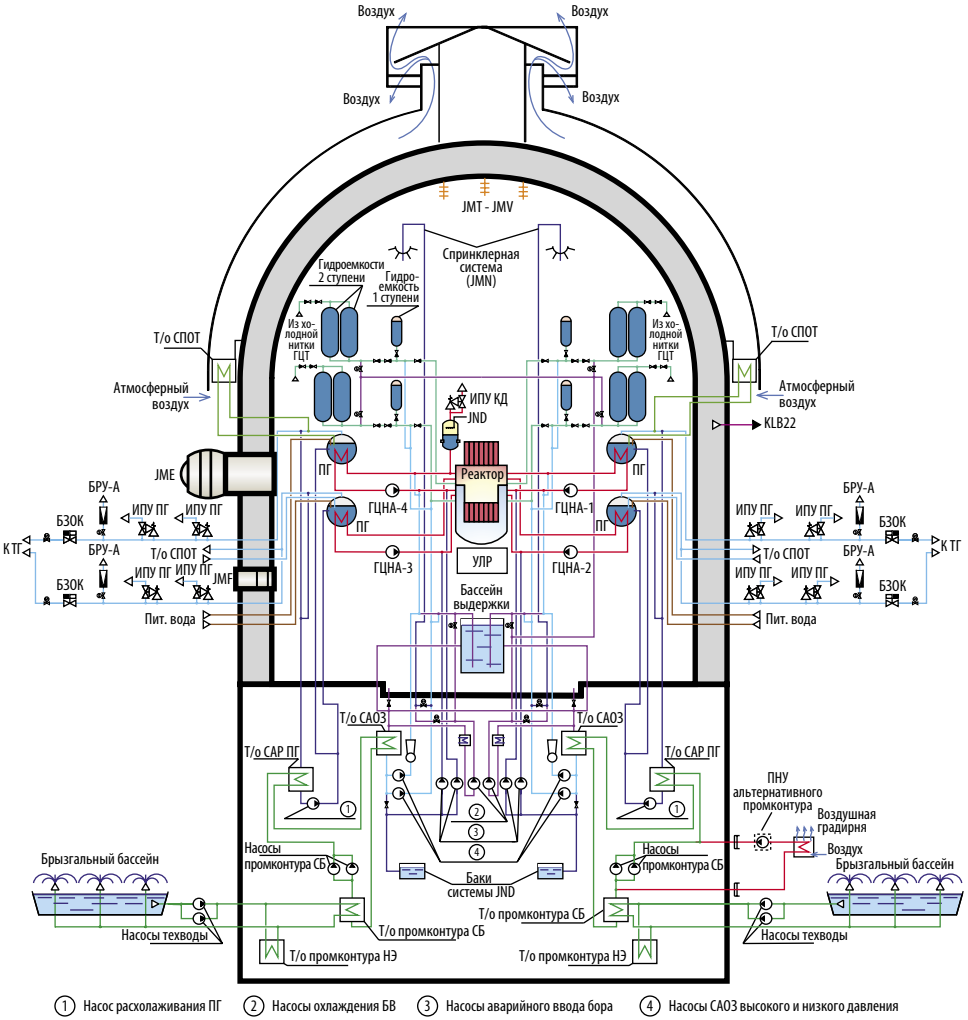


Рис. 2.21. Общая структура систем безопасности проекта РУ В-392М (НВАЭС-2)

В проекте ВВЭР-1200 на основе опыта действующих АЭС в Индии и Китае применен целый ряд новых, в основном пассивных систем безопасности. Характеристики пассивных систем выбраны таким образом, что необходимый запас теплоносителя в первом контуре и теплоотвод от активной зоны реактора обеспечивается при полной потере всех источников электропитания работой только пассивных систем безопасности.

Система аварийного ввода бора (JND). Система аварийного ввода бора предназначена для выполнения следующих функций безопасности:

- подача в первый контур раствора борной кислоты высокой концентрации (40 г/кг) для быстрого перевода реакторной установки в под-

критическое состояние в режимах, сопровождающихся отказом срабатывания аварийной защиты реактора;

- впрыск раствора борной кислоты в паровую часть компенсатора давления при авариях с течью теплоносителя из первого контура во второй, с целью снижения давления в системе первого контура;
- переключение на подачу раствора борной кислоты с концентрацией 16 г/кг после исчерпания запаса раствора борной кислоты высокой концентрации (при уровне в баках JND10(20)BB001 меньше L <0,15 м).

Проект предусматривает для системы двухканальную структуру с резервированием каналов 2×100%. Внутри каждого канала имеются две нитки с эффективностью 50% (рис. 2.22). Таким образом, один работоспособный канал или две работоспособные нитки в разных каналах обеспечивают выполнение системой своих функций в полном объеме.

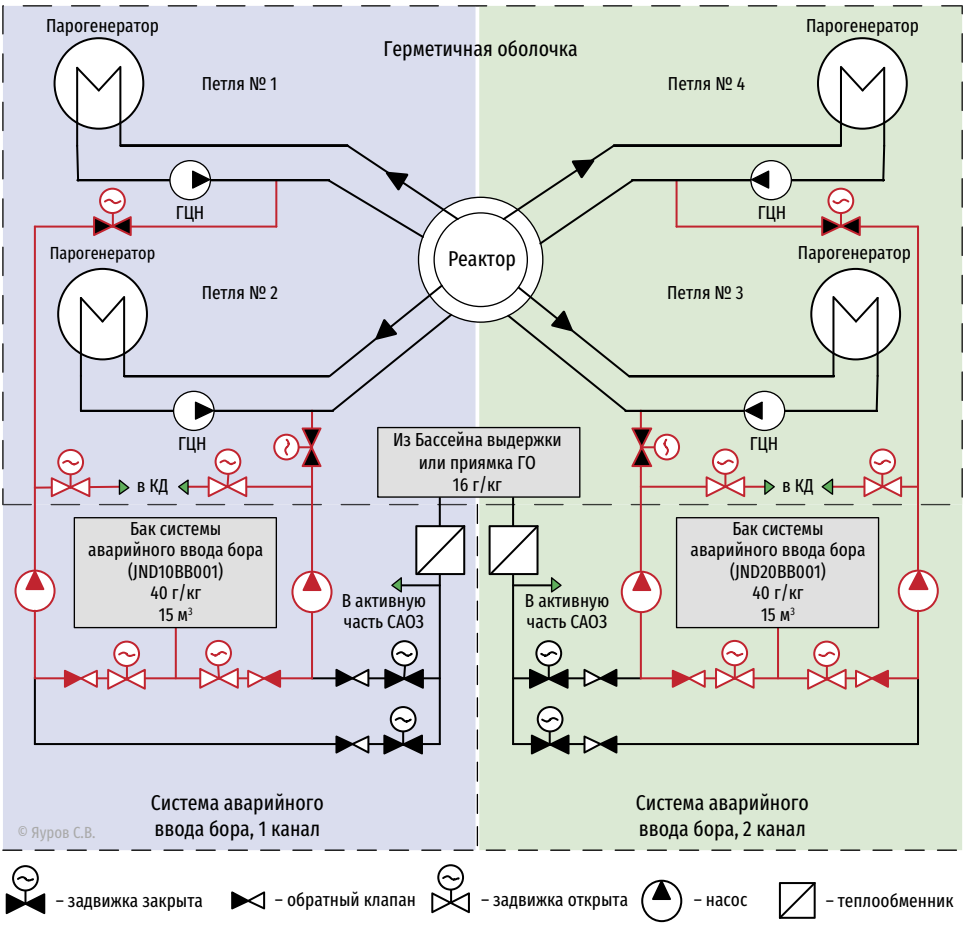


Рис. 2.22. Система аварийного ввода бора JND. Проект В-392М (НВАЭС-2)

Активная часть САОЗ. Система аварийного и планового расхолаживания 1 контура и охлаждения бассейна выдержки (JNA) выполняет в проекте В-392М функцию активной системы аварийного и планового охлаждения активной зоны.

Система имеет двухканальную структуру (рис. 2.23). Каждый канал включает один насос высокого давления с эжектором и один насос низкого давления.

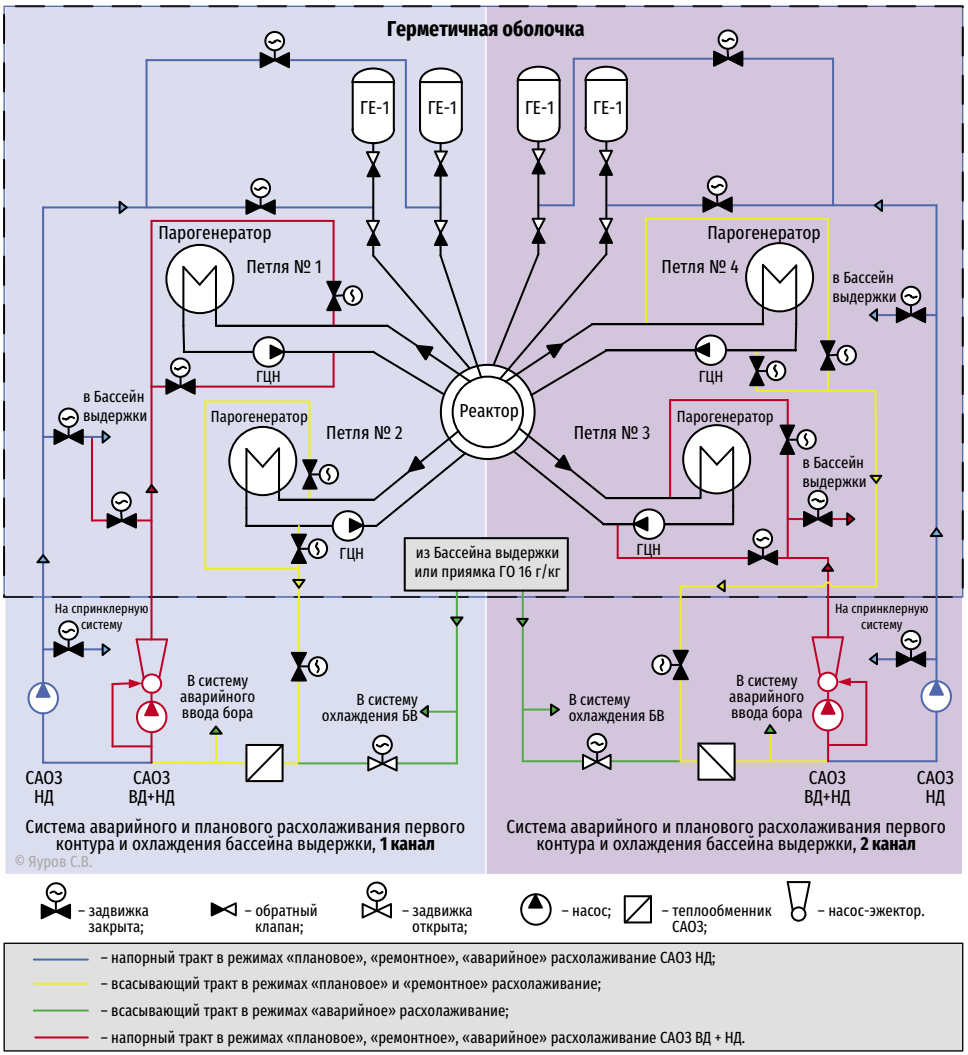


Рис. 2.23. Структура системы аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки (два канала). Проект В-392М (НВАЭС-2)

Система аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки (JNA) предназначена для:

- расхолаживания реакторной установки до и менее 70 °С после останова реактора, когда отвод тепла через парогенераторы становится малоэффективным (P_{1K} <2,1 МПа, T_{1K} <150 °С) во всех режимах работы блока (плановое, ремонтное, аварийное расхолаживание);
- отвода остаточного тепла от топлива в реакторе к системе промконтура ответственных потребителей KAA во всех режимах работы блока, предусматривающих работу системы JNA;
- отвода остаточного тепла от топлива в бассейне выдержки во всех режимах работы блока (как резерв для системы FAK);
- сохранение запаса теплоносителя в реакторе во время «большой течи»;
- аварийной подпитки первого контура в режиме «малых течей».

Насос-эжектор САОЗ ВД при необходимости выполняет функции насоса САОЗ НД. В то же время сами насосы САОЗ ВД подобного резерва не имеют.

При полном отказе САОЗ ВД (наложение единичного и зависимого отказов) проект предусматривает расхолаживание РУ через ПГ со скоростью 60 °С/ч, что обеспечивает своевременное снижение давления над активной зоной до 5,89 МПа и подпитку реактора работой ГЕ САОЗ, а при давлении менее 2,45 МПа – работой насосов САОЗ НД.

Функционирование системы аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки (JNA)

Работа блока на мощности

В режимах нормальной эксплуатации система обеспечивает отвод тепла от топлива, расположенного в бассейне выдержки, при выводе в ремонт элементов системы охлаждения бассейна выдержки (FAK). При отсутствии такой необходимости система не функционирует, но находится в режиме «ожидания».

Режим планового расхолаживания

В режиме планового расхолаживания блока до снижения температуры в первом контуре до 150 °С и давления 1,96 МПа расхолаживание реакторной установки производится сбросом пара в конденсаторы турбины через БРУ-К. При температуре первого контура ниже 150 °С отвод остаточных тепловыделений от активной зоны реактора с помощью ПГ становится малоэффективным.

В режиме планового расхолаживания отбор теплоносителя первого контура осуществляется из горячих ниток петель №2 и №4 (1-й канал из петли № 2, 2-й канал из петли № 4) главного циркуляционного контура и по трубопроводу Ду300, и через систему трубопроводов с запорной арматурой, и теплообменник САОЗ поступает на всас одного из насосов аварийного и планового расхолаживания 1 контура, который обеспечивает циркуляцию

теплоносителя по контуру планового расхолаживания. Всасывающий тракт на рис. 2.23 выделен желтым цветом.

Место возврата охлажденного теплоносителя зависит от насоса (САОЗ НД или САОЗ ВД+НД), используемого для планового расхолаживания.

В случае, если для планового расхолаживания используется насос САОЗ НД, то охлажденный теплоноситель возвращается по одному из каналов в трубопроводы, соединяющие емкости САОЗ с нижней камерой реактора. На рис. 2.23 данный тракт выделен синим цветом.

В случае, если для планового расхолаживания используется насос САОЗ ВД+НД, то охлажденный теплоноситель возвращается по одному из каналов в холодные нитки соответствующих петель (1-й канал в петлю № 1, 2-й канал в петлю № 3). На рис. 2.23 данный тракт выделен красным цветом. То есть циркуляция теплоносителя осуществляется «условно» снизу-вверх в активной зоне.

Трубопроводы вывода теплоносителя из петель № 2 и № 4 объединяются в общий коллектор для двух каналов (на рисунке не обозначен), одновременно может быть подключено не более двух насосов в одном или разных каналах системы.

Режим ремонтного расхолаживания

В режиме ремонтного расхолаживания (отвод остаточных тепловыделений активной зоны при сниженном уровне в реакторе) система обеспечивает температуру теплоносителя не более 45 °С на входе в реактор и не более 70 °С на выходе.

Забор теплоносителя осуществляется из холодных ниток петель (1-й канал из петли № 2, 2-й канал из петли № 4) главного циркуляционного контура и по трубопроводу Ду300, и через систему трубопроводов с запорной арматурой, и теплообменник САОЗ поступает на всас одного из насосов аварийного и планового расхолаживания 1 контура, который обеспечивает циркуляцию теплоносителя по контуру ремонтного расхолаживания.

Место возврата охлажденного теплоносителя зависит от насоса (САОЗ НД или САОЗ ВД+НД), используемого для ремонтного расхолаживания.

В случае если для ремонтного расхолаживания используется насос САОЗ НД, то охлажденный теплоноситель возвращается по одному из каналов в трубопроводы, соединяющие емкости САОЗ с верхней камерой реактора. На рис. 2.23 данный тракт выделен синим цветом.

В случае, если для ремонтного расхолаживания используется насос САОЗ ВД+НД, то охлажденный теплоноситель возвращается по одному из каналов в горячие нитки соответствующих петель (1-й канал в петлю №1, 2-й канал в петлю №3). То есть циркуляция теплоносителя осуществляется «условно» сверху-вниз в активной зоне.

В режиме ремонтного расхолаживания возможны ремонтные работы на оборудовании, расположенном выше уровня теплоносителя, в том числе:

- ремонтные работы на ГЦНА, включая замену выемной части насоса;

- ремонтные работы на парогенераторе со стороны 1-го и 2-го контура, включая контроль и ремонт теплообменных трубок;
- ремонт главного разъема реактора;
- ремонт арамтуры в неотсекаемой части трубопроводов, присоединенных к ГЦТ, патрубки которых находятся выше уровня теплоносителя;
- ремонт компенсатора объема.

Режим аварийного расхолаживания

При аварийном расхолаживании с разуплотнением первого контура подача воды в реактор в начальный период осуществляется из бассейна выдержки, с дальнейшим переходом на работу из приямков защитной оболочки. В качестве аварийного запаса борного раствора с концентрацией 16–20 г/кг используется избыточный объем бассейна выдержки (~750 м^3) сверх нормального уровня, требуемого для хранения отработанного топлива. Всасывающий тракт в режимах «аварийное» расхолаживание показан на рис. 2.23 зеленым цветом.

При этом подача теплоносителя осуществляется:

- насосами САОЗ ВД+НД в холодные и горячие ветки ГЦК (1-й канал в петлю №1, 2-й канал в петлю №3). На рисунке данный тракт выделен красным цветом;
- насосами САОЗ НД в трубопроводы, соединяющие емкости САОЗ с верхней и нижней камерой реактора. На рис. 2.23 данный тракт выделен синим цветом.

При авариях с большой течью (разрыв трубопровода диаметром более 100 мм, включая разрыв главного циркуляционного трубопровода Ду 850) на начальной стадии охлаждение активной зоны и сохранение необходимого запаса теплоносителя в реакторе обеспечиваются за счет пассивного срабатывания гидроемкостей I и II ступеней. На последующей стадии отвод тепла от активной зоны и поддержание необходимого запаса теплоносителя в реакторе обеспечиваются за счет непрерывной циркуляции борного раствора с помощью насосов аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки, которые запускаются автоматически по технологическим параметрам, характеризующим течь первого контура и продолжают работать в течение всего периода времени, необходимого для преодоления последствий аварии.

В начальный момент аварии подача насосами борного раствора в реактор осуществляется из бассейна выдержки. Через некоторое время после начала аварии уровень воды в бассейне выдержки снижается до такого минимального значения, при котором происходит автоматическое переключение насосов аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки на работу из приямка контейнмента. К этому моменту в приямке контейнмента за счет истечения из первого контура (включая запас воды гидроемкостей систем пассивного залива актив-

ной зоны) образуется достаточный запас борного раствора, необходимого для обеспечения бескавитационной работы насосов. После переключения с бассейна выдержки на приямок система аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки обеспечивает непрерывный отвод остаточных тепловыделений по замкнутому контуру (приямок контейнмента — теплообменник аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки — насос аварийного и планового расхолаживания первого контура — ГЦК — приямок). Отвод тепла от теплообменников системы осуществляется системой промконтура ответственных потребителей.

При авариях с течью теплоносителя первого контура подача воды в реактор при давлении в диапазоне от 7,9 до 2,1 МПа в режиме работы САОЗ ВД+НД обеспечивается насосом аварийного расхолаживания высокого давления. При снижении давления ниже 2,1 МПа в каждом канале подключается насос аварийного расхолаживания низкого давления.

Функционирование системы при запроектных авариях

При запроектных авариях система может быть использована как средство управления запроектными авариями. Специально спроектированные трубопроводы позволяют при запроектной аварии с отказом насосов системы FAK (выполняющих в данном проекте функцию спринклерных насосов) подать воду от насосов системы САОЗ НД к спринклерным коллекторам.

Пассивная часть САОЗ (рис. 2.24) включает в себя систему гидроемкостей 1 ступени и систему пассивного залива активной зоны (ГЕ 2 ступени). Запаса воды в гидроемкостях 1 и 2 ступеней достаточно, с учетом принципа единичного отказа, для повторного залива активной зоны реактора и съема остаточных тепловыделений в течение не менее 24 часов при течи теплоносителя 1 контура эквивалентным диаметром Ду 850 и отказе активной части САОЗ.

На соединительных трубопроводах ГЕ САОЗ–реактор предусмотрена установка дроссельных устройств (см. рис. 2.24), ограничивающих расход подаваемой воды от емкостей первой ступени с целью обеспечения охлаждения активной зоны в течение периода времени до включения гидроемкостей 2 ступени (116-я секунда от момента включения ГЕ-1).

Система гидроемкостей первой ступени JNG50-80 предназначена для подачи в реактор раствора борной кислоты с концентрацией не менее 16 г/кг и температурой не менее 20 °С при давлении в первом контуре менее 5,9 МПа в количестве, достаточном для охлаждения активной зоны реактора до подключения низконапорной части системы аварийного и планового расхолаживания и охлаждения бассейна выдержки и/или системы гидроемкостей 2 ступени в режимах проектных и запроектных аварий с потерей теплоносителя 1 контура.

В каждой емкости первой ступени находится запас раствора борной кислоты (16 г/кг) объемом 50 м^3 под давлением 5,9 МПа, которое создается азотной подушкой. Гидроемкости САОЗ должны срабатывать пассивным

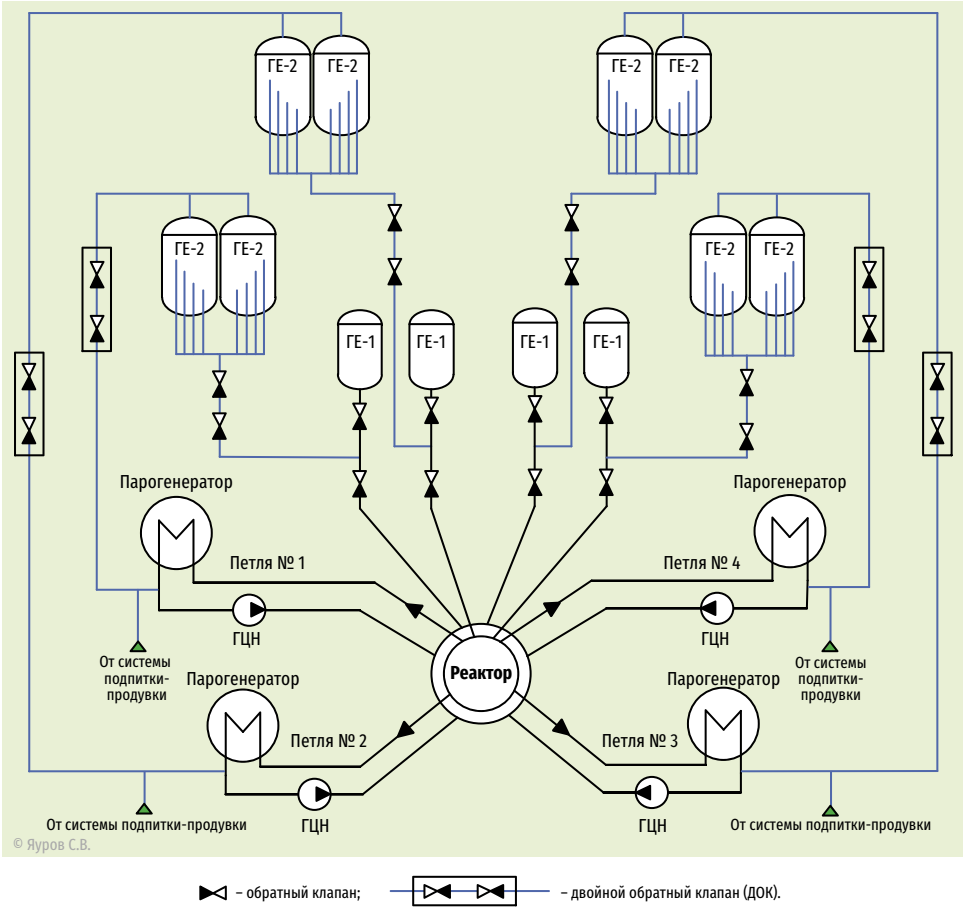


Рис. 2.24. Упрощенная схема пассивной части САОЗ. Проект В-392М (НВАЭС-2)

образом и своевременно отсекаться от реактора при исчерпании запаса раствора борной кислоты.

Система состоит из четырех идентичных и полностью независимых друг от друга каналов. Два канала обеспечивают подачу раствора борной кислоты в напорную камеру реактора (под активную зону); два канала — в сборную камеру реактора (сверху активной зоны).

Система гидроемкостей второй ступени JNG10-40 предназначена для выполнения следующих функций:

- подача борного раствора с концентрацией 16–20 г/кг для поддержания уровня теплоносителя в активной зоне при авариях с потерей теплоносителя, при падении давления в первом контуре ниже 1,5 МПа;
- хранение запаса раствора борной кислоты для заполнения отсеков бассейна перегрузки на остановленном блоке в период перегрузки топлива.

Система JNG10-40 состоит из четырех независимых групп. В состав каждой группы системы входят две гидроемкости II ступени (объемом 120 м^3 каждая), трубопроводы, арматура. Гидроемкости, находящиеся под давлением, равному атмосферному, в режимах нормальной эксплуатации, содержат раствор борной кислоты с концентрацией 16 г/кг. Общий запас воды в емкостях принят не менее 960 м^3.

Система JNG10-40 срабатывает пассивным образом, обеспечивая отвод остаточных тепловыделений при авариях с течью теплоносителя первого контура при давлении в первом контуре менее 1,5 МПа. Подача борного раствора осуществляется в напорную или сборную камеру реактора через соответствующие трубопроводы САОЗ гидроемкостей первой ступени.

Система аварийного расхолаживания ПГ (JNB10-40) проекта В-392М является активной системой расхолаживания ПГ и предназначена для:

- отвода остаточных тепловыделений активной зоны реактора и расхолаживания реакторной установки в аварийных ситуациях, связанных с обесточиванием или потерей возможности нормального отвода тепла по второму контуру, включая течи паропроводов и трубопроводов питательной воды ПГ;
- отвода остаточных тепловыделений активной зоны реактора и расхолаживания реакторной установки в аварийных ситуациях, связанных с разуплотнением первого контура, включая разрыв трубопровода первого контура и течь из первого контура во второй.

Система аварийного расхолаживания парогенераторов состоит из двух каналов: JNB10 и JNB30 (рис. 2.25). Каждый канал системы подключен к двум парогенераторам: ПГ-1,2 и ПГ-3,4 соответственно.

Система пассивного отвода тепла (СПОТ) является защитной системой безопасности, основанной на пассивном принципе действия, обеспечивающей отвод остаточных тепловыделений от активной зоны реактора через второй контур.

СПОТ выполняет заданные функции при проектных и запроектных авариях, приводящих к необходимости пассивного отвода тепла от реакторной установки для поддержания ее в безопасном состоянии.

СПОТ имеет четыре независимых контура (рис. 2.26).

Согласно принятым проектным характеристикам оборудования, трех работоспособных контуров циркуляции достаточно для осуществления системой своих функций в полном объеме в любом требующем ее работы режиме.

СПОТ обеспечивает непрерывный отвод остаточных тепловыделений (до 2% номинальной мощности РУ) при авариях, протекающих с отказом каналов активной системы безопасности САР ПГ при наличии нормального или аварийного электропитания, при запроектных авариях с потерей всех источников электроснабжения переменного тока. При этом суммарная мощность СПОТ составляет 64 МВт.

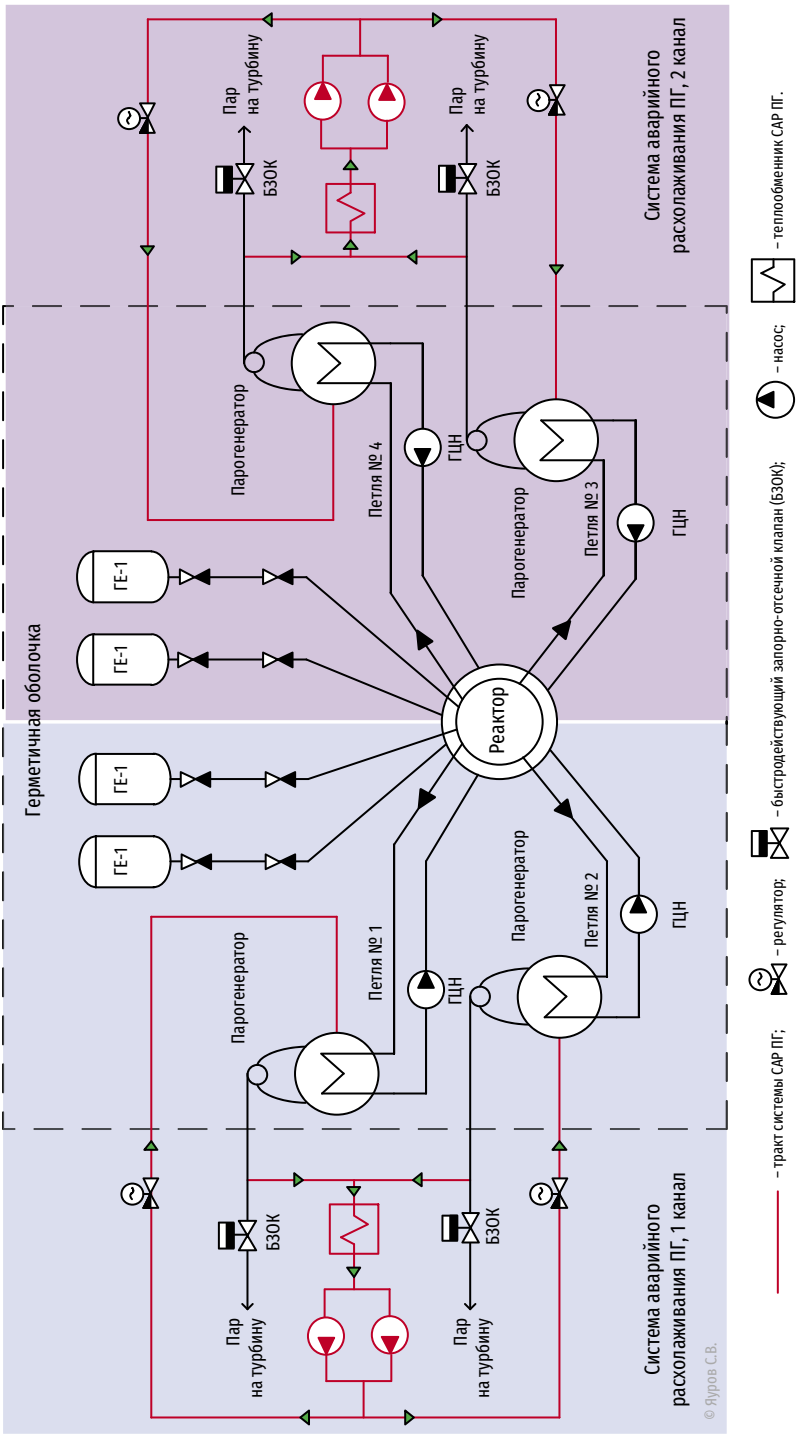


Рис. 2.25. Система аварийного расхолаживания ПГ. Проект В-392М (НВАЭС-2)

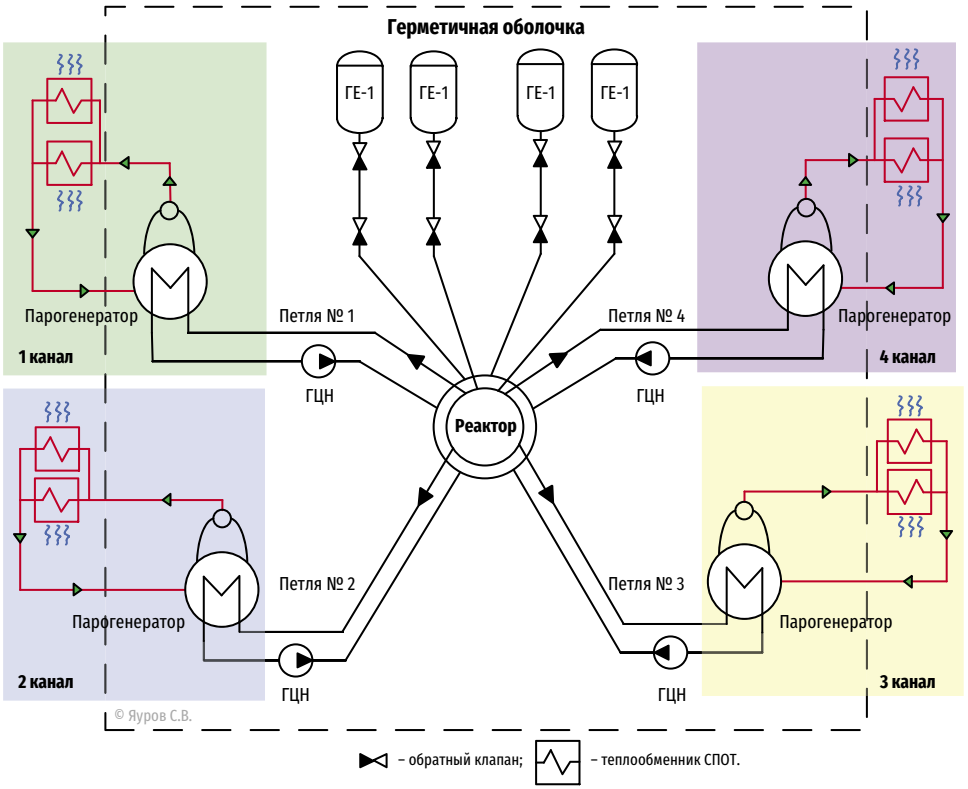


Рис. 2.26. Система пассивного отвода тепла. Проект В-392М (НВАЭС-2)

Особенностью проекта СПОТ ПГ для НВАЭС является охлаждение теплообменников атмосферным воздухом. Данное решение делает процесс теплоотвода неограниченным по времени (при наличии давления в ПГ). Однако воздушное охлаждение менее эффективно в сравнении с водяным охлаждением, примененным в проекте ЛАЭС-2. Кроме того, при охлаждении атмосферным воздухом процесс теплоотвода зависит от времени года (температуры наружного воздуха).

Система защиты первого контура от превышения давления предназначена для защиты оборудования и трубопроводов РУ от избыточного превышения давления в первом контуре при проектных и запроектных авариях за счет работы импульсных предохранительных устройств КД, установленных на трубопроводе сброса пара из парового пространства КД в барботажный бак.

В состав системы защиты первого контура от превышения давления входят:

- три ИПУ КД, которые могут работать как по активному, так и по пассивному принципам действия;
- трубопроводы сброса от КД до ИПУ с элементами крепления;
- контрольно-измерительные приборы.

Система защиты второго контура от превышения давления. К устройствам защиты 2-го контура от превышения давления относятся: ИПУ ПГ, БРУ-А, отсечные электроприводные задвижки перед БРУ-А, БЗОК и расположенные за ними отсечные электроприводные задвижки.

Паропроводы от каждого парогенератора проходят через герметичную оболочку реакторного здания UJA в паровые камеры, а затем в здании турбины UMA подводятся к стопорно-регулирующим клапанам турбины.

На каждом паропроводе в пределах паровой камеры реакторного здания устанавливаются ИПУ ПГ (2 шт.), БРУ-А (1 шт.), отсечные электроприводные задвижки перед БРУ-А, БЗОК (1 шт.) и расположенные за ними отсечные электроприводные задвижки.

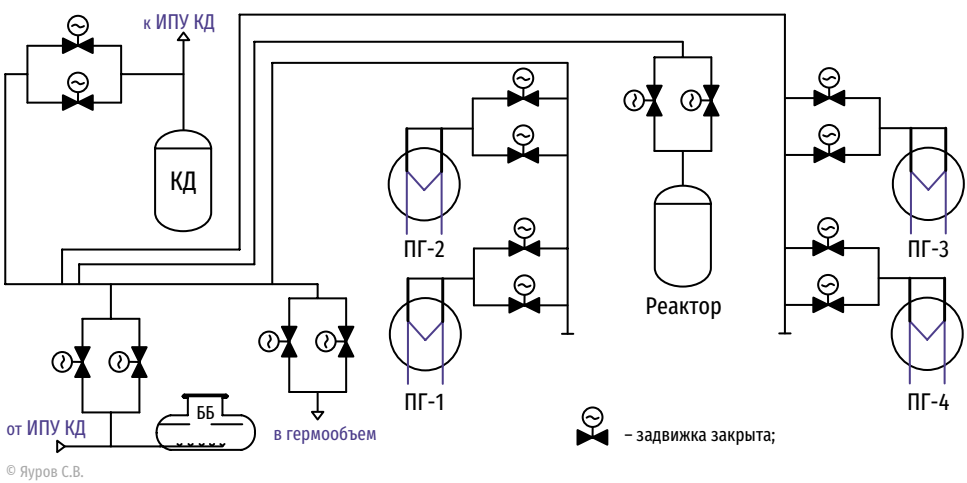
Система аварийного газоудаления предназначена для выполнения следующих функций:

- удаление ПГС из оборудования первого контура РУ (реактора, КД и коллекторов ПГ);
- снижение давления в первом контуре совместно с ИПУ КД с целью уменьшения последствий при проектных и запроектных авариях.

Удаление парогазовой среды выполняется с целью:

- предотвращения образования взрывоопасной смеси в оборудовании 1 контура;
- исключения срыва циркуляции теплоносителя по первому контуру в режиме естественной циркуляции.

Система представляет собой комплекс электроприводной запорной арматуры с соединительными трубопроводами, расположенными между оборудованием 1 контура (реактором, парогенераторами, компенсатором давления) с одной стороны и барботажным баком (ББ) и гермообъемом — с другой (рис. 2.27).



© Яуров С.В.

Рис. 2.27. Система аварийного газоудаления. Проект В-392М (НВАЭС-2)

Спринклерная система JMN предназначена для выполнения функции снижения параметров внутри защитной оболочки (давления и температуры) и функции связывания радиоактивного йода, содержащегося в парогазовой атмосфере гермообъема (рис. 2.28).

Система спроектирована с учетом принципа единичного отказа и обеспечивает выполнение своих функций при любом исходном событии аварии с наложением одного независимого от исходного события отказа любого активного или пассивного элемента, имеющего механические движущиеся части, или одной независимой от исходного события ошибки персонала. Система не имеет зависимых от исходного события отказов.

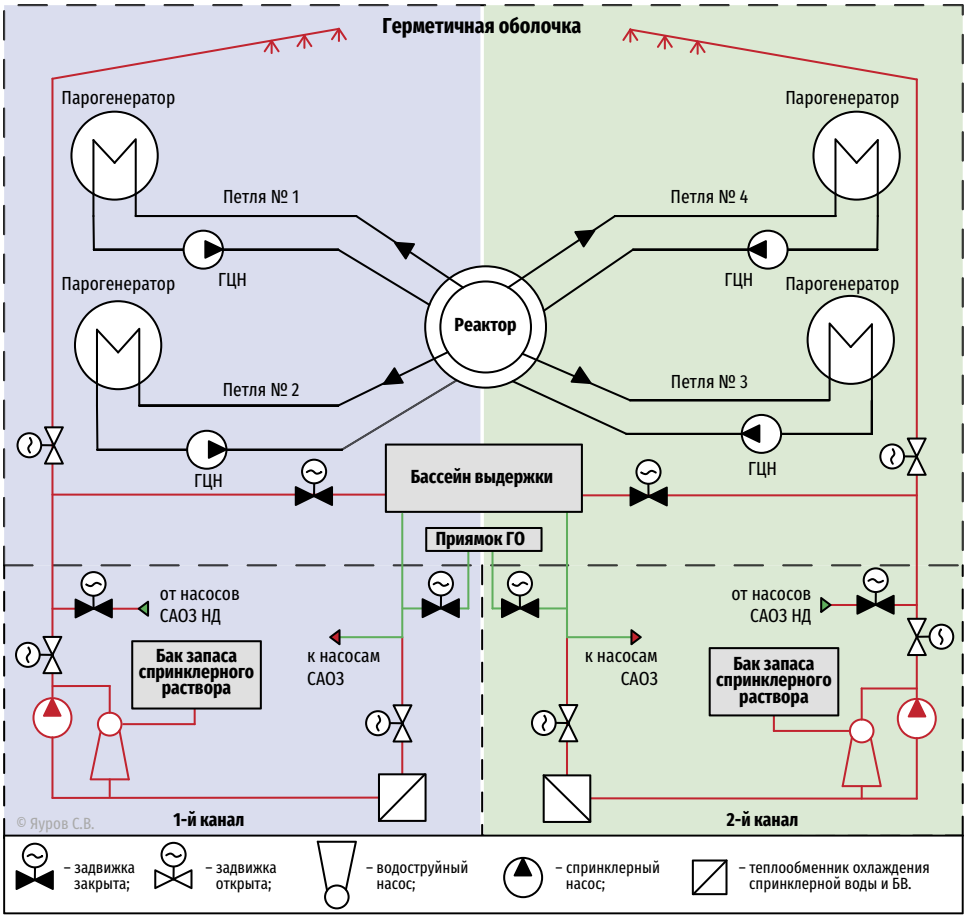


Рис. 2.28. Упрощенная схема подачи воды на форсунки спринклерной системы от насосов системы охлаждения бассейна выдержки FAK. Проект В-392М (НВАЭС-2)

Спринклерная система НВАЭС-2 JMN не имеет в своем составе насосов, теплообменников и баков, а состоит только из трубопроводов, форсунок и арматуры.

Функцию спринклерных насосов в проекте НВАЭС-2 выполняют насосы системы охлаждения бассейна выдержки FAK (см. рис. 2.28).

Проектом предусмотрена двухканальная структура системы 2×100% — один работоспособный канал выполняет проектные функции в полном объеме.

Каналы системы физически разделены и полностью независимы друг от друга. Трубопроводы и арматура системы расположены в реакторном здании UKA и UJA.

Устройство локализации расплава НВАЭС-2. Система улавливания и охлаждения расплавленной активной зоны вне реактора JKM, основным элементом которой является устройство локализации расплава (УЛР), предназначена для удержания и охлаждения жидких и твердых фрагментов разрушенной активной зоны, частей корпуса реактора, внутрикорпусных устройств при тяжелой аварии с расплавлением активной зоны. Конструкция УЛР НВАЭС-2 представлена на рис. 2.29.

УЛР выполняет следующие основные функции:

- прием и размещение расплава, твердых фрагментов активной зоны и конструкционных материалов реактора (кориума);
- устойчивый отвод тепла от кориума к охлаждающей воде;

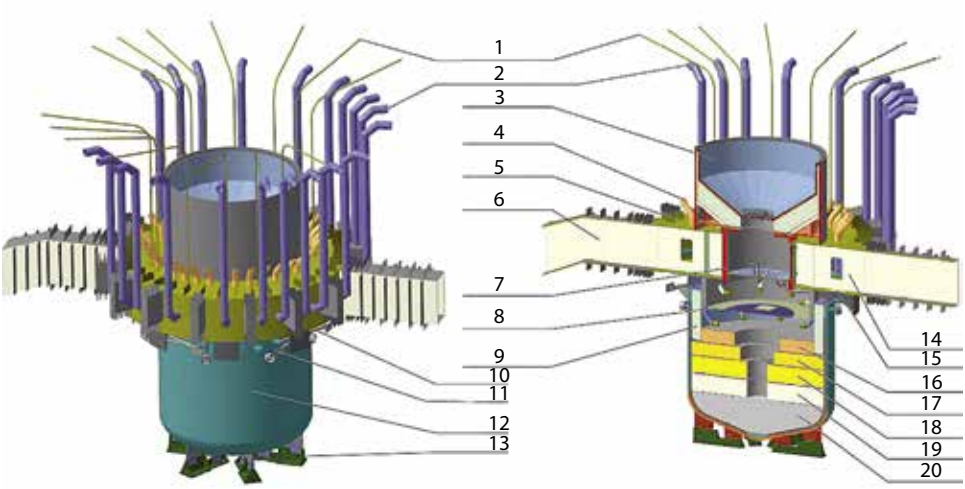


Рис. 2.29. Устройство локализации расплава активной зоны АЭС-2006. Проект В-392М (НВАЭС-2).

1 – чехлы КИП; 2 – трубы отвода пара; 3 – плита нижняя; 4 – трубы подачи воздуха ОСЗ; 5 – металлоконструкция фермы-консоли; 6 – коридор вентиляционный; 7 – теплоизоляция фермы-консоли; 8 – площадка обслуживания; 9 – тепловая защита фланца-корпуса; 10 – тяга; 11 – фиксатор; 12 – металлоконструкция корпуса; 13 – опора; 14 – коридор технологический; 15 – крышка люка-лаза; 16 – блок кассет типа V; 17 – блок кассет типа IV; 18 – блок кассет типа III; 19 – блок кассет типа II; 20 – блок кассет типа I

- исключение выхода радиоактивности за границы зоны локализации;
- исключение самопроизвольной цепной реакции в кориуме;
- минимизация выноса радиоактивных веществ и водорода в пространство герметичной оболочки.

УЛР состоит из следующих функциональных узлов, расположенных сверху вниз по направлению перемещения кориума из корпуса реактора к основанию бетонной шахты:

- плита нижняя;
- ферма-консоль;
- наполнитель (жертвенный материал);
- корпус.

Нижняя плита направляет движение кориума после разрушения или проплавления корпуса реактора, теплоизоляция обеспечивает защиту фермы-консоли и площадки обслуживания от разрушений, предохраняет от повреждений корпус с опорами.

Ферма-консоль обеспечивает защиту конструкции УЛР и коммуникаций от разрушения со стороны кориума, является опорой для нижней плиты и имеет в своем составе трубы-чехлы, обеспечивающие возможность подключение датчиков КИП, предназначенных для организации контроля температуры среды в УЛР, уровня охлаждающей воды в бетонной шахте, наличия воды в бетонной шахте при нормальной эксплуатации. Наполнитель УЛР состоит в основном из оксидов железа и алюминия.

Архитектурно-строительные решения проекта В-392М

Расположение зданий и сооружений в пределах промплощадки НВАЭС-2 выполнено с учетом технологических взаимосвязей. Промплощадка НВАЭС-2 условно разделена на зону основного производства и зону общестанционных вспомогательных зданий и сооружений.

В центре промплощадки, в зоне основного производства, размещены два энергоблока, каждый из которых включает в себя: реакторное здание 10(20)UJA, вспомогательное реакторное здание 10(20)UKC и здание турбины 10(20)UMA (рис. 2.30).

Энергоблоки располагаются с шагом 185 метров между центрами реакторных зданий.

Реакторное здание (UJA), вспомогательное реакторное здание (UKC) и здание турбины (UMA) располагаются на одной продольной оси на расстоянии девяти метров друг от друга — противопожарные разрывы (рис. 2.30, 2.31).

Реакторное здание UJA состоит из двойной защитной цилиндрической железобетонной оболочки и обстройки UKA (рис. 2.31, 2.32). Внутри защитной оболочки расположена реакторная установка. В здании обстройки – системы безопасности, система спецгазоочистки, вентсистемы и пункты управления энергоблоком (БПУ, РПУ).



Рис. 2.30. Расположение зданий ядерного острова и здания турбины Нововоронежской АЭС-2

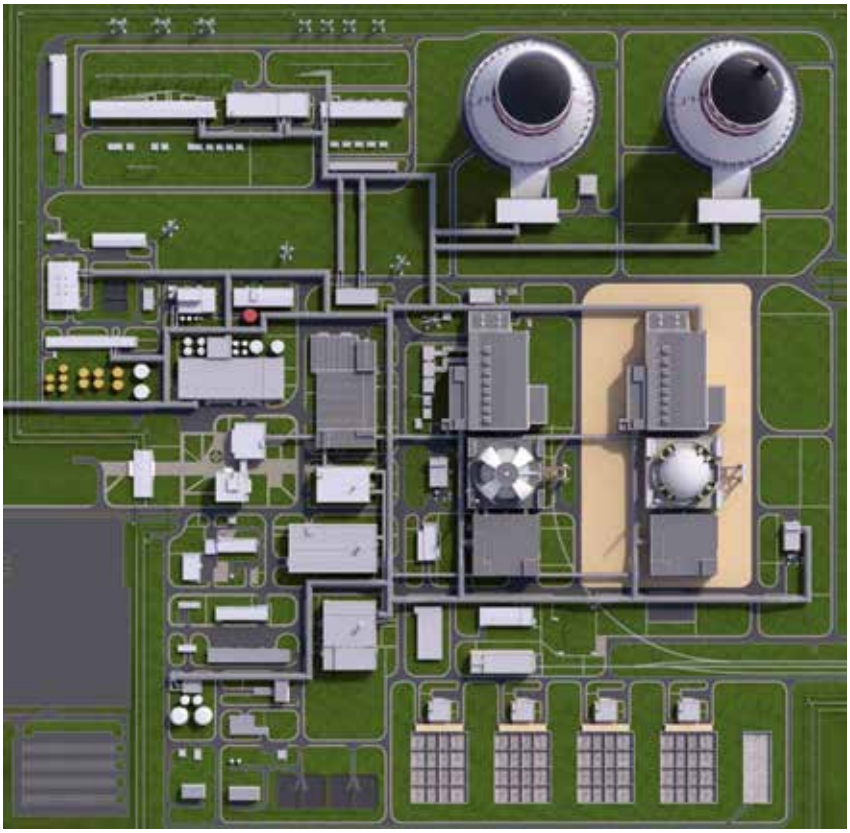


Рис. 2.31. Схема генерального плана Нововоронежской АЭС-2 с энергоблоками №1 и №2

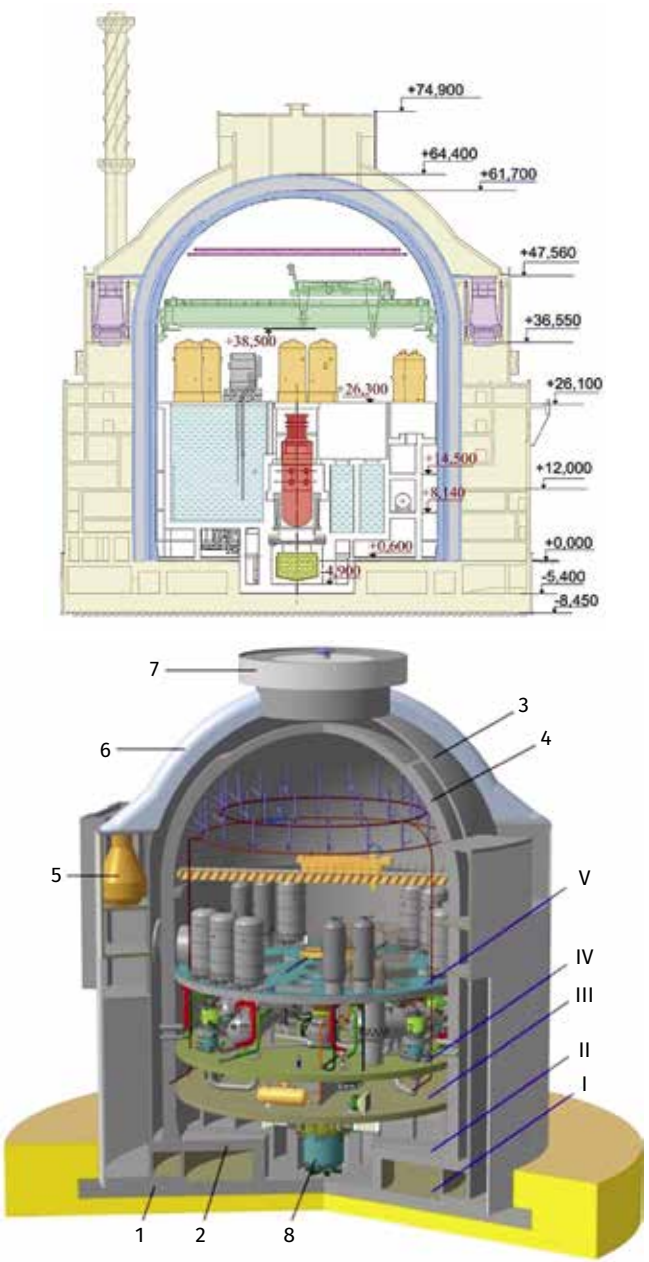


Рис. 2.32. Расположение оборудования в гермооболочке. Проект В-392М (НВАЭС-2).
1 – фундаментная плита; 2 – опорная плита (плита перекрытия); 3 – наружная защитная оболочка; 4 – внутренняя защитная оболочка; 5 – теплообменник СПОТ; 6 – воздуховоды СПОТ; 7 – выходной коллектор СПОТ; 8 – ловушка расплава топлива; I – отметка «-5,400 м»; II – отметка «0,000 м»; III – отметка «+8,140 м»; IV – отметка «+14,5 м»; V – отметка «26,300 м»

На куполе наружной защитной оболочки размещены восемь воздуховодов СПОТ ПГ и выходной коллектор системы.

Здание UJA связано пешеходными и коммуникационными галереями/тоннелями со вспомогательным реакторным зданием (UKC), в котором размещены системы нормальной эксплуатации РО и системы спецводоочистки.

В здании UMA размещен турбоагрегат и системы, обеспечивающие его работу.

Кроме ядерного и турбинного острова в зону основного производства входят электротехнические сооружения и сооружения для установок охлаждающей воды.

2.2. Проект В-491. Ленинградская АЭС-2

В соответствии с принятыми МАГАТЭ критериями проект В-491, также как и проект В-392М, относится к поколению III+.

В основу проекта В-491 легли концептуальные решения проекта АЭС-91/99 (В-428), который был реализован на АЭС «Тяньвань» (Китай). Проект В-491 реализован в качестве двух блоков Ленинградской АЭС-2 и двух энергоблоков Белорусской АЭС.

На основе проекта В-491 возводятся новые энергоблоки ЛАЭС-2 (энергоблоки 3, 4), АЭС «Пакш» (энергоблоки 5, 6, Венгрия), АЭС «Тяньвань» (энергоблоки 7, 8, Китай), АЭС «Сюйдапу» (энергоблоки 3, 4, Китай).

На основе этого проекта были разработаны новые проекты, например проект В-522. АЭС «Ханкикиви» (блок 1, Финляндия), проект В-529. АЭС «Эль-Дабаа» блоки 1–4 (Египет).

Проект В-491 имеет аналогичную по сравнению с В-392М реакторную установку (табл. 2.3), но имеет значительные отличия в части:

- общей компоновки зданий и сооружений;
- конфигурации систем безопасности (табл. 2.4, рис. 2.33).

Таблица 2.3. Технические характеристики РУ ВВЭР-1200 (проект В-491)

Мощность тепловая, МВт	3200
Расход теплоносителя через реактор (при работе четырех ГЦН), м^3/ч	88 000
Давление номинальное на выходе из активной зоны, МПа	16,2±0,3
Температура теплоносителя в реакторе, °С	
– на входе в активную зону	298,6
– на выходе из активной зоны	329,7

Окончание табл. 2.3

Диаметр твэлов, мм	9,1
Число ТВС в активной зоне, шт.	163
Количество приводов СУЗ в реакторе, шт.	121

Таблица 2.4. Системы безопасности РУ ВВЭР-1200 (проект В-491)

Наименование системы	Конфигурация
САОЗ высокого давления	4×100%
САОЗ низкого давления	4×100%
САОЗ высокого-низкого давления (совмещенная двухканальная система высокого и низкого давления с насосами-эжекторами с внутренним резервированием)	—
Система аварийного ввода бора	4×50%
Импульсно-предохранительные устройства компенсатора давления	3
Система быстрого ввода бора	—
Гидроемкости первой ступени	4×33%
Гидроемкости второй ступени	—
Система аварийной питательной воды	4×100%
Система аварийного расхолаживания ПГ	—
Система пассивного отвода тепла	4×33% (водяное охлаждение)
Импульсно-предохранительные устройства ПГ	2×4
Обратные клапаны на паропроводах	—
Спринклерная система	4×50%
Герметичная оболочка	Двойная
Пассивная система удаления водорода (рекомбинаторы водорода)	+
Система удержания и охлаждения расплава активной зоны (ловушка расплава)	+
ГЦН	ГЦН-1391, двухскоростной

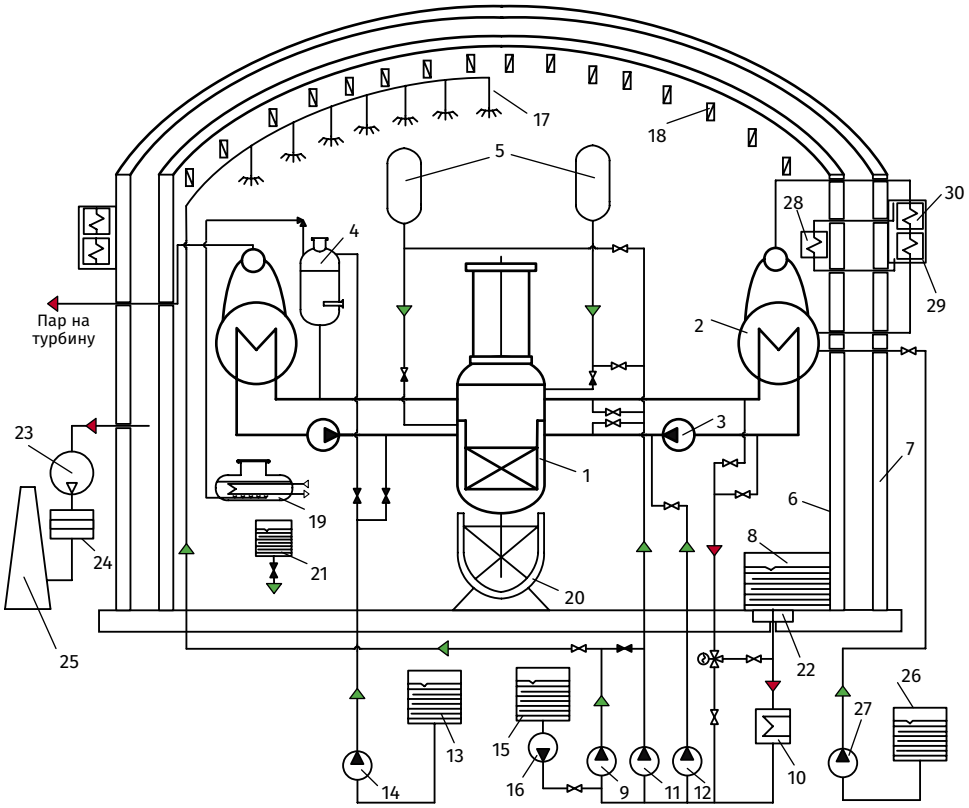


Рис. 2.33. Общая структура систем безопасности проекта РУ В-491 (ЛАЭС-2).
1 – реактор; 2 – парогенератор; 3 – ГЦН; 4 – компенсатор давления; 5 – гидроемкости САОЗ; 6 – защитная оболочка; 7 – наружная защитная оболочка; 8 – бак запаса борированной воды низкой концентрации; 9 – насос спринклерной системы; 10 – теплообменники; 11 – насос аварийного впрыска низкого давления; 12 – насос аварийного впрыска высокого давления; 13 – бак запаса борированной воды высокой концентрации; 14 – насос аварийного ввода бора; 15 – бак подачи химреагентов; 16 – насос ввода химреагентов; 17 – спринклерный коллектор; 18 – пассивный рекомбинатор водорода; 19 – барботер; 20 – устройство локализации расплава; 21 – бак аварийного запаса щелочи; 22 – приямок защитной оболочки; 23 – вентустановка аварийного создания разрежения в кольцевом зазоре; 24 – фильтр; 25 – вентиляционная труба; 26 – бак запаса обессоленной воды; 27 – аварийный питательный насос; 28 – конденсатор СПОТ ГО; 29 – бак СПОТ; 30 – теплообменник СПОТ

Основное оборудование первого контура ВВЭР (проект В-491)

Основное оборудование первого контура в проекте В-491 аналогичное оборудованию проекта В-392М (НВАЭС-2).

Системы безопасности проекта В-491

В проекте ЛАЭС-2 (РУ В-491) концепция безопасности построена на преимущественном использовании активных систем безопасности для управления проектными авариями и предотвращения перехода аварий в тяжелую фазу. Для управления тяжелыми авариями предусмотрено комбинированное использование активных и пассивных систем.

Активные СБ имеют четырехканальную структуру, которая, с одной стороны, позволяет при необходимости выводить один из каналов систем безопасности в ремонт на длительный срок, но, с другой стороны, увеличивает объем регламентных проверок. Автономность пассивных систем безопасности при ЗПА составляет 24 часа и определяется запасом воды в баках аварийного отвода тепла (БАОТ). После 24 часов требуется подпитка БАОТ и топливного бассейна с помощью мобильного оборудования и резервных запасов воды, находящихся на площадке.

В проекте В-491 реализована классическая структура систем безопасности присущая эволюционным проектам, состоящая из четырех активных каналов аварийной подпитки первого контура в авариях с потерей теплоносителя. Каждый канал включает насосы высокого и низкого давления, насос спринклерной системы контейнмента. Кроме того, в проекте предусмотрены пассивные системы отвода тепла от реакторной установки через парогенератор и из контейнмента (СПОТ ПГ и СПОТ ГО) к конечному поглотителю. Обе системы используют теплообменники, охлаждаемые водой, и размещение в баках с внешней стороны здания реакторного отделения.

Система аварийного ввода бора (JDH)

Функции, выполняемые системой JDH:

- снижение давления в системе первого контура до расчетного давления системы второго контура при авариях с течью теплоносителя из первого контура во второй (впрыск в паровую часть компенсатора давления);
- повышение концентрации борной кислоты в первом контуре и компенсация уменьшения объема теплоносителя первого контура при переводе блока в безопасное состояние при авариях с плотным первым контуром (подача раствора борной кислоты высокой концентрации в реактор и в паровую часть компенсатора давления).

В запроектных режимах система аварийного ввода бора выполняет следующие функции:

- перевод реакторной установки в подкритическое состояние в режимах с нарушением нормальных условий эксплуатации и аварийных

режимах, сопровождающихся отказом срабатывания аварийной защиты реактора ATWS (подача раствора борной кислоты высокой концентрации в реактор);

- поддержание в подкритическом состоянии РУ и компенсация усадки теплоносителя в режиме расхолаживания с наложением отказа систем нормальной эксплуатации.

Четырехканальная структура системы с резервированием каналов 4×50% (производительность насоса 14,5 м³/ч) представлена на рис. 2.34. На два

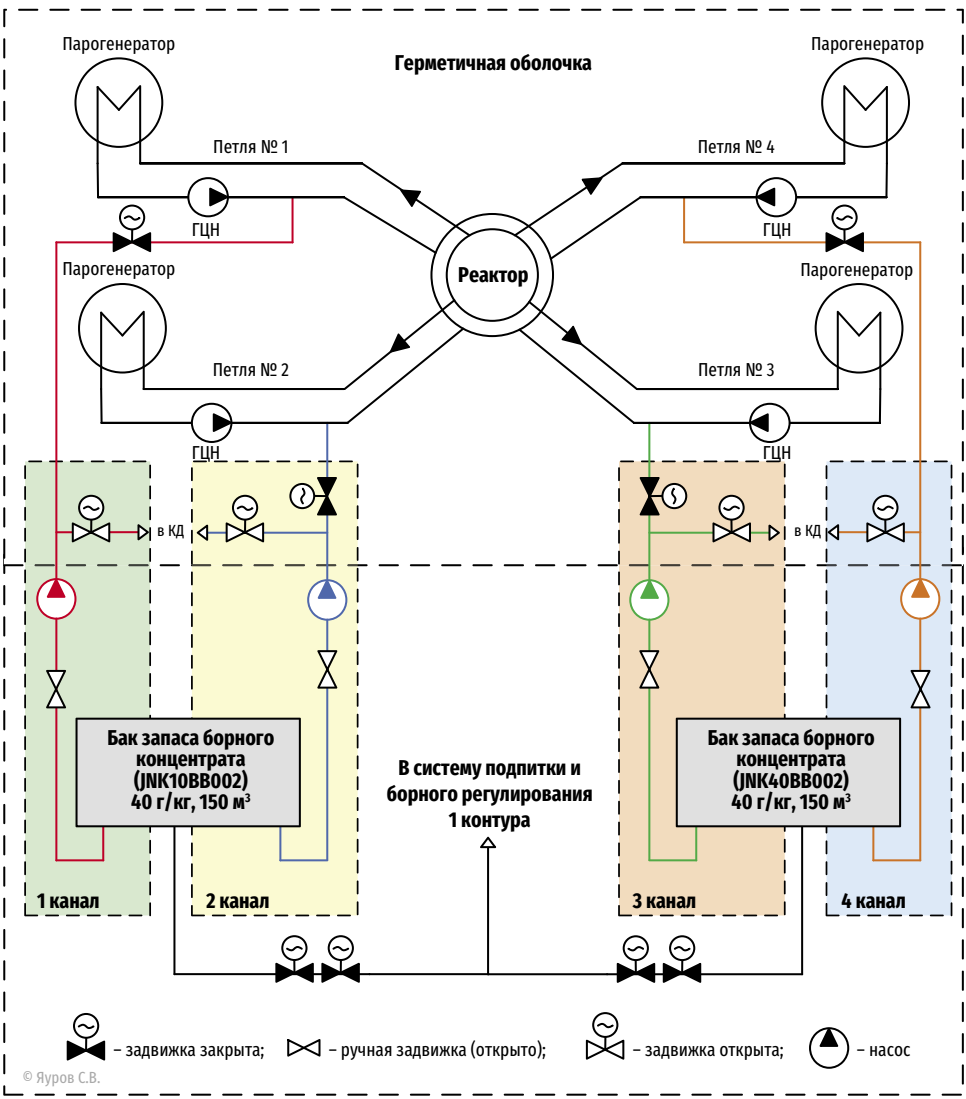


Рис. 2.34. Структура системы аварийного ввода бора JDH. Проект В-491 (ЛАЭС-2)

канала JDH имеется один общий бак РБК (40 г/кг, 150 м^3). Возможность переключения насосов JDH на другие баки отсутствует. К бакам также подключена система подпитки-продувки 1 контура (КВА). При автоматическом включении системы JDH в работу система КВА отсекается от баков.

В проекте ЛАЭС-2 предусмотрены два бака запаса борного концентрата (40 г/кг) по 150 м^3 каждый (см. рис. 2.34). При этом система подпитки и борного регулирования также питается из этих баков. В результате существует функциональная связь систем нормальной эксплуатации, работающих на первом и втором уровнях глубокоэшелонированной защиты (ГЭЗ), и систем безопасности, работающих на третьем уровне ГЭЗ.

Активная часть САОЗ. Системы аварийного впрыска высокого (JND) и низкого (JNG-1) давления составляют в проекте В-491 активную часть САОЗ.

Система аварийного впрыска низкого давления (JNG-1) предназначена для подачи раствора борной кислоты из бака-приямка ЗО в реактор при авариях с потерей теплоносителя 1 контура (включая разрыв ГЦК Ду 850), когда давление над активной зоной снижается ниже рабочих параметров системы JNG-1 (2,45 МПа).

Система имеет четырехканальную структуру с резервированием каналов 4×100%.

В состав каждого канала системы входят (рис. 2.35):

- один центробежный насос;
- два теплообменника, установленные параллельно на всасе насоса;
- арматура;
- трубопроводы.

Напорные трубопроводы каналов JNG10 и JNG30 подсоединяются к петлям системы теплоносителя JEC10, JEC30 таким образом, чтобы половина расходов из JNG-1 направлялась к холодной нитке, а другая половина — к горячей.

Канал JNG20 подключается между двумя обратными клапанами, расположенными на трубопроводах от гидроемкостей САОЗ JNG50 и JNG60 к реактору, а канал JNG40 между двумя обратными клапанами, расположенными на трубопроводах от гидроемкостей САОЗ JNG70 и JNG80.

Система аварийного впрыска высокого давления JND предназначена для подачи раствора борной кислоты в реактор при авариях с потерей теплоносителя, превышающей компенсационную способность системы нормальной подпитки, при давлении над активной зоной ниже 7,9 МПа.

В режимах ЗПА система обеспечивает поддержание запаса теплоносителя первого контура при больших течах, с наложением отказа по общей причине системы впрыска низкого давления: при давлении в 1 контуре 0,44 МПа производительность трех каналов JND равняется производительности одного канала JNG-1.

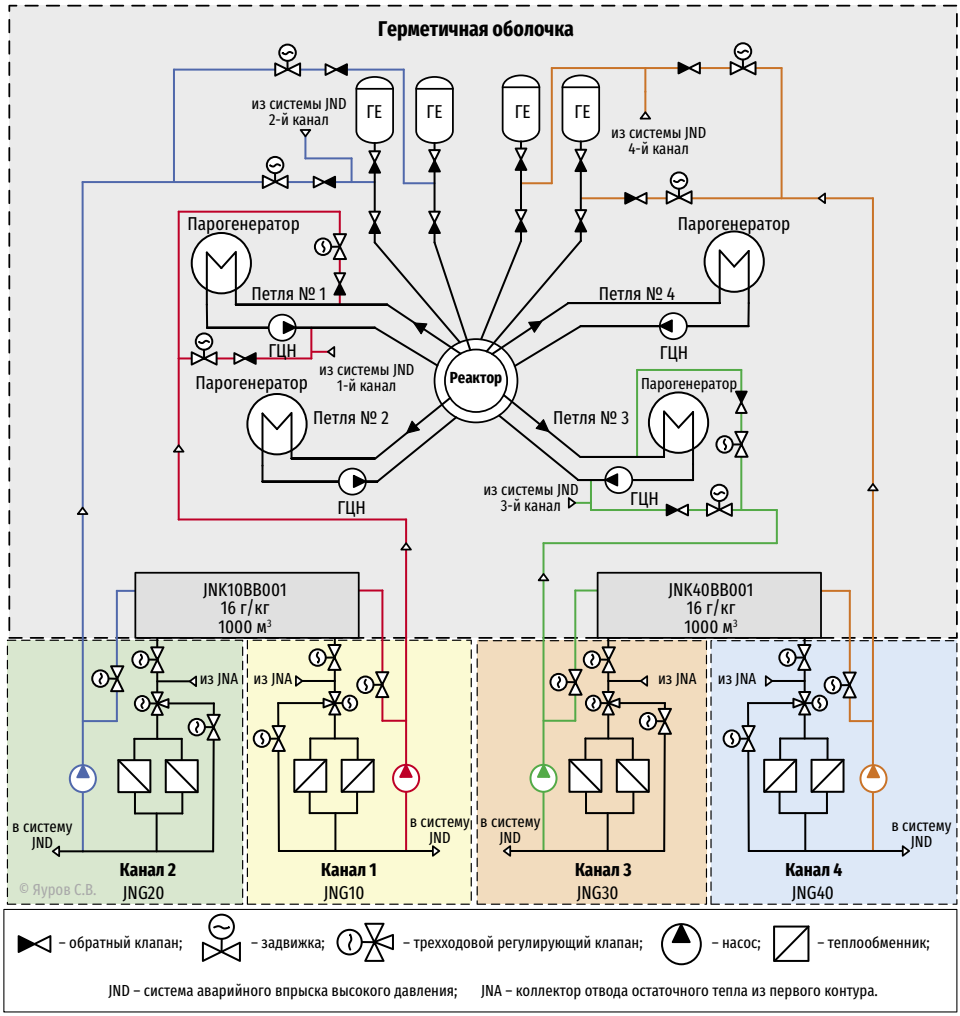


Рис. 2.35. Технологическая схема системы аварийного впрыска низкого давления JNG-1. Проект В-491 (ЛАЭС-2)

Поддержание запаса теплоносителя производится путем подпитки первого контура раствором борной кислоты с концентрацией 16 г/кг и температурой не менее 20 °С.

Система имеет четырехканальную структуру с резервированием каналов 4×100%.

В состав каждого канала входят (рис. 2.36):

- центробежный, многоступенчатый насос;
- арматура;
- трубопроводы.

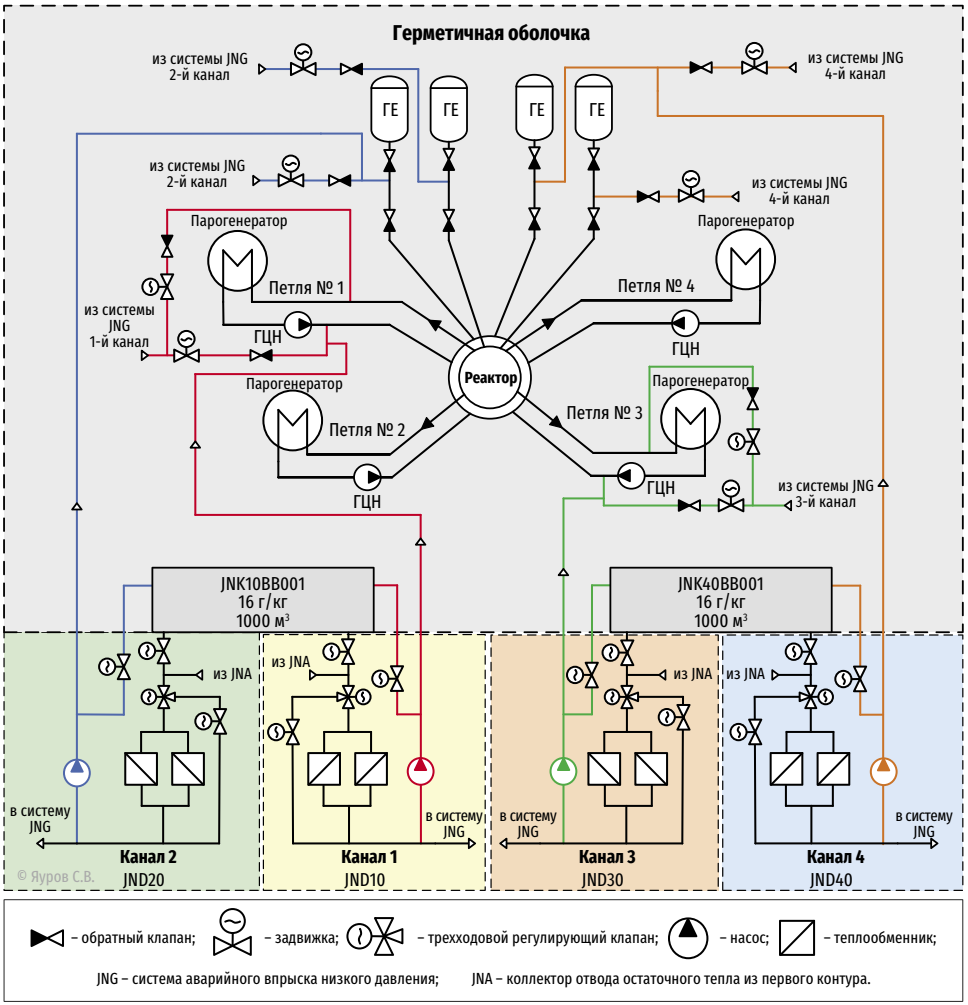


Рис. 2.36. Упрощенная технологическая схема системы аварийного впрыска высокого давления JND. Проект В-491 (ЛАЭС-2)

Напорные трубопроводы первого и третьего канала системы через напорные трубопроводы системы впрыска низкого давления подсоединены к холодным трубопроводам главных циркуляционных петель, а напорные трубопроводы второго и четвертого канала системы через напорные трубопроводы системы впрыска низкого давления и трубопроводы ГЕ САОЗ присоединены к напорной камере реактора.

Таким образом, все каналы САОЗ ВД в проекте ЛАЭС-2 подают раствор борной кислоты только под активную зону.

В режимах проектных аварий с плотным 1 контуром — функция отвода тепла от теплоносителя 1 контура с 130 до 60 °С обеспечивается совместной

работой системы аварийного впрыска низкого давления JNG-1 и системы отвода остаточного тепла JNA.

Система отвода остаточного тепла JNA имеет структуру 4×50% каналов. Два канала системы обеспечивают отвод тепла 84 МВт при температуре воды в промконтуре 33 °С.

Система JNA подключена к первому контуру следующим образом (рис. 2.37): всасывающие трубопроводы JNA10, JNA20, JNA30, JNA40

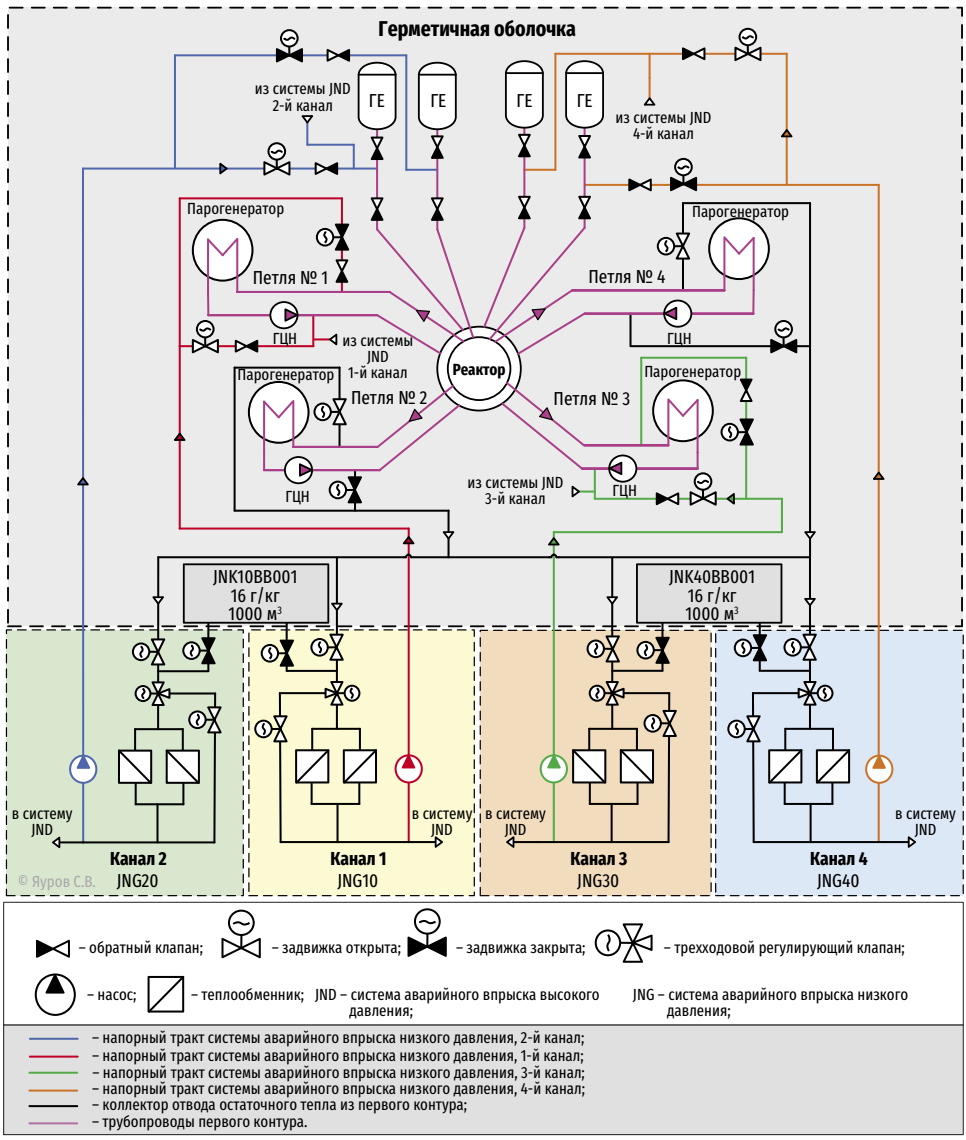


Рис. 2.37. Схема четырех каналов системы отвода остаточного тепла JNA. Проект В-491 (ЛАЭС-2)

подключаются к коллектору, который двумя трубопроводами подключен к петле № 2 и № 4 первого контура, причем подключение выполнено как к холодным, так и к горячим ниткам ГЦК.

Трубопровод Ду 300 каждого канала JNA10, 20, 30, 40 подключается к всасывающему трубопроводу насоса соответствующего канала системы JNG-1. Подключение выполнено как через теплообменник аварийного и планового расхолаживания, так и по его байпасу.

Пассивная часть САОЗ. Проект ЛАЭС-2 предусматривает пассивную систему аварийного охлаждения активной зоны JNG-2 (ГЕ САОЗ) аналогичную системе гидроемкостей 1 ступени в проекте НВАЭС-2 по структуре, техническим характеристикам и конструкции оборудования (рис. 2.38).

ГЕ САОЗ обеспечивают подачу в реактор раствора борной кислоты с концентрацией не менее 16 г/кг и температурой не менее 20 °С при давлении в первом контуре менее 5,9 МПа в количестве, достаточном для охлаждения активной зоны реактора *до подключения* насосов системы аварийного впрыска низкого давления в максимальной проектной аварии.

Гидроемкости 2-й ступени в проекте В-491 отсутствуют. Поэтому пассивная часть САОЗ не может являться резервом активных систем САОЗ при больших течах теплоносителя 1 контура (как в проектах НВ АЭС-2 и Курской АЭС-2).

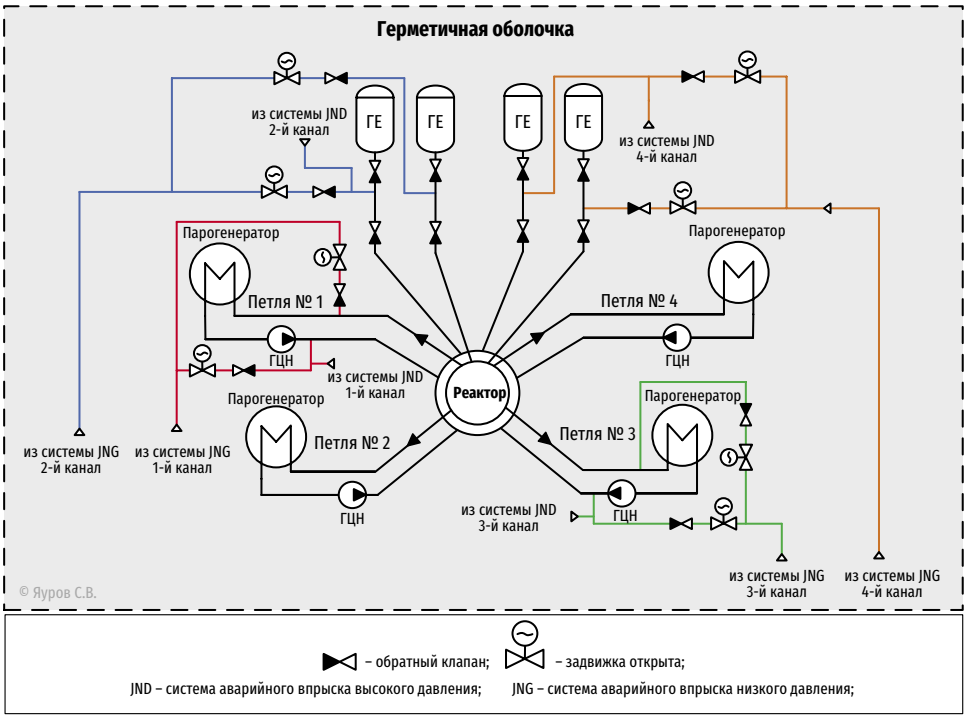


Рис. 2.38. Упрощенная схема пассивной части САОЗ. Проект В-491 (ЛАЭС-2)

Система аварийной питательной воды. Система аварийной питательной воды (совместно с БРУ-А) предназначена для отвода остаточных тепловыделений активной зоны реактора и расхолаживания РУ при нарушениях нормальной эксплуатации, связанных с обесточиванием или потерей возможности нормального отвода тепла по второму контуру, включая течи паропроводов и питательных трубопроводов ПГ, в аварийных ситуациях, связанных с разуплотнением первого контура, в том числе при течи теплоносителя из первого контура во второй контур.

Система аварийной питательной воды и БРУ-А образуют систему аварийного расхолаживания ПГ. Система имеет четырехканальную структуру 4×100% (рис. 2.39). Для реализации аварийного расхолаживания достаточно теплоотвода от одного ПГ.

Отвод тепла от РУ осуществляется путем сброса генерируемого в ПГ пара через БРУ-А в атмосферу. Подпитка ПГ осуществляется чистым конденсатом из баков химобессоленной воды (ХОВ) с помощью аварийных питательных электронасосов (АПЭН). Конечный поглотитель — воздух.

Система пассивного отвода тепла через парогенераторы работает за счет естественной циркуляции и является техническим средством преодоления ЗПА.

Система обеспечивает:

- отвод остаточных тепловыделений и расхолаживание реакторной установки в режимах полного обесточивания АЭС (с незапуском ДГ);
- отвод остаточных тепловыделений и расхолаживание реакторной установки в режимах с полной потерей питательной воды (ПЭН, ВПЭН и АПЭН);
- резерв активным системам безопасности (БРУ-А) в случае их отказа.

Упрощенная схема системы представлена на рис. 2.40. Система состоит из четырех полностью независимых один от другого каналов. Каналы пространственно разнесены по внешней образующей защитной оболочки и отделены друг от друга строительными конструкциями. Четырехканальная структура с резервированием 4×33,3%. Для каждого ПГ предусмотрен свой канал СПОТ, схема теплоотвода — замкнутая.

Производительность системы составляет 4×33,3%, т.е. трех работоспособных контуров циркуляции JNB достаточно для осуществления системой своих функций в полном объеме при любом аварийном режиме.

Теплообменники аварийного расхолаживания (ТОАР) предназначены для передачи тепла от парогенераторов к охлаждающей воде, находящейся в баках аварийного отвода тепла (БАОТ). Отвод тепла к конечному поглотителю от БАОТ осуществляется путем выпаривания воды в баках в течение как минимум первых 24 часов от начала аварии.

БАОТ выполнены в виде железобетонной облицованной нержавеющей сталью конструкции и расположены в отдельных помещениях кольцевой

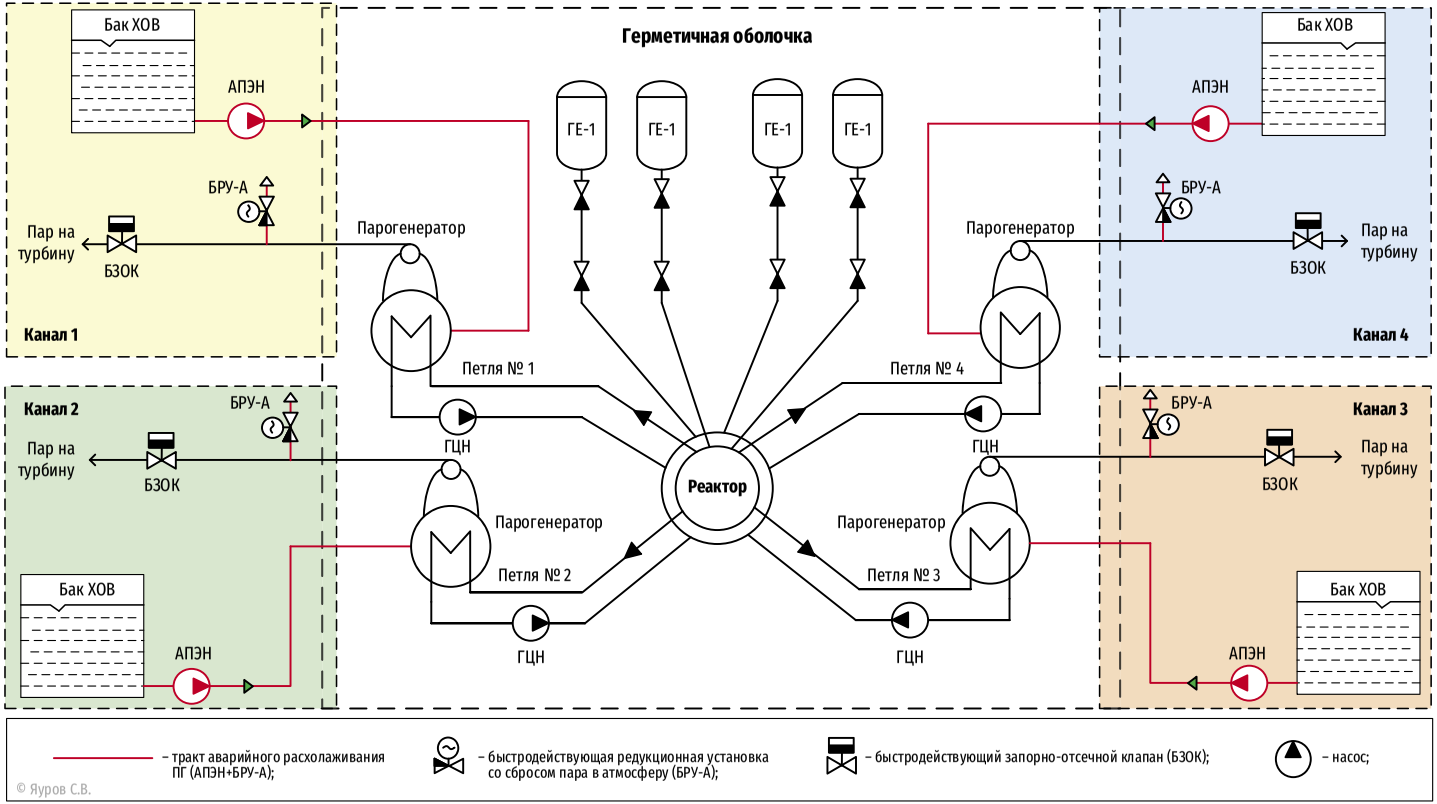


Рис. 2.39. Схема теплоотвода от 1 контура через систему аварийного расхолаживания ПГ (АПЭН + БРУ-А). Проект В-491 (ЛАЭС-2)

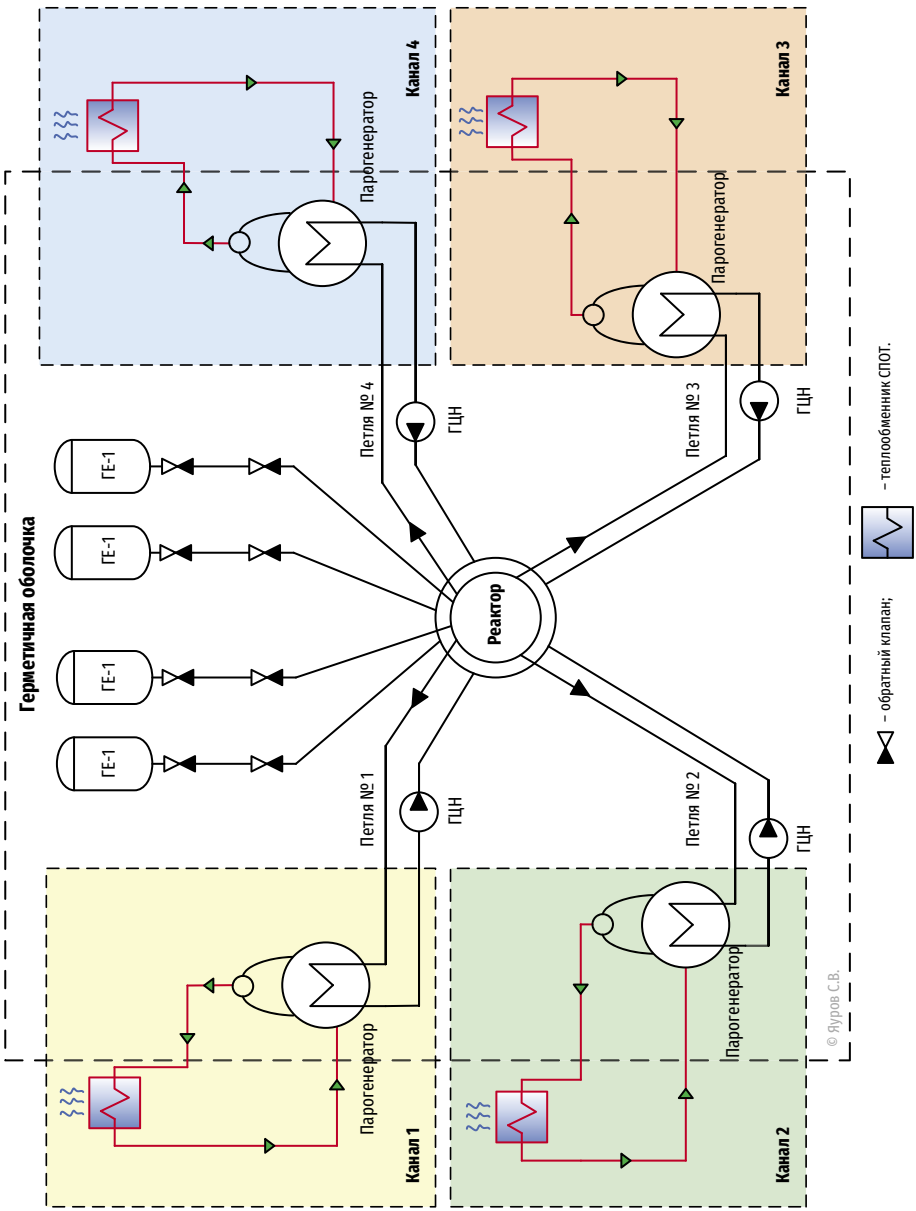


Рис. 2.40. Система пассивного отвода тепла. Проект В-491 (ЛАЭС-2)

обстройки здания реактора над отметкой +59,850. Расположение баков аварийного отвода тепла выше парогенераторов обеспечивает естественную циркуляцию в контуре СПОТ ПГ.

Шестнадцать теплообменных секций ТОАР каждого канала размещаются внутри баков аварийного отвода тепла своего канала.

Система защиты первого контура от превышения давления. Для защиты целостности первого контура в проекте предусмотрены технические средства, обеспечивающие непревышение давления свыше допустимых пределов. Защита первого контура от роста давления обеспечивается:

- путем контролируемого сброса среды из оборудования первого контура в барботажный бак или в ЗО;
- путем конденсации пара в паровом объеме компенсатора давления;
- путем экстренного отвода тепла от теплоносителя первого контура через 2 контур.

Для контролируемого сброса среды из первого контура в проекте В-491 предусмотрены следующие технические средства:

1) предохранительные клапаны КД. Управляются: от УСБТ, от пружины; через дополнительную линию управления – оператором с БПУ или РПУ;
2) предохранительные клапаны в системе отвода остаточного тепла JNA: при температурах теплоносителя 1 контура ниже 130 °С. Управляются: от УСБТ, от пружины, оператором с БПУ или РПУ;
3) система аварийного газоудаления КТР. Управляется оператором с БПУ или РПУ.

Система защиты второго контура от превышения давления предотвращает рост давления в парогенераторах и паропроводах свежего пара сверх допустимой величины. Элементы системы входят в состав главных паровых арматурных блоков, которые устанавливаются по одному на каждый паропровод.

В проекте В-491 в состав каждого канала системы входят:

- БРУ-А с запорным клапаном перед ним;
- контрольное ИПУ ПГ;
- рабочее ИПУ ПГ.

Система аварийного газоудаления. Система аналогична системе аварийного газоудаления в проекте НВАЭС-2 (см. рис. 2.27). Система обеспечивает возможность сброса парогазовой смеси в барботажный бак или в ЗО: из реактора, КД, коллекторов ПГ. Система состоит из трубопроводов и арматуры. Вся арматура продублирована (2×100%). Управление арматурой дистанционное с БПУ/РПУ.

Процедура управления водородообразованием в ЗО при тяжелых авариях предусматривает открытие арматуры системы аварийного газоудаления и ИПУ КД по сигналу превышения 400 °С над активной зоной. При этом исключается разрушение реактора при высоком давлении.

Спринклерная система ЛАЭС-2. Система выполняет функции нормальной эксплуатации, функции безопасности для проектных аварий и функции безопасности для тяжелых аварий. В режимах проектных аварий спринклерная система обеспечивает:

- снижение давления и температуры в защитной оболочке при авариях, связанных с течью теплоносителя первого или второго контура (впрыск в атмосферу защитной оболочки раствора борной кислоты для конденсации парогазовой смеси);
- вывод продуктов деления из атмосферы защитной оболочки;
- регулирование химического состава воды в баках-приямках защитной оболочки для длительного удержания йода и предотвращения коррозии конструкционных материалов при течах первого контура.

При запроектных авариях, связанных с отказом системы охлаждения топливного бассейна (FAK), система JMN обеспечивает резерв системе охлаждения топливного бассейна на время необходимое для восстановления штатного канала охлаждения топливного бассейна FAK.

Система JMN имеет структуру 4×50%. В каждом канале предусмотрены:

- спринклерный насос;
- коллектор со спринклерными соплами;
- арматура;
- трубопроводы.

Всасывающие трубопроводы каждого канала системы через трубопроводы системы аварийного впрыска низкого давления подсоединяются к своему баку – приямку защитной оболочки запаса борированной воды низкой концентрации 16 г/кг. Два канала системы подключены к одному баку системы JNK, два других ко второму (рис. 2.41).

Система отвода тепла от защитной оболочки (JMP) ЛАЭС-2 относится к техническим средствам преодоления ЗПА и предназначена для длительного (автономный режим — не менее 24 часов) отвода тепла от защитной оболочки при запроектных авариях. СПОТ ЗО в проектах РУ В-392М (НВАЭС-2, КуАЭС-2) и РУ В-320 (ВВЭР-1000) отсутствует.

Система обеспечивает снижение и поддержание в заданных проектом пределах давление внутри защитной оболочки и отвод конечному поглотителю тепла, выделяющегося под защитную оболочку, при запроектных авариях, включая аварии с тяжелым повреждением активной зоны.

Функционирование системы основано на пассивных принципах и не требует для запуска в работу подвода извне электроэнергии и управляющих воздействий. СПОТ ЗО состоит из 4 полностью независимых один от другого канала производительностью 4×33,3%.

Каждый канал включает в себя четыре теплообменника-конденсатора, соединенных трубопроводами с баками аварийного отвода тепла СПОТ ПГ (рис. 2.42).

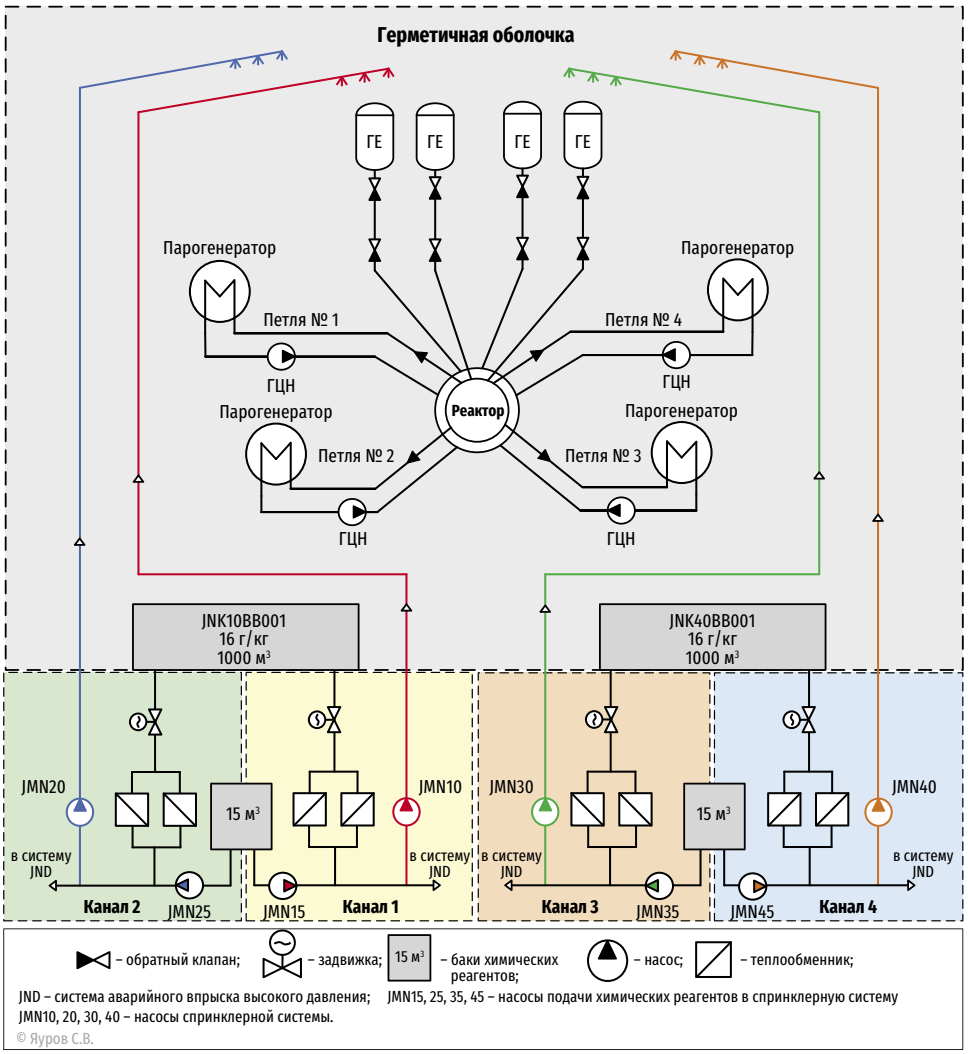


Рис. 2.41. Упрощенная схема спринклерной системы с баками химреагентов. Проект В-491 (ЛАЭС-2)

Система аварийного использования воды из шахты ревизии ВКУ (JNB90) ЛАЭС-2

Система предназначена:

- для заполнения водой помещения УЛР с отм. 0,00 (при проектных авариях, связанных с потерей теплоносителя) или из баков-приямков (при запроектных авариях, связанных с плавлением активной зоны реактора);
- для подачи в баки-приямки защитной оболочки 42% раствора щелочи NaOH с целью снижения скорости образования летучих форм йода внутри защитной оболочки;

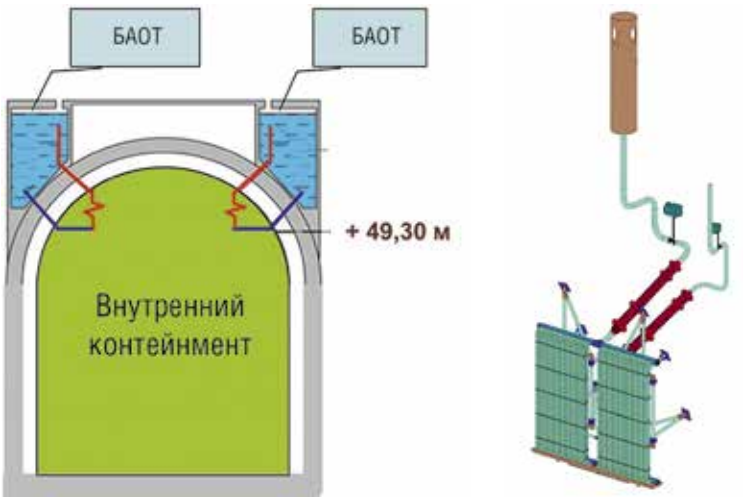


Рис. 2.42. Размещение оборудования СПОТ ЗО по высоте. Проект В-491 (ЛАЭС-2)

- для подачи борированной воды из шахты ревизии ВКУ в устройство локализации расплава при тяжелых авариях с выходом расплава за пределы корпуса реактора.

Автоматический ввод в работу системы по сигналам УСБ не предусмотрен, управление электроприводной арматурой системы JNB90 производит оператор с мозаичной панели запроектных аварий, расположенной на БПУ (РПУ).

Проектом предусмотрен следующий алгоритм действий оператора БПУ. При достижении температуры парогазовой смеси на выходе из ТВС более предельного значения (600 °С) оператор обязан открыть арматуру JNB90AA101,103 на трубопроводах, соединяющих помещение УЛР с баками-приямками (рис. 2.43).

При достижении мощности дозы гамма-излучения в атмосфере защитной оболочки 100 Гр/ч (данная мощность дозы свидетельствует о плавлении порядка 5% топлива в активной зоне) оператор должен подать раствор щелочи из бака KBD10BB001 насосом JNB91AP001 в баки-приямки ЗО. Объем бака KBD10BB001 составляет 15 м^3, расход от насоса 30 м^3/ч.

При достижении в подреакторном пространстве температуры 400 °С на панели ЗПА срабатывает сигнализация, информирующая оператора о начале выхода расплава. Через 3 часа после этого оператор должен открыть арматуру на линии подачи воды из шахты ревизии ВКУ в корпус УЛР. Вода подается на поверхность расплава с расходом ≈3 кг/с. Запаса воды в шахте ревизии хватает на 24 часа непрерывной подачи на расплав.

Отвод остаточных тепловыделений от расплава активной зоны осуществляется путем кипения воды в помещении УЛР. Пар из помещения УЛР

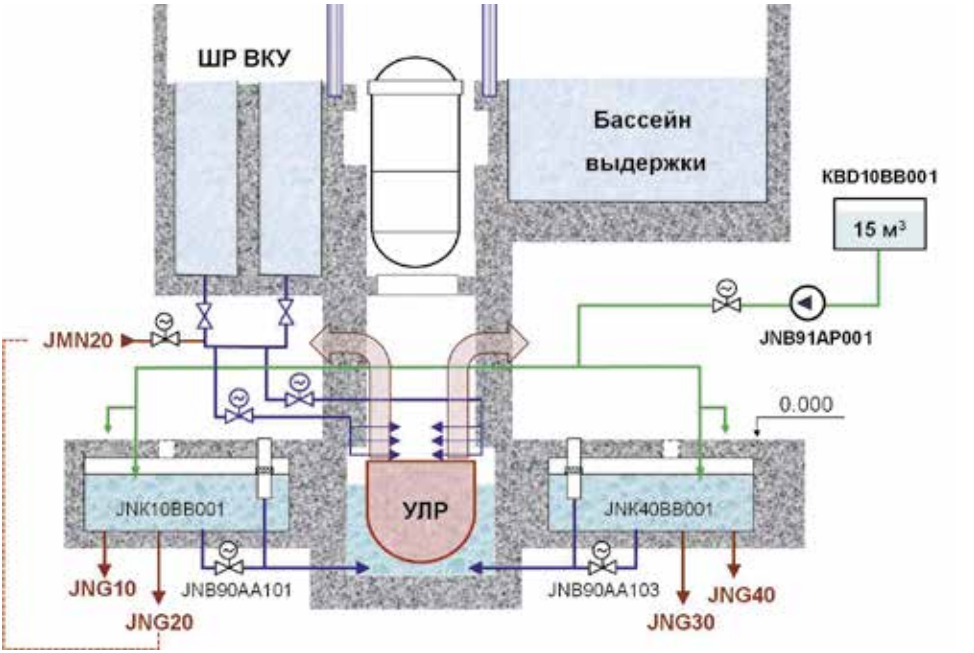


Рис. 2.43. Схема аварийного использования воды из шахты ревизии ВКУ. Проект В-491 (ЛАЭС-2)

поднимается в верхнюю часть ЗО, где конденсируется на теплообменной поверхности СПОТ ЗО. Далее конденсат собирается в баках приямках ЗО и пассивно подается обратно в помещение УЛР.

Для дальнейшего теплоотвода от УЛР и контейнмента за пределами 24 часов проект предусматривает:

- заполнение шахты ревизии ВКУ от насоса системы JMN20 (рис. 2.43);
- аварийную подпитку БАОТ от высоконапорной дизельной насосной установки.

Устройство локализации расплава ЛАЭС-2. Конструкция УЛР ЛАЭС-2 аналогична конструкции УЛР проекта НВАЭС-2 (см. рис. 2.29).

Архитектурно-строительные решения проекта В-491

Компоновка зданий площадки проекта В-491 отличается от проекта В-392 (НВАЭС-2), ввиду наличия в проекте ЛАЭС-2 четырех каналов систем безопасности (рис. 2.44).

Типовая компоновка зданий площадки проекта В-491 включает в себя (рис. 2.45):

- здание реактора;
- здание турбины;
- вентиляционная труба;
- очистные сооружения;



Рис. 2.44. Схема генерального плана Ленинградской АЭС-2



Рис. 2.45. Типовая компоновка энергоблока проекта В-491.
1 – здание реактора; 2 – здание турбины; 3 – вентиляционная труба; 4 – очистные сооружения; 5 – здание дизель-генератора энергоблока; 6 – здание ядерной службы; 7 – вспомогательное здание; 8 – аварийная дизель-генераторная станция; 9 – здание безопасности (4 канала); 10 – эстакада транспортного шлюза; 11 – паровые камеры; 12 – здание водоподготовки; 13 – здание электроснабжения; 14 – блочные трансформаторы; 15 – здание управления; 16 – хранилище топлива

- здание дизель-генератора энергоблока;
- здание ядерной службы;
- вспомогательное здание;
- аварийная дизель-генераторная станция;
- здание безопасности (4 канала);
- эстакада транспортного шлюза;
- паровые камеры;
- здание водоподготовки;
- здание электроснабжения;
- блочные трансформаторы;
- здание управления;
- хранилище топлива.

Состав ГО ЛАЭС-2 (В-491) аналогичен ГО НВАЭС-2 (В-392М). Принципиальная схема ЗЛА ЛАЭС-2 представлена на рис. 2.46.

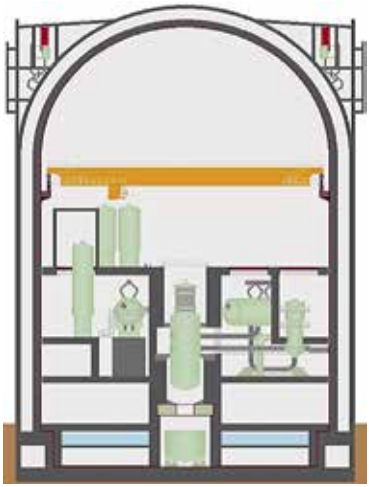


Рис. 2.46. Принципиальная схема ЗЛА. Проект В-491 (ЛАЭС-2)

2.3. Проект В-523. АЭС «Руппур»

АЭС «Руппур» расположена в Народной Республике Бангладеш, на восточном (левом) берегу реки Падма (местное название нижнего течения реки Ганг), у поселения Руппур. АЭС включает в себя два энергоблока ВВЭР проекта В-523. Проект В-523 разработан на основе проекта В-392М (НВАЭС-2).

Основные технические характеристики РУ проекта В-523 представлены в табл. 2.5.

Энергоблок состоит из реакторной установки с водо-водяным энергетическим реактором с водой под давлением и турбоустановки. Тепловая схема — двухконтурная.

Отличия от проекта В-392М заключаются в количестве градирен на каждый блок (их 2) и применении в проекте АЭС «Руппур» вентиляторных градирен в качестве охладителей технической воды, которая охлаждает системы промконтуров ответственных потребителей (системы безопасности) и потребителей нормальной эксплуатации.

Таблица 2.5. Технические характеристики РУ ВВЭР-1200 (проект В-523)

Мощность тепловая, МВт	3200
Расход теплоносителя через реактор (при работе четырех ГЦН), $м^3/ч$	88 000
Давление номинальное на выходе из активной зоны, МПа	16,2±0,3
Температура теплоносителя в реакторе, °С	
– на входе в активную зону	298,2
– на выходе из активной зоны	328,6
Диаметр твэлов, мм	9,1
Число ТВС в активной зоне, шт.	163
Количество приводов СУЗ в реакторе, шт.	121
Конструктивная схема регенерации второго контура	4ПНД+Д+2ПВД

Каждый энергоблок оснащен системами безопасности, предназначенными для предотвращения проектных аварий или ограничения их последствий.

Основное оборудование первого контура ВВЭР (проект В-523)

Основное оборудование первого контура в проекте В-523 аналогичное оборудованию проекта В-392М (НВАЭС-2).

Техническое водоснабжение АЭС «Руппур»

Техническое водоснабжение АЭС «Руппур» включает в себя следующие системы охлаждающей воды:

- система основной охлаждающей воды (РА);
- система охлаждающей воды неответственных потребителей (РС);
- система охлаждающей воды ответственных потребителей (РЕ).

Все системы охлаждения выполнены по оборотной схеме водоснабжения. В качестве охладителя в системах РА и РС предусмотрены 2 башенные испарительные градирни (на каждый энергоблок), в системе РЕ – вентиляторные градирни. В референтом энергоблоке проекта В-392М (НВАЭС-2) для систем РА и РС применена одна испарительная градирня на блок, а в системе РЕ в качестве охладителя используются брызгальные бассейны.

Для восполнения потерь воды из оборотных систем охлаждения предусмотрена система добавочной воды. Источником технического водоснабжения является река Падма (Ганг).

Система основной охлаждающей воды

Система РА предназначена для отвода тепла от конденсатора турбины.

Система РА запроектирована по одноподъемной оборотной схеме, с двумя градирнями для каждого энергоблока.

В состав системы входят следующие компоненты:

- блочная насосная станция (10URS);
- напорные трубопроводы к зданию турбины;
- сбросные трубопроводы от здания турбины к градирне;
- башенные испарительные градирни (11-12URA);
- отводящий канал холодной воды градирни (URH).

Система основной охлаждающей воды работает по схеме, представленной на рис. 2.47.

Из поперечного водоподводящего канала вода забирается насосными установками основной охлаждающей воды (РАС) и подается по четырем трубопроводам в конденсатор паротурбинной установки.

Нагретая в конденсаторе вода под остаточным напором подается для охлаждения на башенные испарительные градирни (11-12URA).

Вода, охлажденная на башенных испарительных градирнях, по отводящему каналу URH поступает в аванкамеру блочной насосной станции (10URS). Из аванкамеры блочной насосной станции вода подводится в поперечный водоподводящий канал через устройства механической очистки.

Система обеспечивает температуру охлаждающей воды не ниже +12 °С и не выше +35 °С при метеофакторах, соответствующим 12 часам дня в пределах наиболее жаркой пятидневки жаркого года (температура воздуха 37,9 °С, влажность воздуха 50,9%).

Качество охлаждающей воды обеспечивает безнакипный режим работы теплообменного оборудования за счет применения готовых экологически чистых реагентов.

Система РА функционирует в режимах «пуск», «останов», «работа на мощности» и обеспечивает непрерывный отвод тепла от конденсатора турбины.

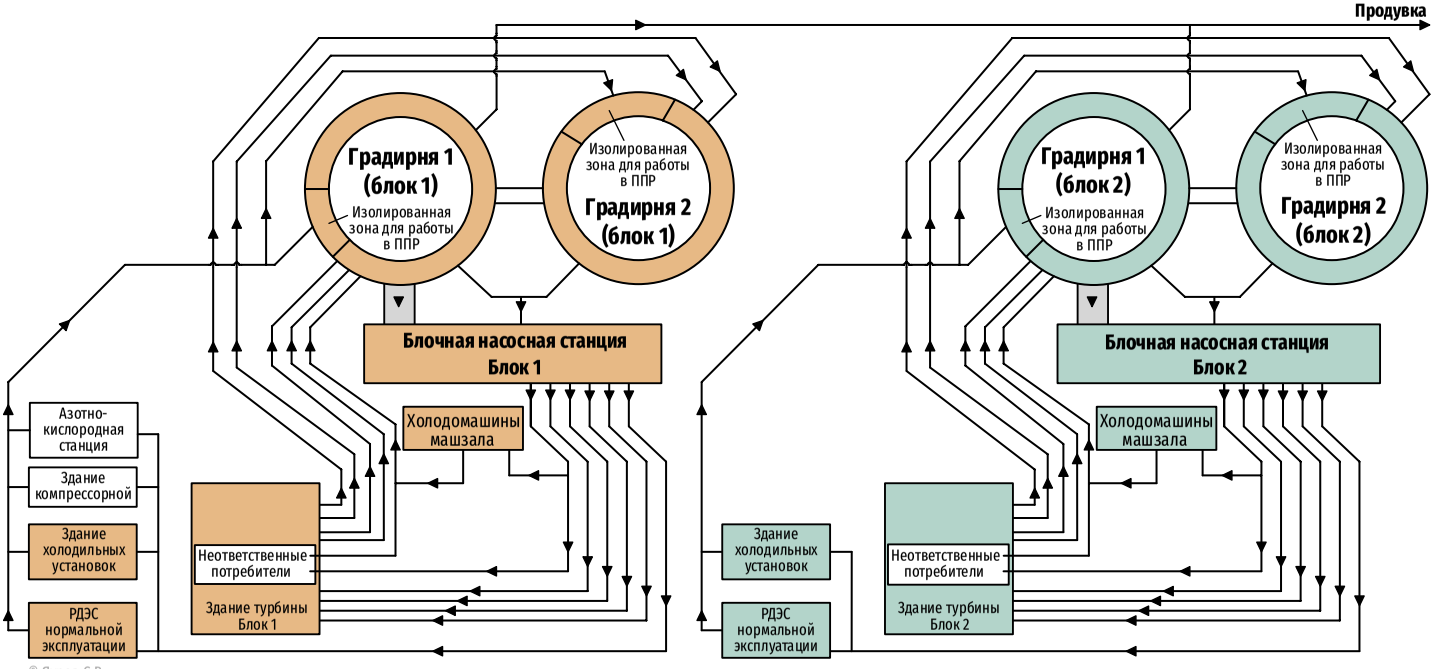


Рис. 2.47. Технологическая схема системы основной охлаждающей воды (РА) и охлаждающей воды неответственных потребителей (РС). Проект В-523 (АЭС «Руппур»)

При нарушении нормальной эксплуатации АЭС, не связанной с остановкой турбины, кроме обесточивания, система выполняет свои функции в полном объеме или частично.

При нарушении нормальной эксплуатации АЭС и при авариях, требующих остановки турбины, система РА выводится из работы.

В аварийных режимах, включая обесточивание АЭС, система основной охлаждающей воды не функционирует.

Система охлаждающей воды неответственных потребителей

Система РС предназначена для отвода тепла от следующих теплообменников:

- теплообменного оборудования здания турбины (10UMA);
- системы холодильных установок, обеспечивающих доохлаждение промконтура в здании турбины (10UMA);
- системы охлаждения компрессоров здания компрессорной (00UTF);
- потребителей здания азотно-кислородной станции (00USF);
- охладителей дизель-генераторов в здании резервной дизельной электростанции системы нормальной эксплуатации (13UBN);
- потребителей в здании холодильных машин (10UQR).

В качестве охладителя в системе РС предусмотрены башенные испарительные градирни.

Сооружения для системы РС являются общими с системой основной охлаждающей воды РА.

Система охлаждающей воды неответственных потребителей работает по схеме, представленной на рис. 2.47.

Из поперечного водоподводящего канала вода забирается насосными установками неответственных потребителей PCC01 (всего четыре установки, три из которых являются рабочими, четвертая – резервная) и перекачивается по напорным трубопроводам к потребителям здания турбины (10UMA) и к холодильным машинам, обеспечивающим доохлаждение промконтура в здании турбины (10UMA).

На дизель-генераторы здания резервной дизельной электростанции системы нормальной эксплуатации (13UBN), на холодильные машины в здание 10UQR и подачу охлаждающей воды в здания потребителей компрессорной 00UTF и азотно-кислородной станции 00USF вода подается отдельной группой насосных установок PCC02 (три рабочие, одна резервная).

Нагретая в теплообменном оборудовании зданий 10UMA, холодильных установок здания 10UMA, 13UBN, 10UQR, 00UTF и 00USF вода под остаточным напором подается для охлаждения в башенные испарительные градирни (11-12URA).

Вода, охлажденная в башенных испарительных градирнях, по отводящему каналу URH поступает в аванкамеру блочной насосной станции (10URS). Из аванкамеры блочной насосной станции вода подводится в поперечный водоподводящий канал через устройства механической очистки.

Система охлаждающей воды неответственных потребителей функционирует в режимах «пуск», «останов», «работа на мощности» и обеспечивает непрерывный отвод тепла от потребителей.

Система охлаждающей воды ответственных потребителей

Система PE предназначена для отвода тепла от потребителей в зданиях 10UJA и 10UKC в режимах нормальной эксплуатации и от потребителей систем безопасности в аварийных режимах, а также во всех режимах работы блока обеспечивает постоянную подачу охлаждающей воды в здания резервных дизельных электростанций системы аварийного электроснабжения (11-12UBN).

Система PE состоит из двух независимых каналов с внутренним резервированием активных элементов в каждом канале. Каждый канал при аварии способен выполнять функции, возлагаемые на всю систему в целом.

В качестве охладителей в системе PE используются вентиляторные градирни. Данное техническое решение принято исходя из природных условий эксплуатации энергоблоков.

Расход охлаждающей воды на охлаждение ответственных потребителей каждого канала составляет 4860 м^3/ч.

Технологическая схема системы PE представлена на рис. 2.48.

Системы безопасности проекта В-523

В состав систем безопасности, реализованных в проекте АЭС с реактором В-523, входят защитные системы (табл. 2.6):

- СУЗ реактора;
- система аварийного охлаждения активной зоны, пассивная часть (JNG50);
- система гидроемкостей второй ступени (JNG10);
- система аварийного газоудаления (KTP);
- система аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки (JNA);
- система аварийного ввода бора (JND);
- система аварийного расхолаживания ПГ (JNB10);
- система защиты первого контура от превышения давления;
- система защиты второго контура от превышения давления [ИПУ ПГ в составе системы паропроводов свежего пара (LBA)];
- система отсечения главных паропроводов [запорно-отсечной модуль в составе системы паропроводов свежего пара (LBA)];

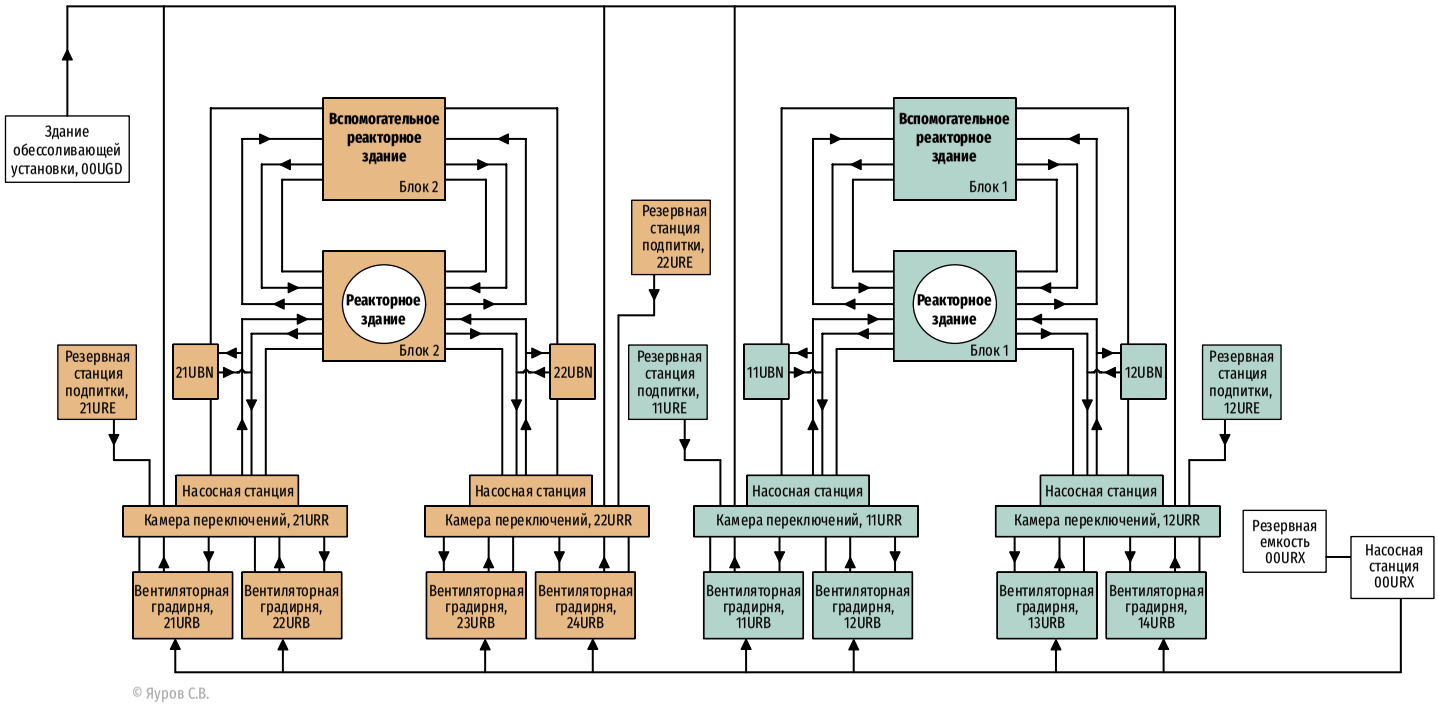


Рис. 2.48. Технологическая схема системы охлаждающей воды ответственных потребителей (РЕ). Проект В-523 (АЭС «Руппур»)

Таблица 2.6. Системы безопасности РУ ВВЭР-1200 (проект В-523)

Наименование системы	Конфигурация
САОЗ высокого давления	—
САОЗ низкого давления	—
САОЗ высокого-низкого давления (совмещенная двухканальная система высокого и низкого давления с насосами-эжекторами с внутренним резервированием)	2×100% (с внутренним резервированием)
Система аварийного ввода бора	2×100% (с внутренним резервированием 2×50%)
Гидроемкости первой ступени	4×33%
Гидроемкости второй ступени	4×33%
Система аварийной питательной воды	—
Система аварийного расхолаживания ПГ	2×100%
Система пассивного отвода тепла	4×33% (воздушное охлаждение)
Спринклерная система	Совмещена с САОЗ НД (2×100%)
Герметичная оболочка	Двойная
Пассивная система удаления водорода (рекомбинаторы водорода)	+
Система удержания и охлаждения расплава активной зоны (ловушка расплава)	+

- паровой арматурный блок в составе системы паропроводов свежего пара (LBA));
- система пассивного отвода тепла (JNB50);
- система охлаждения бассейна выдержки (FAK), выполняющая функцию спринклерных насосов.

Локализующие системы:

- спринклерная система (JMN);
- система контроля концентрации и аварийного удаления водорода под защитной оболочке (JMT-JMU);
- система создания разрежения в наружном контейнменте;
- система улавливания и охлаждения расплавленной активной зоны вне реактора JKM.

Обеспечивающие системы:
- система промконтура ответственных потребителей здания UJA (KAA);
- система охлаждающей воды ответственных потребителей (PE);
- система холодоснабжения ответственных потребителей (QKB);
- система аварийного электроснабжения;
- резервная дизельная электростанция;
- обеспечивающие системы вентиляции и кондиционирования воздуха помещений.

Управляющие системы:
- АСУ ТП в части систем, выполняющих функции безопасности.

В целом архитектурно-строительные и проектные решения технологических систем безопасности аналогичны примененным системам в составе проекта В-392М (НВАЭС-2) (см. рис. 2.21–2.32).

Архитектурно-строительные решения проекта В-523

Площадка АЭС «Руппур» состоит из промплощадки, стройбазы и ряда внеплощадочных сооружений.

На предстанционной площади размещается учебный центр, главной целью деятельности которого является формирование, сохранение и совершенствование знаний, навыков и умений персонала АС для безопасной и надежной эксплуатации АС.

Схема генерального плана предусматривает сооружение АЭС «Руппур», состоящей из двух энергоблоков проекта.

Компоновочные решения по генеральному плану промышленной площадки приняты по базовому проекту «АЭС-2006» (см. рис. 2.30–2.32).

В центре промплощадки размещаются корпуса-моноблоки, состоящие из реакторного здания с транспортным порталом, вспомогательного реакторного здания, здания турбины с примыкающим к нему зданием блочной обессоливающей установки и зданием электроснабжения нормальной эксплуатации.

Здание реактора

Здание реактора UJA состоит из двойной защитной оболочки, фундаментной части и примыкающих с двух сторон пристроек (негерметичная часть), расположенных на одной фундаментной плите. В здании реактора находятся системы, важные для безопасности.

Защитная оболочка является системой локализации аварии и состоит из двух оболочек: внутренней герметичной и внешней.

В герметичной оболочке располагается реакторная установка, бассейн выдержки отработанного топлива, вспомогательные технологические си-

стемы, работающие под давлением первого контура, системы вентиляции и оборудование, обеспечивающее проведение транспортно-технологических операций с топливом и ремонт.

На плите гермооболочки под реактором расположена ловушка расплава топлива при запроектной аварии. На купольной части оболочки расположена система пассивного отвода тепла.

Вспомогательное реакторное здание

Во вспомогательном реакторном здании (UKC) располагаются вспомогательные технологические системы реакторной установки, спецводоочистка, переработка жидких радиоактивных сред, образующихся в реакторном здании UJA и самом здании UKC, относящиеся к системам нормальной эксплуатации.

Компоновка вспомогательного реакторного здания UKC выполнена в виде прямоугольного здания с размерами в плане 66,0 м в рядах A–E, 60,0 м в осях 1–5. Отметка фундаментной плиты здания UKC, как и реакторного здания, минус 5,400 м.

2.4. Проект В-509. АЭС «Аккую»

Проект В-509 АЭС «Аккую» возводится в Турции, АЭС включает в себя 4 энергоблока, каждый мощностью 1255 МВт, с тихоходной одновальной конденсационной турбиной. Несмотря на явные сходства с проектом В-510 (ВВЭР-ТОИ), проект представляется как ВВЭР-1200.

В проекте АЭС «Аккую» реализована концепция базового проекта атомной электростанции оптимизированного по технико-экономическим показателям, выполненного в современной информационной среде.

Турбина снабжена конденсационным устройством, регенеративной установкой для подогрева питательной воды, сепараторами-пароперегревателями, имеет нерегулируемые отборы пара на собственные нужды станции.

Система технического водоснабжения проектируется по прямоточной схеме, с однократной циркуляцией морской охлаждающей воды через теплообменное оборудование.

Источником технического водоснабжения АЭС «Аккую» является морская вода Средиземного моря. Конечный поглотитель тепла — акватория Средиземного моря.

Основные технические характеристики РУ проекта В-509 представлены в табл. 2.7.

Таблица 2.7. Технические характеристики РУ проекта В-509

Мощность тепловая, МВт	3312
Мощность электрическая, МВт	1255
Расход теплоносителя через реактор (при работе четырех ГЦН), $м^3/ч$	87 460
Давление номинальное на выходе из активной зоны, МПа	16,2±0,3
Температура теплоносителя в реакторе, °С	
– на входе в активную зону	297,2
– на выходе из активной зоны	328,8
Диаметр твэлов, мм	9,1
Число ТВС в активной зоне, шт.	163
Количество приводов СУЗ в реакторе, шт.	94
Конструктивная схема турбины	1ЦВСД+2ЦНД
Структурная схема регенерации	4ПНД+Д+2ПВД

Основное оборудование первого контура проекта В-509

При разработке компоновки основного оборудования реакторной установки АЭС «Аккую» в качестве прототипов в части использования оборудования первого контура были приняты компоновки реакторных установок В-320, В-392М.

Отличия основного оборудования РУ В-509 от РУ В-392М

1. Изменились углы между осями смежных петель ГЦТ (рис. 2.49), углы между осью петли ГЦТ и осью ПГ, расстояние от оси реактора до коллектора ПГ. Масса ГЦТ – 250 т (в проекте В-392М — 238 т).
2. Корпус реактора РУ В-509 имеет уменьшенное количество кольцевых сварных соединений составных частей корпуса реактора (рис. 2.50).

Преимущества уменьшения количества сварных соединений:

- уменьшение времени изготовления корпуса реактора за счет исключения операций по выполнению сварных соединений (включая их термообработку и контроль качества);
- сокращение времени и объемов контроля сварных соединений корпуса реактора в период эксплуатации (за счет уменьшения их суммарного количества);
- повышение надежности корпуса реактора за счет исключения расположения сварных соединений напротив активной зоны реактора (зоны повышенного радиационного облучения);

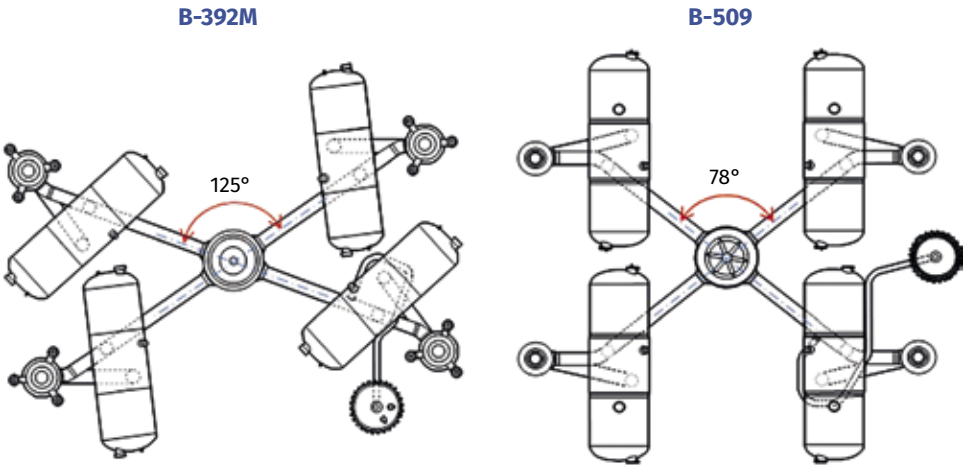


Рис. 2.49. Компоновка петель 1 контура проекта В-509 АЭС «Аккую» и проекта В-392М (НВАЭС-2)

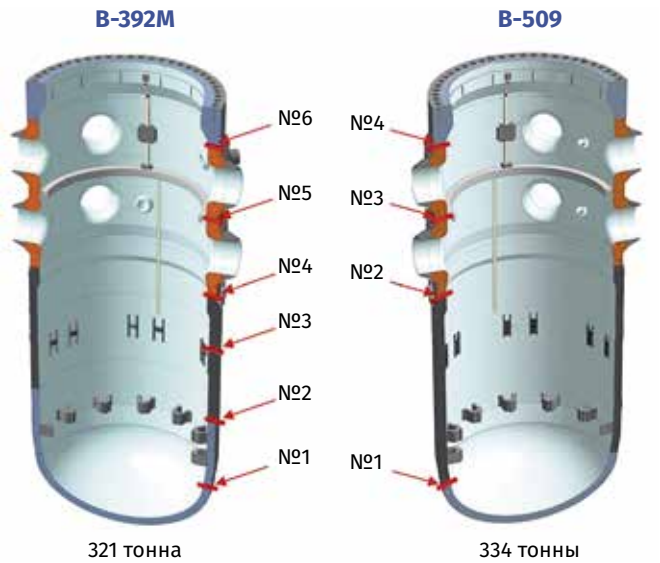


Рис. 2.50. Корпус реактора проектов В-392М и В-509

- повышение конкурентоспособности корпуса реактора и тем самым реакторной установки в целом на международном рынке в части выполнения требований EUR по исключению сварных соединений из области активной зоны.

3. Уменьшены диаметры трубопроводов для соединения с гидроемкостями САОЗ с 300 мм до 150 мм (рис. 2.51).

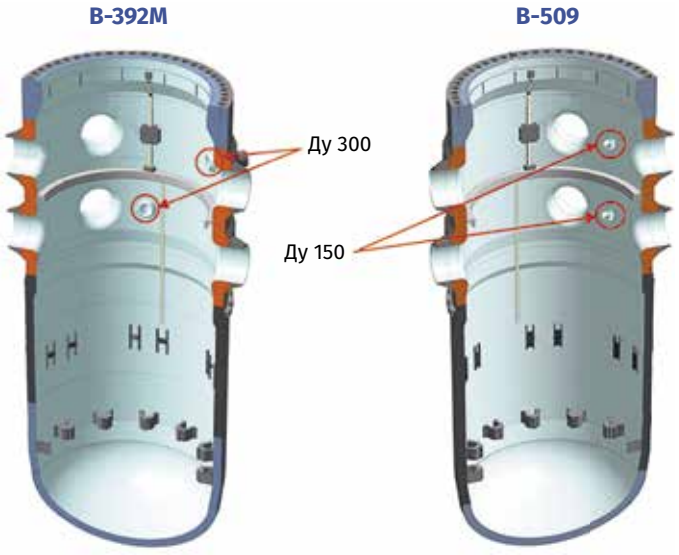


Рис. 2.51. Патрубки ГЕ САОЗ в реакторах проектов В-392М и В-509

4. Перфорированная обечайка шахты внутрикорпусной имеет 240 отверстий с Ду 195. В проекте В-392М было 238 отверстий Ду 195 и 2 отверстия Ду 300 (рис. 2.52).
5. Отличия БЗТ реакторов РУ В-509 и РУ В-392М:

- в конструкции БЗТ реактора РУ В-509 применены защитные каркасы двух типов с 18 направляющими под ПС СУЗ и с 16 направляющими под ПС СУЗ (рис. 2.53);
- направляющий канал под СВРД для РУ В-509 расположен на месте одного из двух освободившихся направляющих каналов под ПС СУЗ;

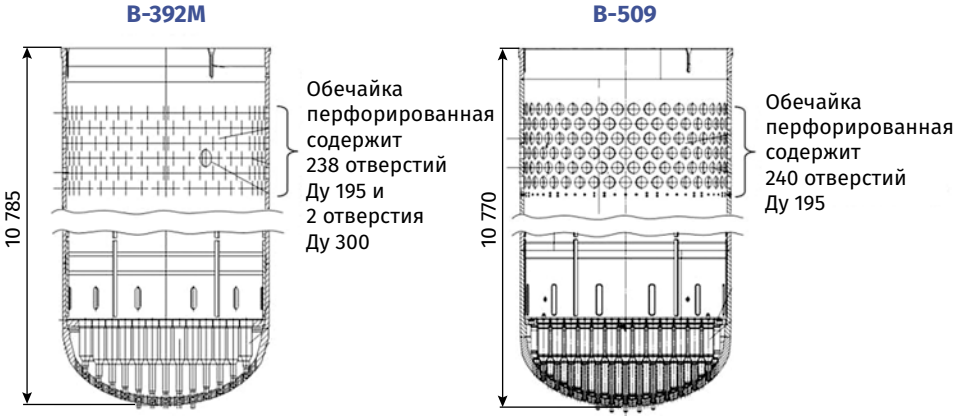


Рис. 2.52. Сравнение шахт внутрикорпусных проектов В-392М и В-509

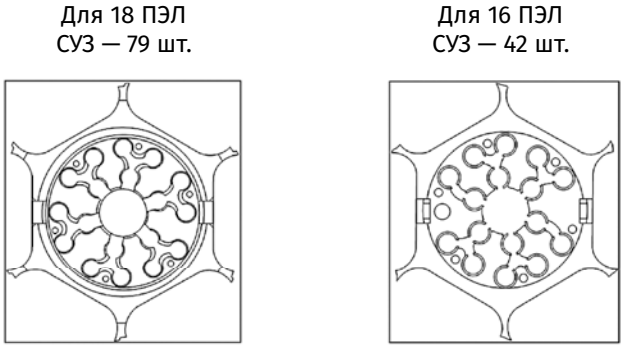


Рис. 2.53. Защитные трубы БЗТ

- для РУ В-509 изменена разводка каналов направляющих в связи с изменением координат точек контроля активной зоны реактора.

6. Конструкция ПС СУЗ выполнена в двух исполнениях (рис. 2.54):
- с 18 ПЭЛ;
- с 16 ПЭЛ.

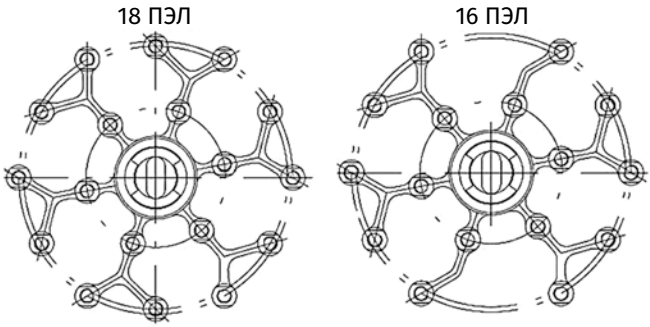


Рис. 2.54. Конструкция ПС СУЗ проекта В-509

В активной зоне РУ АЭС «Аккую» расположено **94 ОР СУЗ** (в В-392М — 121), которые разбиты на 10 групп (В-392М на 12).

В составе групп аварийной защиты с номерами 2 и 3 эксплуатируются ПС СУЗ с 16 ПЭЛ, в остальных группах – ПС СУЗ с 18 ПЭЛ.

Рабочая группа (группа с номером 10) постоянно находится в активной зоне, а группы с номерами 7, 8, и 9 вводятся в активную зону только для выполнения функции управления.

7. Главный циркуляционный насос.

Конструкция ГЦНА-1753 в проекте В-509 (рис. 2.55) имеет следующие отличия и преимущества по сравнению с ГЦНА-1391 (проект В-392М):
- за счет переноса места установки РОП в ГЦНА-1753 уменьшились габариты выемной части;

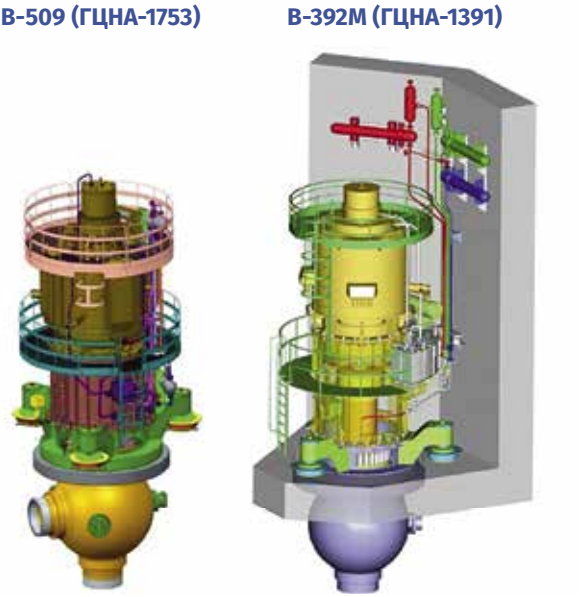


Рис. 2.55. ГЦНА-1753 (проект В-509) и ГЦНА-1391 (проект В-392М)

- уменьшение габаритов за счет переноса РОП в верхнюю крестовину двигателя, привело к упрощению доступа к РОП, возможность его ремонта без демонтажа двигателя (доступ к РОП осуществляется после снятия верхней крышки (бака) двигателя), что сокращает сроки ремонта;
- применена новая жесткая муфта валов привода и насоса;
- смазка подшипников двигателя производится водой промежуточного контура, подача которой осуществляется от системы промежуточного контура, у ГЦНА-1391 проекта В-392М имеется индивидуальная маслосистема, предназначенная для смазки баббитовых подшипников приводного двигателя;
- в ГЦНА-1753 применен односкоростной электродвигатель.

8. Парогенераторы.

В проекте АЭС «Аккую» используется парогенератор ПГВ-1000МКО с повышенными теплотехническими характеристиками (увеличенной длиной теплообменных трубок и корпуса ПГ, паропроизводительностью и расчетным давлением второго контура). Сравнение характеристик парогенераторов проектов В-392М и В-509 представлено в табл. 2.8.

Изменение конструкции ПГ связано с повышением номинальной мощности реактора для сохранения одинаковых условий отвода тепла через второй контур (при работе на номинальной мощности).

В проекте АЭС «Аккую» используется новая конструкция ПГ с одним патрубком Ду 650 для выхода пара, в отличие от десяти патрубков Ду 200 для референтной АЭС (рис. 2.56).

В верхней части корпуса ПГ располагается ППДЛ (потолочный паровой дырчатый лист) с переменной перфорацией, предназначенный для выравнивания расхода пара.

На корпусе ПГ увеличено число штуцеров для присоединения однокамерных уравнительных сосудов (с 6 до 9).

Таблица 2.8. Характеристики парогенераторов проектов В-392М и В-509

Параметр	ПГВ-1000МКП	ПГВ-1000МКО
Номинальная тепловая мощность, МВт	803	828
Максимальная тепловая мощность, МВт	859	886
Паропроизводительность (при $t_{пв}$=225 °С, при продувке 15 т/ч), т/ч	1602^{+112}	1652^{+117}
Давление генерируемого пара на выходе из коллектора пара ПГ, МПа, абсолютное	7,00±0,10	7,00±0,10
Давление теплоносителя первого контура на входе в ПГ, МПа, абсолютное	16,14±0,30	16,2±0,30
Расчетное давление первого/второго контура, МПа	17,64/8,1	17,64/9,0
Длина ПГ, мм	13820	14820
Масса ПГ, т	337	353

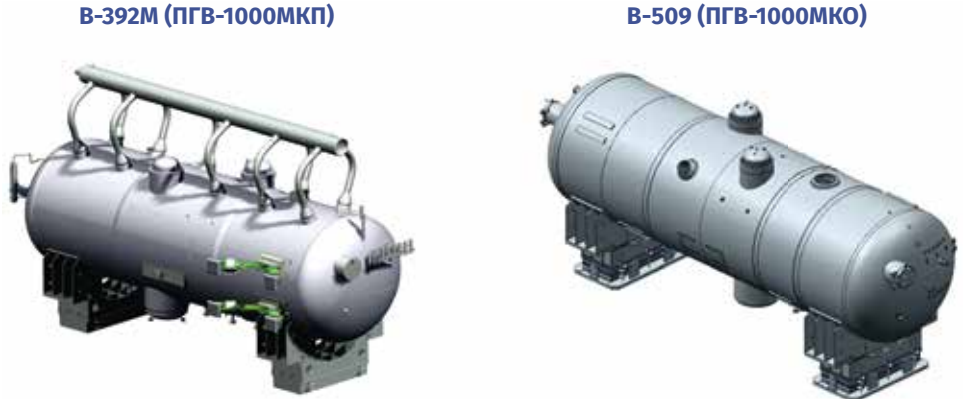


Рис. 2.56. Парогенераторы ПГВ-1000МКП (проект В-392М) и ПГВ-1000МКО (проект В-509)

Системы безопасности проекта В-509

Проект АЭС «Аккую» основывается на применении решений, предусматривающих для выполнения функций безопасности комплекс активных и пассивных систем. Каждому конкретному проектному исходному событию отвечает определенная конфигурация (или несколько конфигураций) систем безопасности, специфичная для данного исходного события.

Принятая в проекте структура построения (конфигурация) активных и пассивных систем безопасности (табл. 2.9) обеспечивает выполнение функций безопасности при любом исходном событии при наложении независимого от исходного события отказа в любой из систем, участвующей в выполнении каждой конкретной функции безопасности (включая отказ

Таблица 2.9. Системы безопасности РУ проекта В-509

Наименование системы	Конфигурация
САОЗ высокого давления	—
САОЗ низкого давления	—
САОЗ высокого-низкого давления (совмещенная двухканальная система высокого и низкого давления с внутренним резервированием)	2×100% (с внутренним резервированием)
Система аварийного ввода бора	2×100% (с внутренним резервированием)
Гидроемкости первой ступени	4×33%
Гидроемкости второй ступени	4×33%
Гидроемкости третьей ступени	4×33%
Система аварийной питательной воды	—
Система аварийного расхолаживания ПГ	2×100%
Система пассивного отвода тепла	4×33% (воздушное охлаждение)
Спринклерная система	2×100%
Герметичная оболочка	Двойная
Пассивная система удаления водорода (рекомбинаторы водорода)	+
Система удержания и охлаждения расплава активной зоны (ловушка расплава)	+

в обеспечивающих системах) или одной независимой от исходного события ошибки персонала.

В проекте принята за основу следующая внутренняя структурная схема:

- активные элементы систем безопасности имеют двухканальную структуру во всех частях (защитной, локализующей, обеспечивающей и управляющей). При этом резервирование активных элементов внутри канала не предусматривается, если это не требуется вследствие применения принципа единичного отказа. Для систем, совмещающих функции безопасности и функции нормальной эксплуатации, необходимость резервирования определяется исходя из обеспечения функции нормальной эксплуатации;
- пассивные элементы имеют двухканальную структуру в отношении связей с активными элементами (электропитание, управление, представление информации). В случае, когда пассивные элементы имеют связи с оборудованием реакторной установки, они имеют в своем составе четыре однотипных набора элементов в соответствии с четырехпетлевой структурой РУ.

Защитная оболочка как пассивный элемент локализующей системы безопасности не делится на части.

Система аварийного ввода бора (JND)

Система аварийного ввода бора предназначена для выполнения следующих функций:

- обеспечение подкритичности активной зоны в условиях отказа СУЗ реактора;
- осуществление впрыска борного раствора в компенсатор давления в режиме течи из первого контура во второй для снижения давления.

Технологическая схема системы аварийного ввода бора приведена на рис. 2.57.

Система аварийного ввода бора (JND) состоит из двух идентичных по входящему в них оборудованию и полностью независимых один от другого канала. Канал системы состоит из двух ниток, резервирующих друг друга. Каждая нитка канала имеет производительность 50% и подает раствор борной кислоты в «свою» холодную часть петли ГЦК или в компенсатор давления (эта нитка-коллектор является общей для обоих каналов).

Всасывающие трубопроводы насосов аварийного ввода бора подключены к трубопроводам соответствующих каналов системы аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки (JNA) за теплообменником активной части САОЗ (см. рис. 2.57).

Запасом борного раствора с концентрацией 17–25 г/дм^3 служит объем воды бассейна выдержки выше уровня необходимого для хранения топлива.

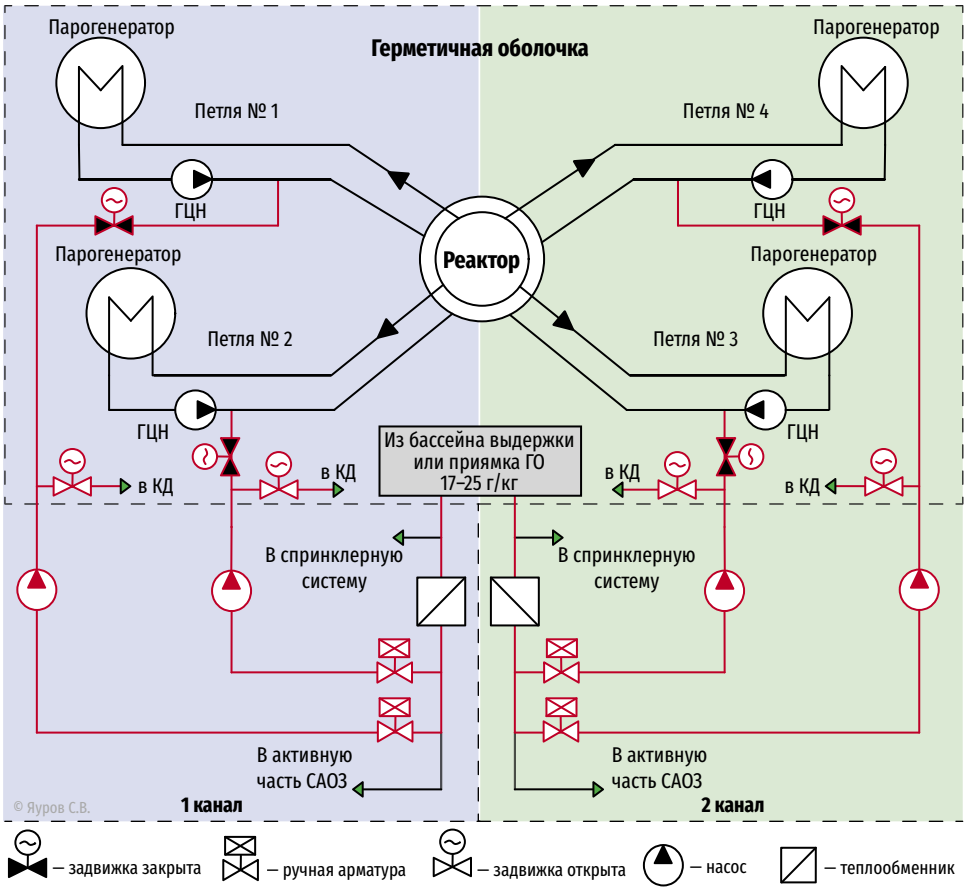


Рис. 2.57. Технологическая схема системы аварийного ввода бора проекта В-509 (АЭС «Аккую»)

В состав каждого канала входят:

- насосы аварийного ввода бора (2 шт. на канал);
- обратные клапаны и запорная арматура;
- трубопроводы.

Функционирование системы в режимах нормальной эксплуатация

В режиме нормальной эксплуатации система не функционирует, но находится в режиме ожидания.

Функционирование системы при нарушениях нормальной эксплуатации

В режимах с нарушением нормальной эксплуатации система не функционирует, но находится в режиме ожидания, за исключением режима обесточивания.

Функционирование системы при проектных авариях

При аварии, связанной с течью из первого контура во второй, теплоноситель первого контура попадает в аварийный парогенератор. При этом могут открыться предохранительные клапаны на стороне основных паропроводов, сброс среды осуществляется в атмосферу и, таким образом, может произойти выброс радиоактивности. Чтобы ограничить объем выброса радиоактивности, давление в системе первого контура должно быть снижено. Для этого давление в компенсаторе снижается путем впрыска раствора борной кислоты насосами системы JND в паровое пространство компенсатора давления.

При других авариях с течью первого контура (не связанных с разуплотнением трубок парогенератора), функционировании системы не требуется.

Функционирование системы при запроектных авариях

При запроектных авариях типа ATWS (несрабатывание аварийной защиты реактора в аварийных режимах) система JND выполняет функцию подачи в первый контур борного раствора для быстрого перевода реакторной установки в подкритическое состояние.

Система подает борный раствор с концентрацией 17–25 г/дм^3 из верхней части бассейна выдержки в первый контур при противодавлении в контуре в диапазоне 0–19,6 МПа.

Отличия от проекта В-392М

- в проекте АЭС «Аккую» в системе аварийного ввода бора (JND) не предусмотрены отдельные баки аварийного запаса бора с концентрацией раствора 40 г/кг (баки с борной кислотой концентрации 40 г/кг предусмотрены только в системе борного концентрата KBC40). При этом повышена концентрация бора до 17–25 г/кг в основном запасе воды системы (избыточный объем бассейна выдержки). Повышение концентрации борной кислоты в бассейне выдержки отработавшего топлива и гидроемкостях САОЗ с 16 до 17–25 г/кг позволило отказаться от хранения дополнительного запаса высококонцентрированной борной кислоты 40 г/кг в баках системы аварийного ввода бора;
- в проекте АЭС «Аккую» увеличены диаметры патрубков (штуцеров) ГЦТ для присоединения трубопроводов системы JND с 89×8 мм (на НВАЭС-2) до 92×8 мм;
- система JND НВАЭС-2 подает воду в 1 контур из баков с раствором борной кислоты концентрацией 40 г/кг, а система JND АЭС «Аккую» подает воду в 1 контур из бассейна выдержки с раствором борной кислоты концентрацией от 17 до 25 г/кг.

Активная часть САОЗ

Система аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки (JNA) предназначена для выполнения следующих функций:

- расхолаживание реакторной установки до температуры не более 70 °С после останова реактора, когда отвод тепла через парогенераторы становится малоэффективным (P_I <1,96 МПа, Т <150 °С) во всех режимах работы блока (плановое, ремонтное, аварийное расхолаживание);
- отвод остаточного тепла от топлива в реакторе к системе потребителей реакторного отделения (промежуточного контура) КАА во всех проектных режимах работы системы;
- отвод остаточного тепла от топлива в бассейне выдержки во всех режимах работы блока;
- сохранение запаса теплоносителя в реакторе во время «большой течи»;
- аварийной подпитки первого контура в режиме «малых течей» (Ду 25–80).

В состав каждого канала входят:

- теплообменник аварийного и планового расхолаживания;
- насосы аварийного и планового расхолаживания низкого давления;
- насосы аварийного впрыска высокого давления;
- обратные клапаны, запорная и регулирующая арматура;
- трубопроводы.

Система аварийного и планового расхолаживания и охлаждения бассейна выдержки состоит из двух каналов, идентичных по входящему в них оборудованию и полностью независимых один от другого. Технологическая схема системы JNA представлена на рисунке 2.58.

Канал системы состоит из двух ниток:

1) нитка с насосом аварийного впрыска высокого давления (синяя линия на рис. 2.58). На первом канале эта нитка присоединена между обратными клапанами сливной линии системы гидроемкостей первой ступени, подающими раствор борной кислоты в реактор (только для первого канала) под активную зону. На втором канале напорная часть высокого давления подключена к холодным веткам петель № 2 и 4 на напоре ГЦНА, таким образом раствор борной кислоты на втором канале подается также под активную зону;
2) нитка с насосом аварийного и планового расхолаживания низкого давления (красная линия на рис. 2.58). На первом канале напорная часть низкого давления подключается к холодной и горячей ветке петли № 1 (для планового, ремонтного или аварийного расхолаживания). На втором канале напорная часть низкого давления подключается к холодной и горячей ветке петли № 3 (для планового, ремонтного или аварийного расхолаживания).

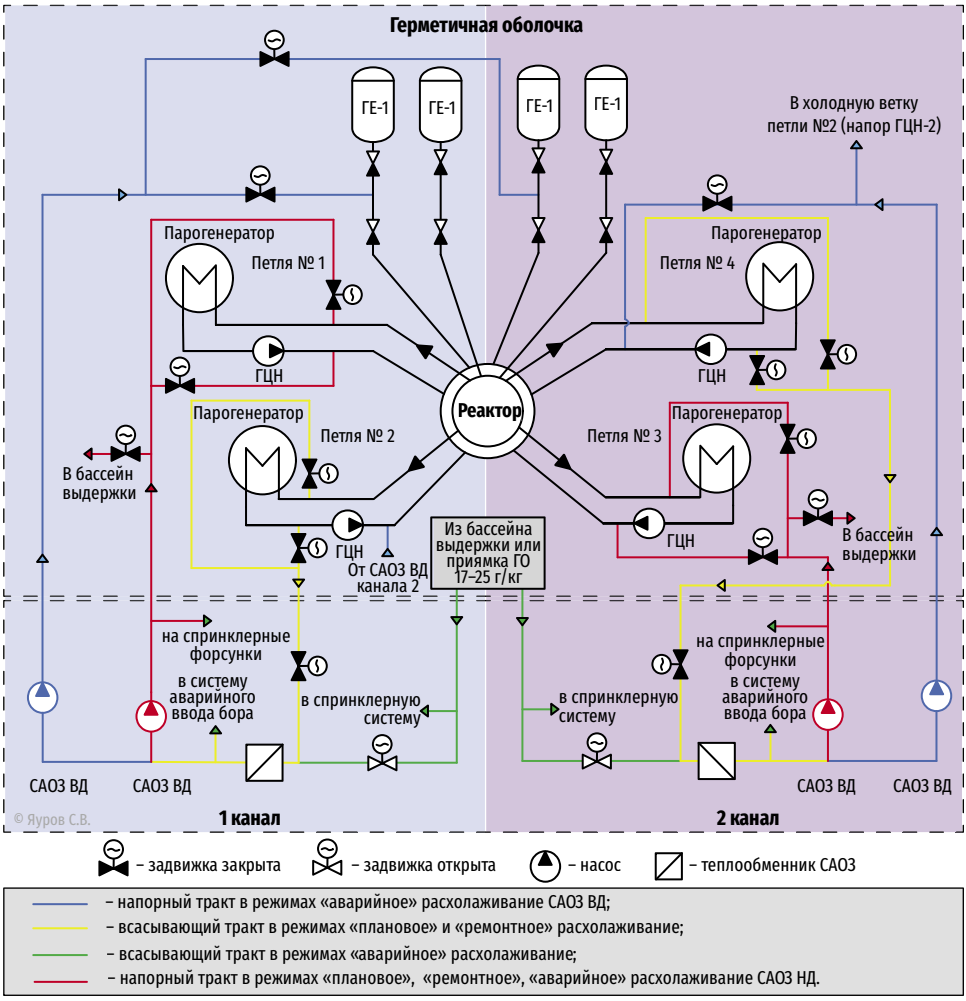


Рис. 2.58. Технологическая схема системы аварийного и планового расхолаживания и охлаждения бассейна выдержки проекта В-509 (АЭС «Аккую»)

Всасывающий тракт системы в режимах планового или ремонтного расхолаживания подключается на первом канале к холодной и горячей ветке петли № 2, на втором канале — к холодной и горячей ветке петли № 4 (желтая линия на рис. 2.58).

Всасывающий тракт системы в режимах аварийного расхолаживания подключается на первом и втором канале к бассейну выдержки или приямку герметичной оболочки (зеленая линия на рис. 2.58).

Конфигурация подключения ниток зависит от режима работы системы (расхолаживание плановое, ремонтное или аварийное).

Функционирование системы в режимах нормальной эксплуатация

Режим работы блока на мощности

В режимах нормальной эксплуатации система JNA обеспечивает отвод тепла от топлива, расположенного в бассейне выдержки, при выводе в ремонт элементов спринклерной системы JMN (при работе на мощности) или совместно с системой JMN (при полной выгрузке зоны в ППР).

При отсутствии такой необходимости система не функционирует, она находится в режиме ожидания. Ко всем насосным агрегатам системы подведена охлаждающая вода.

Режим планового расхолаживания

В режиме «плановое расхолаживание блока» до снижения температуры в первом контуре до 150 °С и давления 1,96 МПа расхолаживание реакторной установки производится сбросом пара в конденсаторы турбины через БРУ-К.

При температуре первого контура ниже 150 °С расхолаживание РУ с помощью ПГ становится малоэффективным. Для обеспечения проектных значений скорости расхолаживания на втором этапе при температуре ниже 150 °С расхолаживание первого контура осуществляется системой JNA.

При этом теплоноситель первого контура забирается из «горячей» части (ветки) петель № 2 (на первом канале) и № 4 (на втором канале) главного циркуляционного контура и по трубопроводу Ду 300 и через систему трубопроводов с запорной арматурой и теплообменник САОЗ поступает на всас насосов аварийного и планового расхолаживания низкого давления.

Охлажденный теплоноситель возвращается в «холодные» части соответствующих петель № 1 (канал 1) и № 3 (канал 2).

Режим ремонтного расхолаживания

В режиме ремонтного расхолаживания отвод тепла от активной зоны осуществляется при снятой крышке реактора при температуре теплоносителя первого контура менее 70 °С.

Забор теплоносителя осуществляется из «холодной» части петель № 2 (первый канал) и № 4 (второй канал) ГЦК, а далее с помощью каналов/канала системы JNA теплоноситель охлаждается и возвращается в «горячую» нитку петли № 1 (первый канал) и № 3 (второй канал).

В режиме ремонтного расхолаживания возможны ремонтные работы на оборудовании, расположенном выше уровня теплоносителя, в том числе:

- ремонтные работы на ГЦНА, включая замену выемной части насоса;
- ремонтные работы на парогенераторе со стороны I и II контура, включая контроль и ремонт теплообменных трубок;
- ремонт главного разъема реактора;
- ремонт арматуры в неотсекаемой части трубопроводов, присоединенных к ГЦТ, патрубки которых находятся выше уровня теплоносителя;
- ремонт компенсатора давления.

Режим перегрузки топлива

При перегрузках топлива система обеспечивает температуру теплоносителя на выходе из реактора не более 60 °С в течение неограниченного времени при температуре на входе в реактор не более 45 °С.

При полной выгрузке активной зоны в бассейн выдержки требуемая проектная температура воды в бассейне выдержки (до 45 °С) обеспечивается совместной работой одного канала системы JMN и одного канала системы JNA.

Функционирование системы при нарушениях нормальной эксплуатации

При нарушениях нормальной эксплуатации система выполняет функцию отвода остаточных тепловыделений и расхолаживания реакторной установки.

В режиме обесточивания после запуска дизельгенераторов по программе ступенчатого пуска автоматически включаются в работу все насосы системы на линию рециркуляции. Насос, который до обесточивания выполнял функцию охлаждения бассейна выдержки, продолжает выполнять данную функцию. Остальные насосы работают по линиям рециркуляции. Если в результате обесточивания принимается решение о расхолаживании энергоблока, то на втором этапе расхолаживания при P_1 <1,96 МПа, Т <150 °С два канала системы осуществляют функцию расхолаживания.

Функционирование системы при проектных авариях

1. При авариях с большой течью (разрыв трубопровода диаметром более 100 мм, включая разрыв главного циркуляционного трубопровода Ду 850) на начальной стадии охлаждение активной зоны и сохранение необходимого запаса теплоносителя в реакторе обеспечивается за счет пассивного срабатывания емкостей САОЗ. На последующей стадии отвод тепла от активной зоны и поддержание необходимого запаса теплоносителя в реакторе обеспечиваются за счет непрерывной циркуляции борного раствора с помощью насосов аварийного и планового расхолаживания ***низкого*** давления, которые запускаются автоматически по технологическим параметрам, характеризующим течь первого контура и продолжают работать в течение всего требующего работы системы периода времени. При отказе обоих насосов низкого давления выполнение функции безопасности обеспечивается за счет совместной работы насоса аварийного впрыска ***высокого*** давления, гидроемкостей второй ступени, систем отвода тепла через второй контур (СПОТ, САР ПГ).

В начальный момент аварии подача насосами борного раствора в реактор осуществляется ***из бассейна выдержки***. Через некоторое время после начала аварии уровень воды в бассейне выдержки снижается до такого ми-

нимального значения, при котором происходит автоматическое переключение насосов JNA на работу из приямка гермооболочки. К этому моменту в приямке гермооболочки за счет истечения из первого контура (включая запас воды гидроемкостей систем пассивного залива активной зоны) образуется достаточный запас борного раствора, необходимого для обеспечения бескавитационной работы насосов JNA.

После переключения с бассейна выдержки на приямок система JNA обеспечивает непрерывный отвод остаточных тепловыделений по контуру (приямок гермооболочки — теплообменник аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки — насосы системы JNA — ГЦК — приямок). Отвод тепла от теплообменников системы JNA осуществляется системой промконтура ответственных потребителей реакторного здания.

2. При авариях с «малой» течью теплоносителя первого контура подача воды в реактор при давлении в диапазоне от 8,6 до 1,96 МПа в режиме работы САОЗ высокого давления обеспечивается насосом аварийного впрыска ***высокого*** давления.

При снижении давления ниже 1,96 МПа в каждом канале подключается насос аварийного и планового расхолаживания ***низкого*** давления. При отказе обоих насосов аварийного впрыска высокого давления выполнение функции безопасности обеспечивается на первом этапе за счет совместной работы емкостей САОЗ (поддержание запаса теплоносителя в реакторе) и систем отвода тепла через второй контур (обеспечение быстрого расхолаживания РУ и снижения параметров в первом контуре). После снижения давления в первом контуре подключаются насосы аварийного и планового расхолаживания ***низкого*** давления и/или гидроемкости второй ступени, обеспечивая подпитку реактора.

В каждом канале системы JNA предусмотрен трубопровод Ду 50 для подачи воды на подпитку бассейна выдержки в аварийных режимах, когда охлаждение топлива в бассейне выдержки по принятой для нормальной эксплуатации схеме невозможно. Отвод тепла от топлива в бассейне выдержки при этом осуществляется в испарительном режиме, насос аварийного расхолаживания низкого давления обеспечивает подпитку бассейна выдержки борным раствором из приямка гермооболочки расходом 20 $м^3$/ч для компенсации выпариваемой воды.

Функционирование системы при запроектных авариях

При запроектных авариях система может быть использована как средство управления запроектными авариями. Специально спроектированные трубопроводы позволяют при запроектной аварии с отказом насосов системы JMN (выполняющих в данном проекте функцию спринклерных насосов) подать воду от насосов системы САОЗ НД к спринклерным коллекторам.

Всасывающие трубопроводы системы JNA из приямка и бассейна выдержки при запроектных авариях, вызванных экстремальными внешними воздействиями (полная потеря всех источников переменного тока и/или проектного отвода тепла к конечному поглотителю), подают воду в спринклерную систему JMN, обеспечивающую охлаждение топлива в реакторе, бассейне выдержки и снижение давления внутри гермооболочки.

Отличия от проекта В-392М

По технологической части

- В проектах АЭС «Аккую» и НВАЭС-2 отличаются места соединений системы аварийного и планового расхолаживания (JNA) к первому контуру.
- В технологической схеме системы JNA проекта АЭС «Аккую» изменена маркировка оборудования и элементов системы JNA. Изменена номенклатура используемых насосов. При этом основные характеристики подачи рабочей среды во всех предусмотренных режимах либо соответствуют референтному аналогу, либо превосходят его (расширен рабочий диапазон давлений насосов аварийного расхолаживания высокого давления).
- В проекте АЭС «Аккую» функции штатной системы отвода остаточного тепла от бассейна выдержки выполняет спринклерная система JMN, по своему составу и характеристикам являющаяся суммарным аналогом систем JNA (система аварийного и планового расхолаживания и отвода тепла от бассейна выдержки) и FAK10-20 (система охлаждения бассейна выдержки) в проекте НВАЭС-2.
- В проекте АЭС «Аккую» отсутствуют эжекторы (водоструйные насосы) на линиях аварийного впрыска высокого давления, а в проекте НВАЭС-2 используются водоструйные насосы, которые установлены на напоре высоконапорных насосов.
- В проекте АЭС «Аккую» конечным поглотителем тепла является Средиземное море, брызгальные бассейны не предусмотрены.
- В проекте системы JNA НВАЭС-2 ремонтное расхолаживание предусмотрено обеими нитками канала. В проекте АЭС «Аккую» функция ремонтного расхолаживания выполняется нитками канала с насосами низкого давления.

В части оборудования

- В проекте АЭС «Аккую» расширен рабочий диапазон давлений насосов аварийного расхолаживания высокого давления.
- В проекте НВАЭС-2 используются водоструйные насосы, которые установлены на напоре высоконапорных насосов. В проекте АЭС «Аккую» данный тип насоса не используется.
- В проекте АЭС «Аккую» снижено количество воды бассейна выдержки, доступное в начальный период аварийного расхолаживания для

подачи в реактор (с 750 м^3 до 650 м^3). Это обусловлено изменением конструкции бассейна выдержки (уменьшены габариты).

Пассивная часть САОЗ

Пассивная часть САОЗ (рис. 2.59) включает в себя систему гидроемкостей 1 ступени и систему пассивного залива активной зоны (ГЕ 2 ступени), а также систему гидроемкостей САОЗ третьей ступени (ГЕ-3).

Система гидроемкостей САОЗ первой ступени.

Система гидроемкостей САОЗ первой ступени предназначена для подачи в реактор раствора борной кислоты при давлении в первом контуре менее 5,9 МПа в количестве, достаточном для охлаждения активной зоны реактора до подключения насосов системы аварийного и планового расхолаживания и охлаждения бассейна выдержки или подачи борного раствора от системы гидроемкостей второй ступени в авариях с потерей теплоносителя.

Система состоит из четырех каналов, идентичных по входящему в них оборудованию и функционально независимых один от другого (JNG50, 60, 70, 80).

В состав каждого канала входят:

- емкость САОЗ в сборе (включая элементы крепления и детали закладные);
- трубопроводы САОЗ в сборе (включая элементы крепления, детали закладные и арматуру);
- ИПУ САОЗ.

Параметры ГЕ САОЗ (значение давления, при котором происходит срабатывание ГЕ САОЗ, а также объема емкостей) выбраны из условий обеспечения надежного охлаждения активной зоны при максимальной проектной аварии (разрыв Ду 850) таким образом, чтобы обеспечивался залив и охлаждение активной зоны до момента начала подачи борного раствора от активной части САОЗ.

Система гидроемкостей второй и третьей ступени.

Система гидроемкостей второй и третьей ступени (пассивная часть системы аварийного охлаждения зоны) JNG10-40, состоящая из двух подсистем — гидроемкостей второй ступени и гидроемкостей третьей ступени, предназначена для выполнения следующих функций (см. рис. 2.59):

- подача борного раствора от гидроемкостей второй ступени для поддержания уровня теплоносителя в активной зоне при авариях с потерей теплоносителя, при падении давления в первом контуре ниже 1,5 МПа;
- подача борного раствора от гидроемкостей третьей ступени для поддержания уровня теплоносителя в активной зоне при запроектных авариях с течами первого контура и отказом активных систем безо-

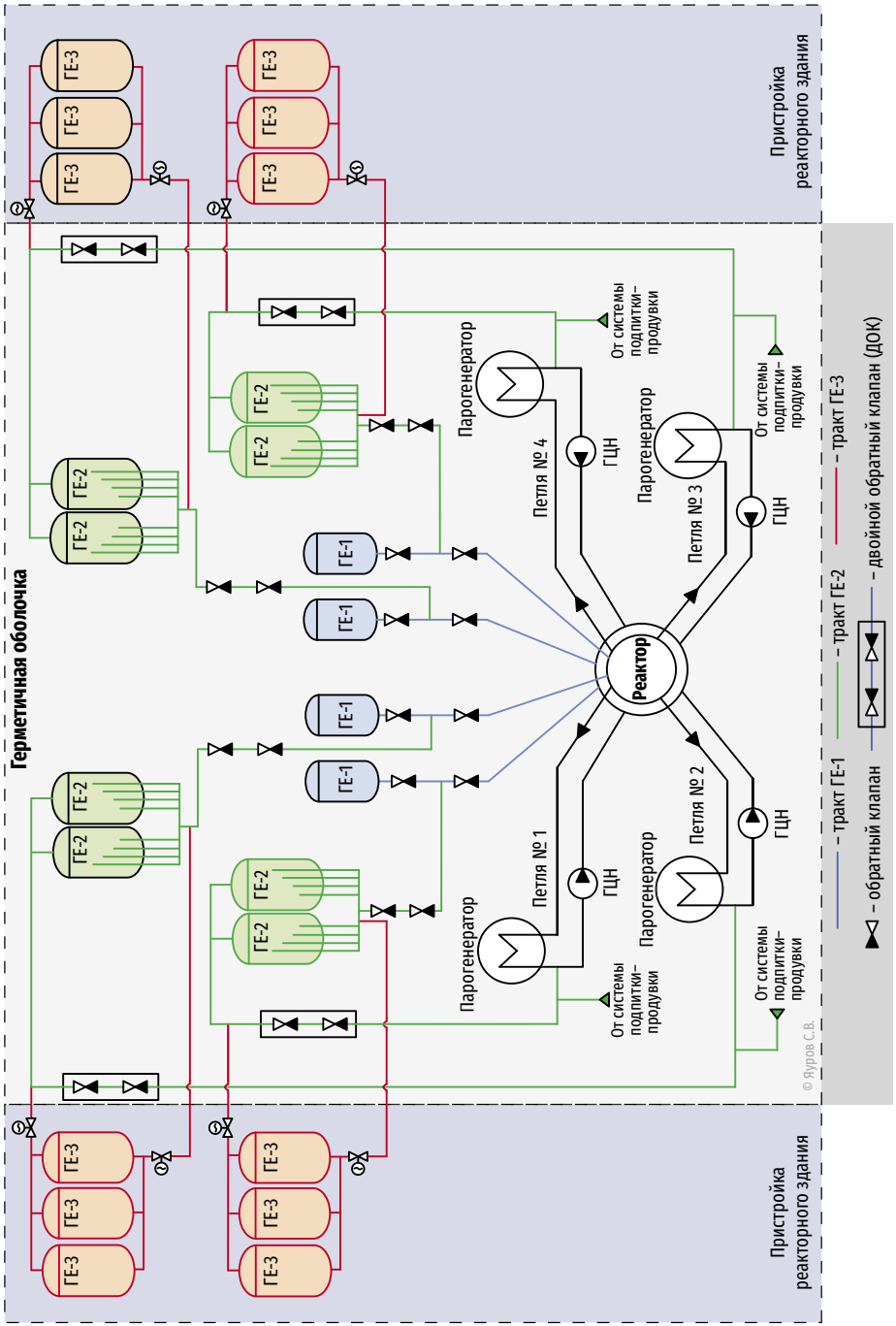


Рис. 2.59. Упрощенная схема пассивной части САОЗ, проект В-509 (АЭС «Аккую»)

пасности после исчерпания запаса борного раствора в гидроемкостях второй ступени;
- подача борного раствора для подпитки бассейна выдержки при запроектных авариях с полной потерей всех источников переменного тока и (или) проектного отвода тепла к конечному поглотителю;
- хранение запаса раствора борной кислоты для заполнения отсеков бассейна перегрузки на остановленном блоке в период перегрузки топлива.

В проектных авариях подсистема гидроемкостей второй ступени обеспечивает выполнение функции безопасности (подпитка активной зоны в напорную и сборную камеру реактора и отвод тепла) в составе комплекса систем безопасности, в который входят система аварийного и планового расхолаживания первого контура и охлаждения бассейна выдержки (JNA), система пассивного отвода тепла (JNB50), система аварийного расхолаживания парогенераторов (JNB10), а также обеспечивающие системы (для активных СБ).

При запроектных авариях выполнение функции безопасности обеспечивается работой гидроемкостей второй и третьей ступени совместно с системой пассивного отвода тепла (JNB50).

Каждая группа подсистемы гидроемкостей второй ступени имеет в своем составе две емкости объемом 120 м^3 каждая (общее количество – 8 гидроемкостей в подсистеме, общий запасенный объем борного раствора 960 м^3). Запаса воды в гидроемкостях второй ступени при работе СПОТ достаточно для съема остаточных тепловыделений в течение не менее 24 часов. Гидроемкости второй ступени подключаются к первому контуру пассивным образом при снижении давления в нем до 1,5 МПа, обеспечивая подачу в реактор раствора борной кислоты за счет гидростатического столба жидкости.

Функционирование подсистемы гидроемкостей третьей ступени требуется только при запроектных авариях с полным отказом активной части СБ после исчерпания запаса борного раствора в гидроемкостях второй ступени для обеспечения охлаждения активной зоны реактора пассивным образом на интервале времени от 24 до 72 ч с момента возникновения исходного события. Подключение гидроемкостей третьей ступени осуществляется оператором после окончания работы гидроемкостей второй ступени. Гидроемкости третьей ступени устанавливаются в здании UKA (пристройка реакторного здания) на отметке плюс 24,000 м (рис. 2.60).

Каждая группа подсистемы гидроемкостей третьей ступени имеет в своем составе три емкости объемом 60 м^3 каждая (общее количество — 12, общий запасенный объем борного раствора — 720 м^3). Запаса воды в гидроемкостях третьей ступени при работе СПОТ достаточно для съема остаточных тепловыделений в течение не менее 48 часов (после окончания работы гидроемкостей второй ступени).

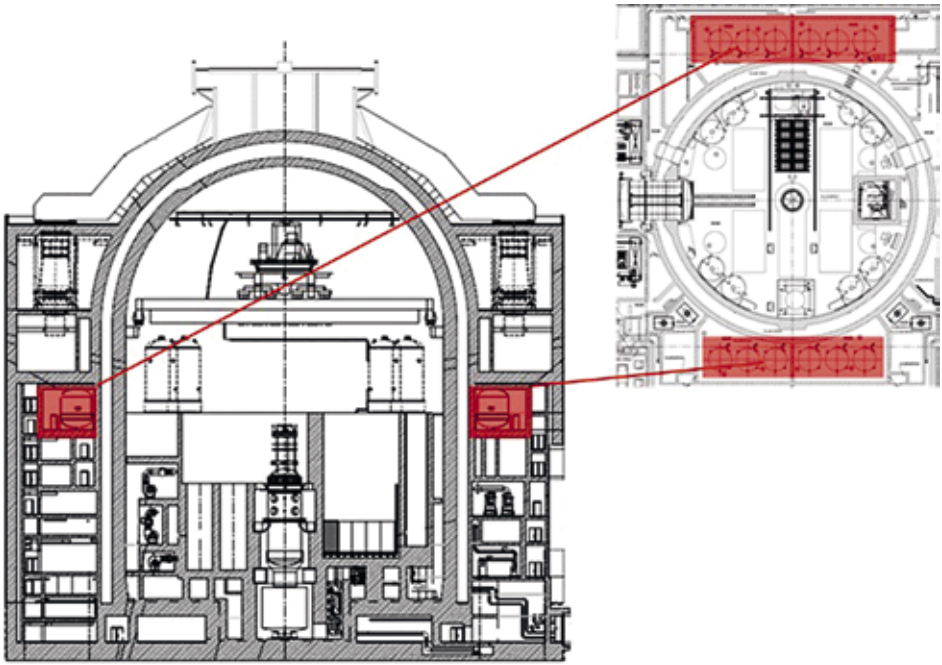


Рис. 2.60. Размещение ГЕ-3 САОЗ, проект В-509 (АЭС «Аккую»)

Подсистема гидроемкостей третьей ступени является средством для преодоления ЗПА и используется при авариях с полным отказом активной части СБ.

Технологические схемы системы гидроемкостей второй и третьей ступени (пассивная часть системы аварийного охлаждения зоны) приведены на рис. 2.59.

Двойной обратный клапан

Двойной обратный клапан является элементом системы JNG10-40 и устанавливается внутри герметичной оболочки на уравнительных трубопроводах, соединяющих верхнюю часть гидроемкостей второй ступени с первым контуром.

Специальный двойной обратный клапан предназначен для:

- отсечения системы JNG10-40 от первого контура при повышении давлении в первом контуре более 3,3 МПа во всех режимах работы энергоблока, включая проектные и запроектные аварии;
- пассивного выполнения функции подключения системы JNG10-40 при давлении в первом контуре $P \leqslant 1{,}5$ МПа во всех режимах работы энергоблока.

Двойной обратный клапан состоит из двух последовательно установленных запорных органов, закрывающихся и открывающихся одновременно одним приводом.

Принцип срабатывания клапана (открытие/закрытие) — пассивный, от воздействия рабочей среды.

Отличия от проекта В-392М

- В проекте АЭС «Аккую» (РУ В-509) патрубки трубопроводов, которые соединяют гидроемкости 1 ступени с корпусом реактора, имеют диаметр 150 мм в отличие от 300 мм для РУ В-392М.
- ТЭН в ГЕ САОЗ первой ступени проекта В-509 отсутствуют.
- Вследствие различных высотных отметок расположения ГЕ 1 ступени для проекта В-392М и В-509 трубопроводы соединения ГЕ 1 ступени с реактором имеют различную трассировку.
- Для проекта В-509 концентрация раствора борной кислоты в гидроемкостях всех ступеней повышена с 16 г/кг (проект В-392М) до 17–25 г/кг.
- В проект В-509 АЭС «Аккую» включена система гидроемкостей третьей ступени, которая отсутствует в проекте В-392М НВАЭС-2.

Система аварийного расхолаживания ПГ

Система аварийного расхолаживания парогенераторов (JNB10) предназначена для выполнения следующих функций:

- отвода остаточных тепловыделений активной зоны реактора и расхолаживания реакторной установки в аварийных ситуациях, связанных с обесточиванием или потерей;
- возможности нормального отвода тепла по второму контуру, включая течи паропроводов и питательных трубопроводов ПГ;
- отвода остаточных тепловыделений активной зоны реактора и расхолаживания реакторной установки в аварийных ситуациях, связанных с разуплотнением первого контура, включая разрыв трубопровода ГЦК и течь из первого контура во второй;
- поддержание давления в ПГ 6,8 МПа при возникновении аварии с повышением давления в ПГ до 9 МПа.

Во всех режимах, требующих работы системы, отвод тепла к конечному поглотителю (Средиземное море) осуществляется по цепочке: реактор – парогенератор — система JNB10 — система промконтура ответственных потребителей реакторного здания KAA — система охлаждающей воды ответственных потребителей PE — Средиземное море.

САР ПГ является активной частью системы аварийного отвода тепла через парогенераторы как при плотном первом и втором контуре, так и при возникновении течей в первом или во втором контуре.

В режимах нормальной эксплуатации система не функционирует и находится в состоянии ожидания, проходя периодические проверки.

В режимах с нарушением нормальной эксплуатации, система не функционирует, но находится в режиме ожидания, за исключением режима обесточивания шин надежного питания.

В аварийных режимах, связанных с потерей возможности нормального отвода тепла по второму контуру, система обеспечивает отвод тепла в размере 2% от тепловой мощности реактора при номинальных параметрах реакторной установки.

В аварийных режимах, связанных с разуплотнением первого контура, включая разрыв трубопровода ГЦК, система обеспечивает расхолаживание парогенераторов и отвод остаточных тепловыделений активной зоны реактора для расхолаживания первого контура и для ограничения роста давления в защитной оболочке за счет уменьшения выхода энергии в объем защитной оболочки из горячих парогенераторов.

Система аварийного расхолаживания парогенераторов состоит из двух каналов, каждый из которых подключен к двум парогенераторам (рис. 2.61).

Каждый канал системы включает в себя трубопроводы связи с паропроводами двух парогенераторов, теплообменник аварийного расхолаживания (технологический конденсатор), насосы аварийного расхолаживания и трубопроводы возврата конденсата в два парогенератора.

Отличия от проекта В-392М

- В проекте В-509 применено по 1 насосу на каждый канал САР ПГ, в проекте В-392М — по 2 насоса на каждый канал.
- В проекте В-509 незначительно повышены технологические параметры оборудования САРПГ.

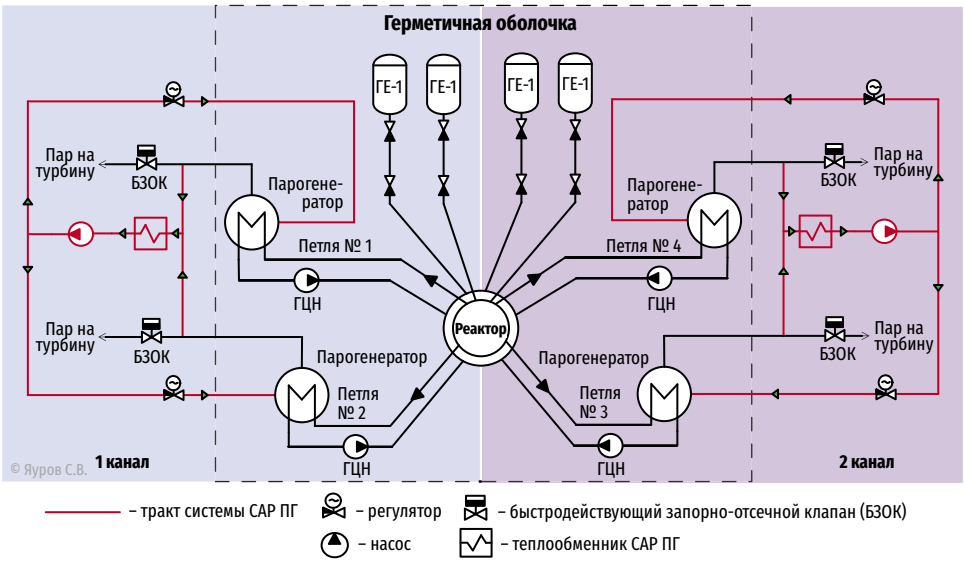


Рис. 2.61. Система аварийного расхолаживания ПГ, проект В-509 (АЭС «Аккую»)

Система пассивного отвода тепла (СПОТ)

СПОТ — защитная система безопасности, основанная на пассивном принципе действия, обеспечивающая отвод остаточных тепловыделений от активной зоны реактора через второй контур.

СПОТ является пассивной частью системы аварийного отвода тепла через парогенераторы как при плотном первом и втором контуре, так и при возникновении течей в первом контуре. Активной частью является система аварийного расхолаживания (САР ПГ).

В соответствии со структурой построения защитных систем безопасности СПОТ имеет четыре независимых контура циркуляции. Каждый контур включает в себя два теплообменных модуля, трубопроводы пароконденсатного тракта с арматурой, тракт воздуховодов, подводящих и отводящих воздух. До и после каждого теплообменного модуля по ходу движения воздушного потока предусмотрены воздушные затворы (рис. 2.62).

Регулирующее устройство, установленное после теплообменника (над ним), предназначено для регулирования расхода воздуха в режиме работы системы.

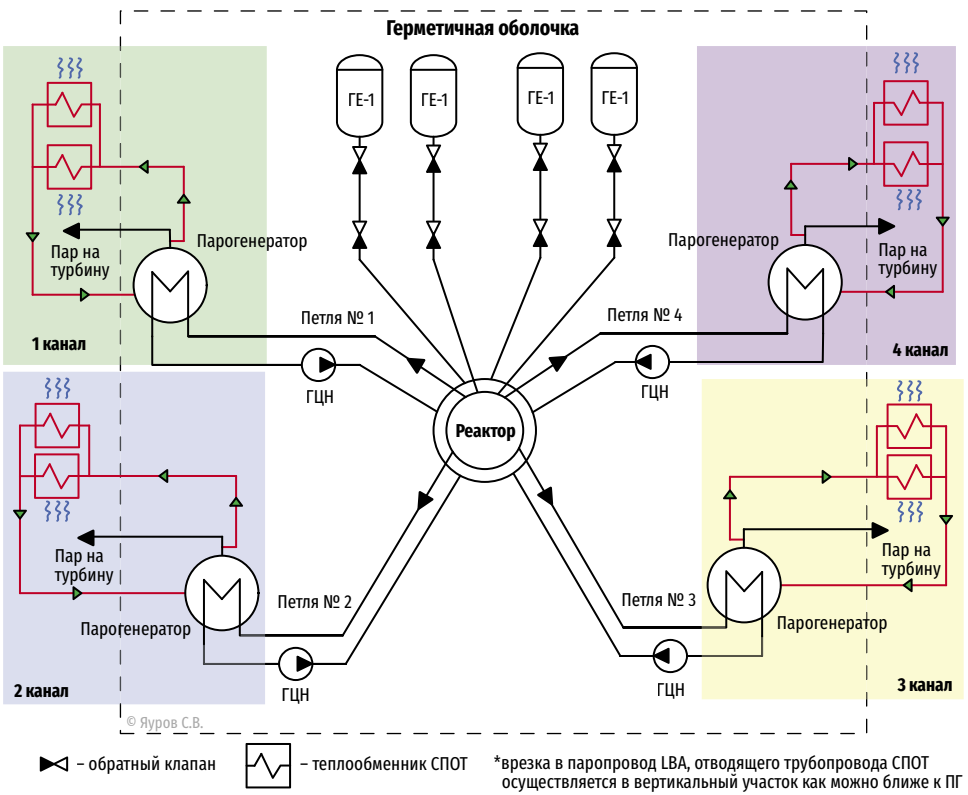


Рис. 2.62. Система пассивного отвода тепла JNB50-80. Проект В-509 (АЭС «Аккую»)

Охлаждение пара в теплообменниках системы осуществляется атмосферным воздухом. Охлаждающий воздух забирается из атмосферы вне здания оболочки. За счет естественной тяги воздух проходит через защитные сетки и поступает в кольцевой коридор, расположенный вокруг здания оболочки, затем по индивидуальным воздуховодам поступает на теплообменные модули. В теплообменниках охлаждающий воздух отбирает тепло от пара и поступает в тяговые участки воздуховодов, которые заканчиваются общим коллектором-дефлектором.

Согласно принятым проектным характеристикам оборудования, трех работоспособных контуров циркуляции достаточно для осуществления системой своих функций в полном объеме в любом требующем ее работы режиме.

Функционирование системы в режимах нормальной эксплуатация

В режиме нормальной эксплуатации СПОТ находится в режиме ожидания. В этом режиме воздушные затворы находятся в закрытом состоянии, а регулирующее устройство — в открытом. Для поддержания системы в работоспособном состоянии проводятся периодические испытания и проверки.

При обесточивании электромагнита затворы открываются и СПОТ вступает в работу.

Функционирование системы при нарушениях нормальной эксплуатации

СПОТ может быть введена в работу при нарушениях нормальной эксплуатации.

Функционирование системы при проектных авариях

Система может автоматически включаться в работу в случае отказа соответствующего канала системы аварийного расхолаживания парогенераторов (JNB10), поддержать давление пара во втором контуре. Сигналом включения служит отсутствие расхода в трубопроводе возврата воды в парогенератор из САР ПГ.

Функционирование системы при запроектных авариях

Открытие воздушных затворов СПОТ производится при потери всех источников электроснабжения переменного тока (при условии сохранения плотности первого контура). Через тяговые шахты за счет естественной тяги возникает движение атмосферного воздуха, который охлаждает воздушные теплообменники СПОТ. При давлениях пара в парогенераторе больше номинального регулятор остается в открытом состоянии. При снижении давления пара в парогенераторе до 6,5 МПа под действием пассивного привода от давления пара второго контура заслонки регулирующего устройства начинают закрываться. Полное закрытие заслонок происходит при давлении пара в парогенераторе 5,8 МПа. При дальнейшем понижении давления во втором контуре регулирующее устройство остается в закрытом положении.

При повышении давления пара в парогенераторе до 6,05 МПа заслонки регулирующего устройства начинают открываться. Полное открытие регулирующего устройства происходит при давлении 6,75 МПа. При дальнейшем повышении давления пара во втором контуре регулятор остается в открытом состоянии.

В период выхода СПОТ на номинальную мощность в динамическом режиме отвод остаточных тепловыделений происходит за счет сброса пара через БРУ-А. В условиях невозможности подпитки парогенераторов, при отсутствии источников энергоснабжения переменного тока, уровень воды в ПГ снижается. При снижении уровня на 900 мм ниже номинального значения по блокировке автоматически закрываются БЗОК и отсечная электроприводная арматура. БРУ-А отсекаются от источника давления и также закрываются. Поэтому запаса воды в ПГ достаточно для работы СПОТ. После этого отвод остаточных тепловыделений целиком принимает на себя СПОТ.

Отличия от проекта В-392М

- В проекте В-509 применены теплообменники СПОТ с мощностью 9,6 МВт каждый (суммарная мощность 76,8 МВТ), в проекте В-392М — 8 МВт каждый (суммарная мощность 64 МВт).
- В проекте В-509 теплообменники СПОТ расположены на отметке + 40,5 м, в проекте В-392М – на отметке +36,55.
- В проекте В-509 врезка отводящего трубопровода осуществляется в паропровод (LBA) в вертикальный участок как можно ближе к ПГ. В проекте В-392М отводящий трубопровод СПОТ врезан в паровой коллектор (паук) ПГ.

Система защиты первого контура от превышения давления

Система защиты первого контура от превышения давления предназначена для защиты оборудования и трубопроводов РУ от избыточного превышения давления в первом контуре в проектных и запроектных авариях за счет работы импульсных предохранительных устройств КД.

В состав системы защиты первого контура от превышения давления входят:

- три ИПУ КД;
- трубопроводы сброса от КД до ИПУ с элементами крепления;
- контрольно-измерительные приборы.

Установленные на КД три ИПУ являются аналогичными по конструкции, но независимыми между собой импульсно-предохранительными устройствами.

Условно ИПУ разбиты на две группы:

- первая группа — один контрольный ИПУ, который имеет более низкое значение давления открытия;
- вторая группа — два рабочих ИПУ, которые имеют более высокое значение давления открытия, по сравнению с контрольным ИПУ.

Условия работы ИПУ КД и уставки их срабатывания представлены в табл. 2.10.

Таблица 2.10. Значения открытия/закрытия ИПУ

Условие срабатывания	Уставка срабатывания	Действие защиты или блокировки	Назначение защиты или блокировки
Увеличение давления над активной зоной, МПа	18,11	Открытие контрольного ИПУ КД. Закрывается при снижении давления до 17,2 МПа (от пружины при 16,7 МПа)	Защита оборудования системы теплоносителя первого контура от превышения давления
Увеличение давления над активной зоной, МПа	18,60	Открытие рабочих ИПУ КД. Закрываются при снижении давления до 17,7 МПа (от пружины при 17,1 МПа)	Защита оборудования системы теплоносителя первого контура от превышения давления
Совпадение сигналов: – давление над активной зоной, МПа, менее; – незакрытие любого из ИК ИПУ КД	16,2	Включается электромагнит отключающего клапана соответствующего ИПУ (запрет на открытие ИПУ). Отключается при повышении давления до уставки срабатывания ИПУ	Ограничение отклонения от безопасного состояния РУ (снижение давления теплоносителя первого контура), вызываемого отказом оборудования данной системы (незакрытием любого из ИК ИПУ КД)

Система защиты второго контура от превышения давления

Для обеспечения функции защиты второго контура от превышения давления в проекте предусмотрена установка ИПУ ПГ, относящихся к элементам защитной системы безопасности.

Восемь ИПУ ПГ установлены по два на каждом паропроводе.

В состав каждого ИПУ входит главный предохранительный клапан и импульсное устройство (ИУ).

ИУ используется в составе ИПУ ПГ для управления главным предохранительным клапаном, как при штатном срабатывании при управлении от привода электромагнитного клапана (ЭК) ИУ, так и в случае отказа ЭК при управлении от импульсного клапана (ИК) прямого действия, входящего в состав ИУ.

Критерием выполнения ИПУ ПГ своих функций является обеспечение следующих требований:

- не допускать роста давления в парогенераторах в аварийных режимах выше 15% рабочего;
- клапаны должны срабатывать и при отсутствии электропитания;
- обеспечить защиту второго контура от роста давления в парогенераторе сверхдопустимого при неработающем БРУ-А и БРУ-К.

Каждое ИПУ состоит из главного клапана и ИУ. Главный клапан управляется рабочей средой от ИУ. Обычно импульсное устройство срабатывает от электромагнитного клапана, входящего в его состав, по сигналам от датчиков давления. В случае обесточивания ИУ срабатывает от ИК прямого действия пружинного типа.

Перечень основных защит и блокировок ИПУ ПГ представлен в табл. 2.11.

Таблица 2.11. Перечень защит и блокировок для автоматического управления ИПУ ПГ

Условие срабатывания в различных режимах работы блока	Уставка срабатывания	Действие защиты или блокировки	Обоснование уставки
Рост давления в парогенераторе до уставки срабатывания ИПУ ПГ (при отказе на срабатывание БРУ-А)	9,05/9,25 МПа	Срабатывание первого/второго ИПУ ПГ	Защита ПГ от превышения давления сверх допустимого

Отличия от проекта В-392М

- В проекте В-509 увеличены уставки срабатывания.

Система аварийного газоудаления

Система представляет собой комплекс электроприводной запорной арматуры с соединительными трубопроводами, расположенными между оборудованием 1 контура (реактором, парогенераторами, компенсатором давления) с одной стороны и барботажным баком и гермообъемом — с другой (рис. 2.63).

Система аварийного газоудаления (САГ) предназначена для выполнения следующих функций:

- удаление парогазовой смеси из оборудования первого контура РУ (реактора, КД и коллекторов ПГ);
- снижение давления в первом контуре совместно с ИПУ КД с целью уменьшения последствий при проектных и запроектных авариях.

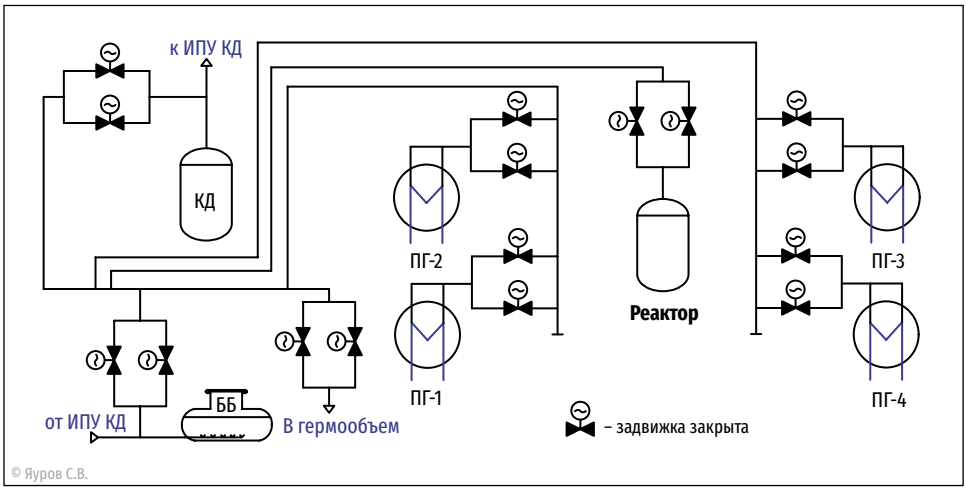


Рис. 2.63. Система аварийного газоудаления. Проект В-509 (АЭС «Аккую»)

Удаление парогазовой среды выполняется с целью:

- предотвращения образования взрывоопасной смеси в оборудовании 1 контура;
- исключения срыва циркуляции теплоносителя по первому контуру в режиме естественной циркуляции.

При работе РУ на мощности функционирование системы не предусматривается, арматура системы находится в закрытом состоянии. САГ может применяться при нормальной эксплуатации, нарушении нормальной эксплуатации и для смягчения протекания проектных аварий.

В режиме планового расхолаживания РУ САГ используется оператором при необходимости расхолаживания верхнего блока и коллекторов ПГ путем открытия соответствующих трактов от оборудования в барботер согласно инструкции по эксплуатации РУ.

САГ может применяться в режимах расхолаживания при обесточивании для расхолаживания верхней части реактора с целью исключения «зависания» температуры крышки корпуса реактора.

Также САГ может быть использована для удаления водорода из первого контура после останова реактора перед разуплотнением крышки реактора.

В проектных авариях САГ используется оператором (согласно инструкции по ликвидации аварии) для удаления неконденсирующихся газов из верхних точек первого контура (реактор, коллектора парогенератора, КД).

При запроектных авариях, связанных с плавлением активной зоны, система в соответствии с инструкцией по управлению запроектными авариями применяется для снижения давления в первом контуре до 1 МПа путем сброса среды из КД в герметичный объем.

При проектных и запроектных авариях, в которых требуется подключение системы аварийного газоудаления, сброс среды осуществляется в герметичный объем. В остальных режимах функционирования САГ сброс среды осуществляется в барботер.

Отличия от проекта В-392М

Отсутствуют.

Спринклерная система

Спринклерная система (JMN) предназначена для выполнения следующих функций:

- отвод остаточного тепла от топлива в бассейне выдержки во всех режимах работы блока;
- снижение давления и температуры в объеме ЗЛА при прохождении проектных аварийных режимов;
- введение реагентов для связывания радиоактивного йода в объем гермооболочки при авариях с течью первого контура.

Система также используется как средство управления запроектными авариями, обеспечивая:

- подпитку и охлаждение активной зоны при запроектных авариях с течью первого контура, сопровождающихся потерей всех источников переменного тока (отказ систем электроснабжения нормальной эксплуатации и аварийных дизель-генераторов) и/или систем отвода тепла к конечному поглотителю через 72 часа после возникновения исходного события аварии;
- снижение давления в защитной оболочке при тяжелых авариях с плавлением топлива активной зоны (при запроектной аварии с отказом обоих каналов системы JMN выполнение функции снижения давления под оболочкой обеспечивается насосом низкого давления системы JNA (активняя часть САОЗ), подключаемым дистанционно оператором к спринклерным коллекторам).

В соответствии со структурой построения активных систем безопасности система имеет два независимых физически разделенных канала. Каждый канал обеспечивает выполнение функций безопасности в полном объеме в режимах проектных аварий.

Система JMN состоит из двух каналов, идентичных по входящему в них оборудованию, выполненным независимым по технологическим, электрическим связям и управлению, и дополнительной системы охлаждения бассейна выдержки (ДСОБВ).

В состав каждого канала входят:

- теплообменник охлаждения спринклерной воды и бассейна выдержки;
- спринклерный насос;

- бак запаса щелочного раствора реагента для связывания радиоактивного йода;
- водоструйный насос;
- арматура;
- трубопроводы;
- спринклерные форсунки.

Насосы системы JMN имеют общий всасывающий трубопровод Ду 500 с насосами систем JNA и JND (система аварийного ввода бора) из бассейна выдержки и приямка контейнмента. Напорные трубопроводы Ду 200 насосов системы JMN служат для возврата охлажденной воды в бассейн выдержки в режимах нормальной эксплуатации и нарушения нормальной эксплуатации.

Насосы системы JMN при росте давления под оболочкой обеспечивают подачу воды на спринклерные форсунки из бассейна выдержки с последующим переходом на подачу из приямка. В качестве аварийного запаса борного раствора используется избыточный объем бассейна выдержки сверх нормального уровня, требуемого для хранения отработанного топлива (~650 м^3).

Технологическая схема спринклерной системы приведена на рис. 2.64.

В состав спринклерной системы входит также ДСОБВ, которая включает в себя теплообменник дополнительного охлаждения бассейна выдержки и насос дополнительного охлаждения бассейна выдержки.

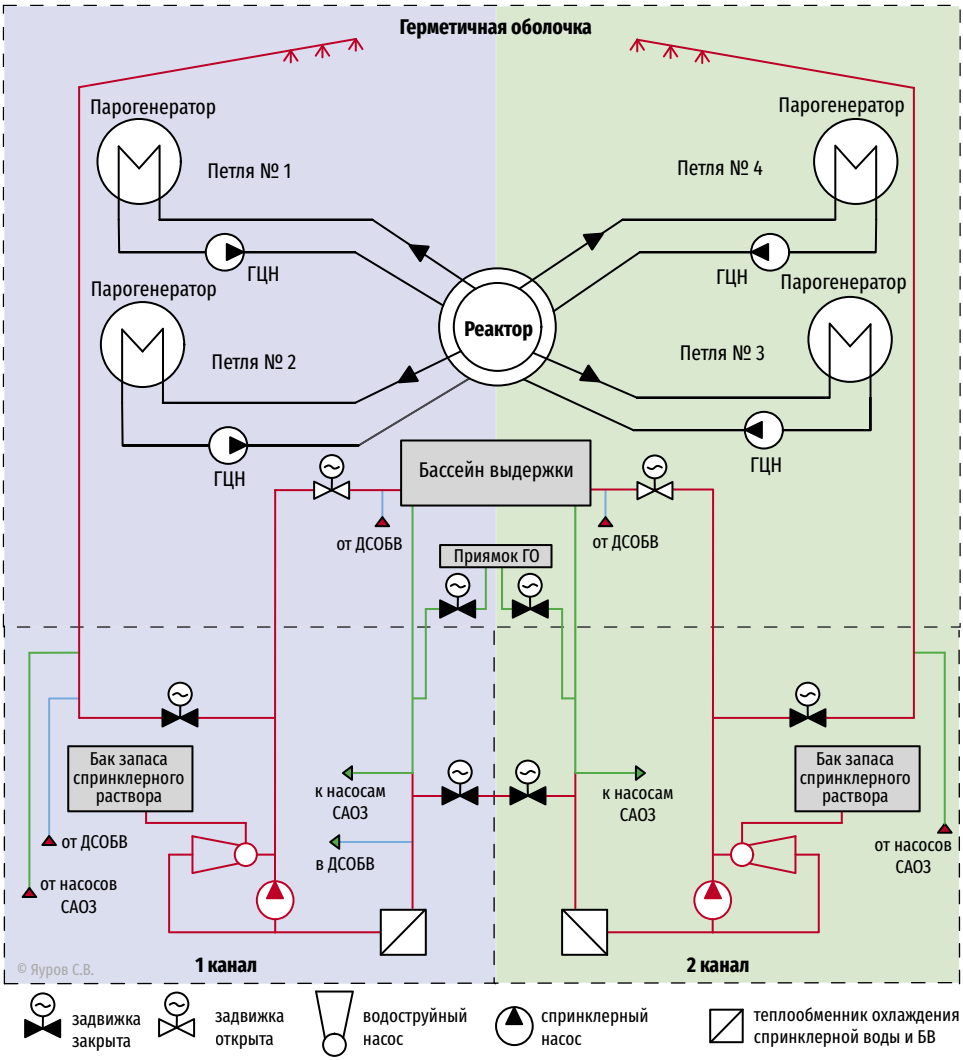
В период ППР при выводе в плановый ремонт (техобслуживание) одного из каналов активных СБ и отказе второго канала ДСОБВ выполняет ***функцию отвода тепла*** от топлива в бассейне выдержки.

Подключение к БВ трубопровода забора воды на охлаждение осуществляется через врезку в трубопровод перелива из бассейна выдержки системы FAK50 (системы трубопроводов бассейна выдержки и шахт ВКУ). Вода бассейна выдержки охлаждается в теплообменнике ДСОБВ и насосом ДСОБВ возвращается в бассейн выдержки. Возврат осуществляется через трубопроводы системы JMN. Врезка в трубопроводы системы JMN предусматривается в двух каналах в непосредственной близости от проходок бассейна выдержки.

Для осуществления ***функции снижения давления*** в защитной оболочке при тяжелых авариях с плавлением топлива активной зоны выполнены трубопроводы связи с первым каналом системы JMN для подачи воды из аварийного приямка к теплообменнику ДСОБВ и подачи ее насосом ДСОБВ к спринклерным коллекторам.

Отличия от проекта В-392М

- В проекте В-509 функция системы — отвод остаточного тепла от топлива в бассейне выдержки во всех режимах работы блока; снижение давления и температуры в объеме ЗЛА при прохождении



ДСОБВ — дополнительная система охлаждения бассейна выдержки.

Рис. 2.64. Технологическая схема системы JMN. Проект В-509 (АЭС «Аккую»)

проектных аварийных режимов; введение реагентов для связывания радиоактивного йода в объем гермооболочки при авариях с течью первого контура. В проекте В-392М функция спринклерной системы (JMN) — снижение параметров (давления и температуры) внутри защитной оболочки и связывание радиоактивного йода, содержащегося в паре и воздухе гермообъема, совместно с системой охлаждения бассейна выдержки (FAK10-20).

- В проекте В-509 в состав JMN входят теплообменники, насосы, баки. В проекте В-392М JMN не имеет своего оборудования, кроме трубопроводов, арматуры и разбрызгивающих форсунок.
- В проекте В-509 в качестве аварийного запаса борного раствора используется избыточный объем бассейна выдержки сверх нормального уровня объемом ~650 м^3 и концентрацией раствора борной кислоты 17–25 г/дм^3. В проетке В-392М — ~750 м^3 и концентрацией раствора борной кислоты 16–20 г/дм^3.
- в проекте АЭС «Аккую» в состав JMN входит ДСОБВ. При выводе в плановый ремонт (техобслуживание) одного из каналов активных СБ и отказе второго канала ДСОБВ выполняет функцию отвода тепла от топлива в бассейне выдержки.

Устройство локализации расплава

Конструкция УЛР АЭС «Аккую» аналогична конструкции УЛР проекта НВАЭС-2 (рис. 2.9).

Отличия от проекта В-392М

- В проекте В-509 в аварийных режимах с течью первого контура без потери электроснабжения (активные системы САОЗ функционируют) теплоноситель первого контура и вода, поступающая в реактор от системы гидроемкостей первой ступени и системы гидроемкостей второй и третьей ступени и из верхней части бассейна выдержки (перекачиваемая насосами САОЗ), собирается в приямок. Далее вода через решетки и фильтры механической очистки поступает в теплообменник ловушки. В проекте В-392М теплоноситель первого контура и вода поступают в реактор только от гидроемкостей первой и второй ступени.

Архитектурно-строительные решения в проекте В-509

Схема генерального плана предусматривает сооружение АЭС «Аккую», состоящей из четырех энергоблоков с ВВЭР-1200 (рис. 2.65).

Планировочные решения генерального плана были определены из условий обеспечения кратчайших производственно-технологических, транспортных и пешеходных связей между блочными и общестанционными сооружениями, а также с учетом обеспечения противопожарных разрывов и требований санитарных норм.

По условиям рельефа территория АЭС располагается на двух террасах: нижней с отметкой +10,50 м и верхней с отметкой+19,50 м (в системе высот TUDKA-99).

На нижней террасе располагается территория промплощадки с предстанционной площадью.

На верхней террасе расположен комплекс сооружений выдачи электрической мощности.

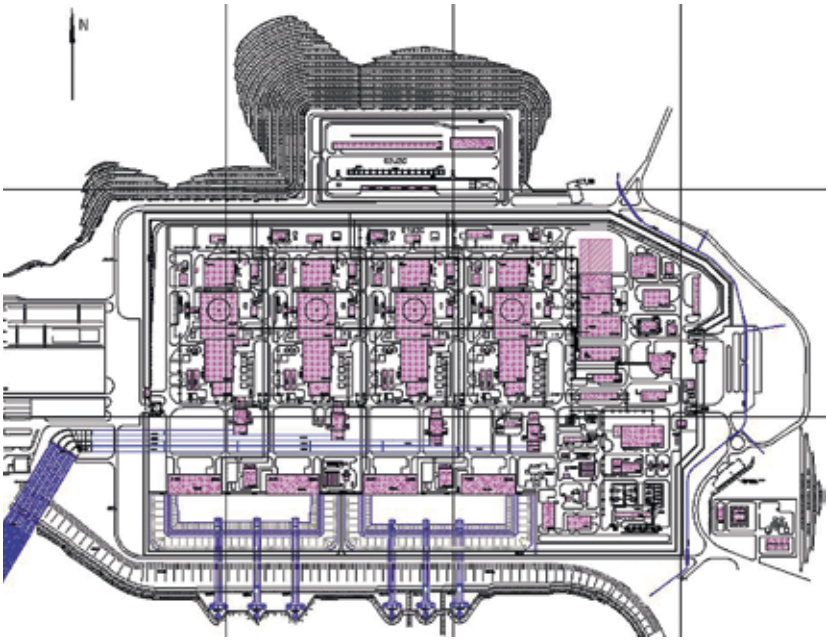


Рис. 2.65. Схема генерального плана АЭС «Аккую», проект В-509

В центре промплощадки размещаются корпуса-моноблоки, состоящие из реакторного здания (UJA) с транспортным порталом (UJG), вспомогательного реакторного здания (UKC), здания турбины (UMA) с примыкающим к нему зданием блочной обессоливающей установки (UMX) и зданием электроснабжения нормальной эксплуатации(UBA).

В зоне моноблока, по разные стороны от него, располагаются здания резервных дизельных электростанций системы аварийного электроснабжения (1,2UBN).

Здания резервной дизельной электростанции системы аварийного электроснабжения разнесены на генплане для исключения их одновременного разрушения на случай падения самолета.

Для каждого энергоблока также предусмотрено по одному зданию резервной дизельной электростанции системы нормальной эксплуатации (3UBN).

Со стороны зданий турбины расположены гидротехнические сооружения. Гидротехнические сооружения системы технического водоснабжения предназначены для забора и подачи морской охлаждающей воды к потребителям нормальной эксплуатации и систем безопасности, размещенных на площадке атомной станции, а также сброса нагретой «отработанной» охлаждающей воды в акваторию моря.

В состав гидротехнических сооружений в пределах промплощадки входят следующие основные сооружения:

- насосная станция ответственных потребителей;
- основная насосная станция;
- напорный сливной коллектор;
- сифонный колодец;
- отводящий канал.

Источником технического водоснабжения АЭС является вода Средиземного моря.

Общие для четырех блоков вспомогательные здания и сооружения располагаются со стороны энергоблока 1, в восточной части промплощадки.

Вспомогательные здания и сооружения располагаются с четким делением на зону свободного и контролируемого доступа.

В северо-восточной части площадки, со стороны реакторного здания блока 1, размещаются здания и сооружения контролируемого доступа:

- здание переработки и хранения радиоактивных отходов;
- мастерские зоны контролируемого доступа;
- санитарно-бытовой корпус зоны контролируемого доступа;
- хранилище свежего топлива;
- хранилище отработавшего ядерного топлива;
- очистные сооружения бытовых сточных вод зоны контролируемого доступа.

Объединение объектов контролируемого доступа в одной зоне обеспечивает зонирование территории и контроль доступа персонала в эту зону.

Здания и сооружения зоны свободного доступа размещаются в юго-восточной части промплощадки, со стороны здания турбины.

К ним относятся:

- инженерно-бытовой корпус (00USV);
- здание обессоливающей установки (00UGD).

Отличия в компоновке и расположении основного оборудования проектов РУ В-509 и РУ В-392М

1. *Отличия в конструкции реакторного здания (UJA).*

а) В проекте В-509 увеличены геометрические толщины строительных конструкций внешних ограждающих конструкций зданий, содержащих ядерные материалы (обеспечивающих защиту от падения самолета, ударной волны и т.д.), а также увеличена их прочность за счет применения бетонов более высоких марок.

В связи с учетом в проекте АЭС «Аккую» запроектного события (падения тяжелого коммерческого самолета типа «Boeing 747–440») увеличена толщина купольной части внешней ЗО и участков цилиндра, защищенных от падения самолета:

- с отметки (рис. 2.66) 0,000 до низа перекрытия на отметке +16,200 наружная оболочка имеет толщину 500 мм;

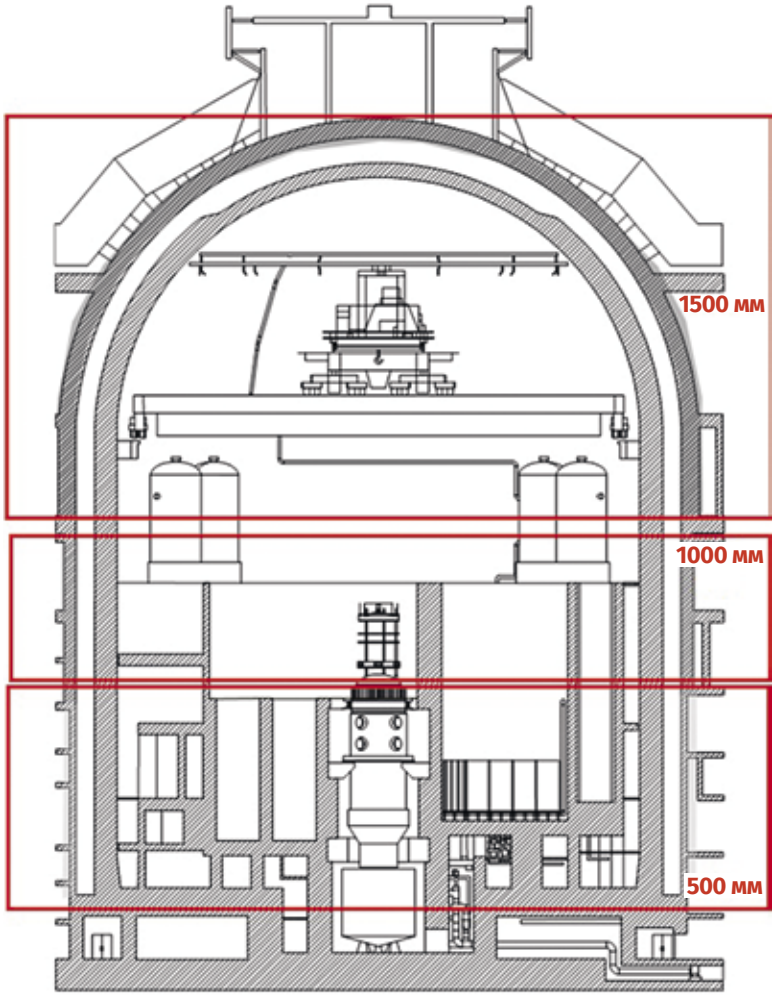


Рис. 2.66. Реакторное здание проекта В-509 АЭС «Аккую»

- с отметки +16,200 до низа кровельного перекрытия на отметке +31,950 толщина оболочки 1000 мм;
- выше отметки +31,950 наружная защитная оболочка имеет толщину 1500 мм.

Толщина наружной оболочки в проекте РУ В-392М — 500 мм. Внутренняя защитная оболочка проекта АЭС «Аккую» по сравнению с проектом РУ В-392М отличий в размерах и конструкции не имеет.

б) В проекте В-392М вход персонала в ГО осуществляется на кольцевую площадку обслуживания с отметки +8,140 м через основной шлюз. Для ава-

рийного выхода/входа персонала из герметичной оболочки предусмотрен резервный шлюз, также размещенный на отметке +8,140 м.

В проекте В-509 (рис. 2.67) вход персонала в ГО осуществляется на кольцевую площадку обслуживания (отметка 26,300 м) через два шлюза (основной и аварийный).

в) В проекте В-509 (АЭС «Аккую») изменился состав оборудования СБ и его расположение в здании UKA/UKC по сравнению с проектом В-392М (референтная АЭС). Изменена планировка и расположение помещений в здании UKC.

г) В проекте В-509 выброс вытяжного воздуха из помещений ЗКД реакторного здания и вспомогательного реакторного здания осуществляется через общую вентиляционную трубу, расположенную на вспомогательном реакторном здании — UKC.

Высота трубы 99,5 м от уровня планировки с внутренним диаметром 2,8 м.

В проекте В-392М вентиляционная труба имеет аналогичные размеры, но расположена на здании обстройки РО — UKA.

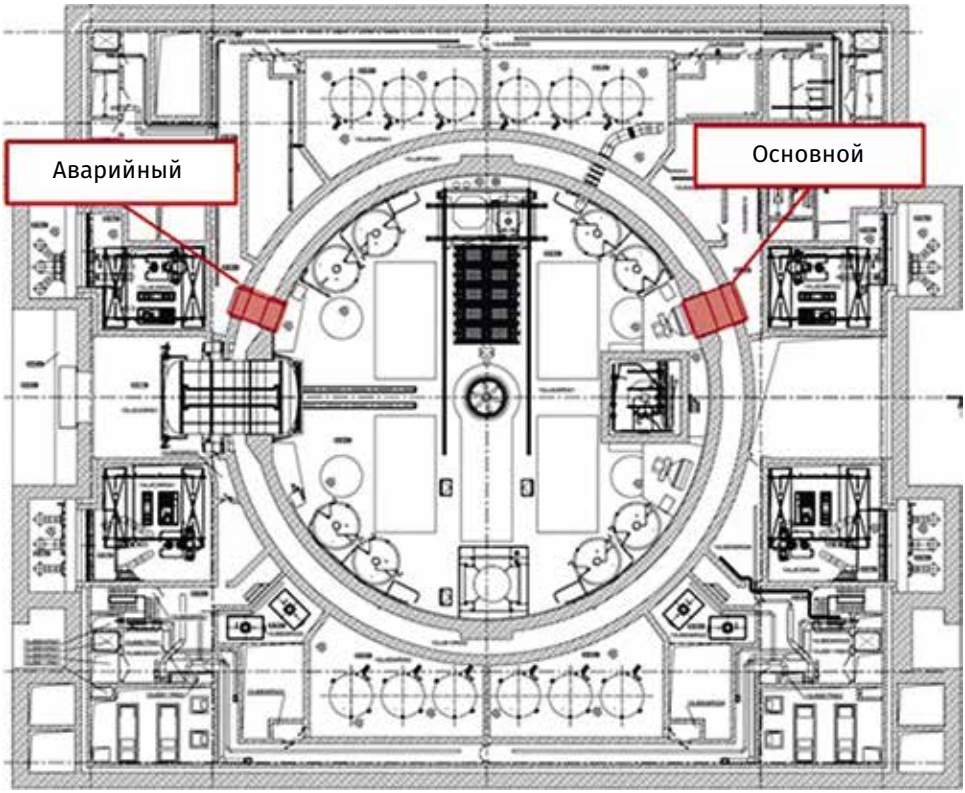


Рис. 2.67. Расположение шлюзов доступа персонала в реакторное здание проекта В-509 АЭС «Аккую»

2. *Компоновка и расположение основного оборудования*.

В проекте В-509 (рис. 2.68) компоновка реакторного отделения изменена, чтобы при неизменном внутреннем диаметре герметичной оболочки разместить улучшенные ПГВ-1000МКО, длина которых больше чем ПГВ-1000МКП проекта В-392М.

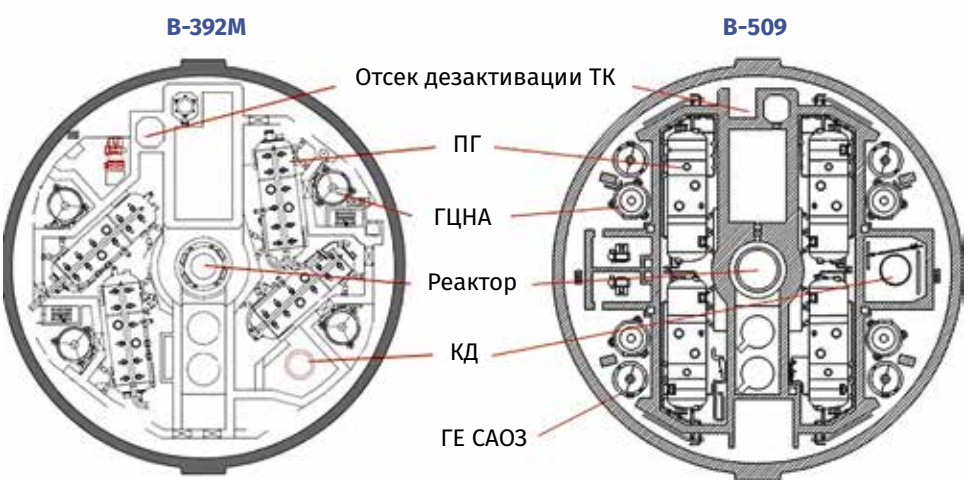


Рис. 2.68. Компоновка оборудования 1 контура проекта В-509 АЭС «Аккую» и проекта В-392М (НВАЭС-2)

В проекте В-509 изменились высотные отметки размещения гидроемкостей САОЗ первой ступени (ГЕ-1). В проекте В-509 — отметка +14,5 м здания реактора, в проекте В-392М — отметка +26,3 м (рис. 2.69).

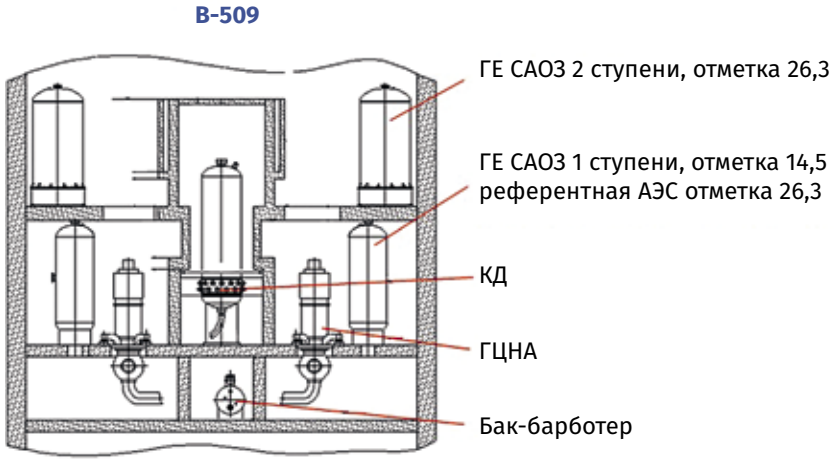


Рис. 2.69. Расположение гидроемкостей САОЗ первой ступени в проекте В-509 АЭС «Аккую»

Для обеспечения автономности 72 часа при запроектной аварии в проект включены гидроемкости третьей ступени общим объемом 720 м^3 (см. рис. 2.59), обеспечивающие подпитку и охлаждение активной зоны при авариях с течами первого контура по исчерпании запаса гидроемкостей второй ступени по истечении 24 часов с начала аварии. Гидроемкости третьей ступени являются средством управления запроектной аварией. Подключение гидроемкостей третьей ступени осуществляется оператором после окончания работы гидроемкостей второй ступени.

Гидроемкости третьей ступени устанавливаются в здании UKA (пристройка реакторного здания) на отметке +24,000 м (рис. 2.70).

Бассейн выдержки проекта В-509 имеет ряд конструктивных особенностей по сравнению с проектом В-392М (рис. 2.71).

В БВ проекта В-509 размещены 10 стеллажей для ТВС, секция стеллажей состоит из 61 ячейки для размещения ТВС и двух ячеек для размещения гермопеналов. В проекте В-392М — 12 стеллажей по 61 ячейке.

В бассейне выдержки также размещены два пенала системы обнаружения дефектных сборок (СОДС) и имеются два гнезда под пробки пеналов. При необходимости в гермопеналы могут устанавливаться неповрежденные ОТВС. В ячейки стеллажей для ОТВС могут устанавливаться каркасы для ПС СУЗ.

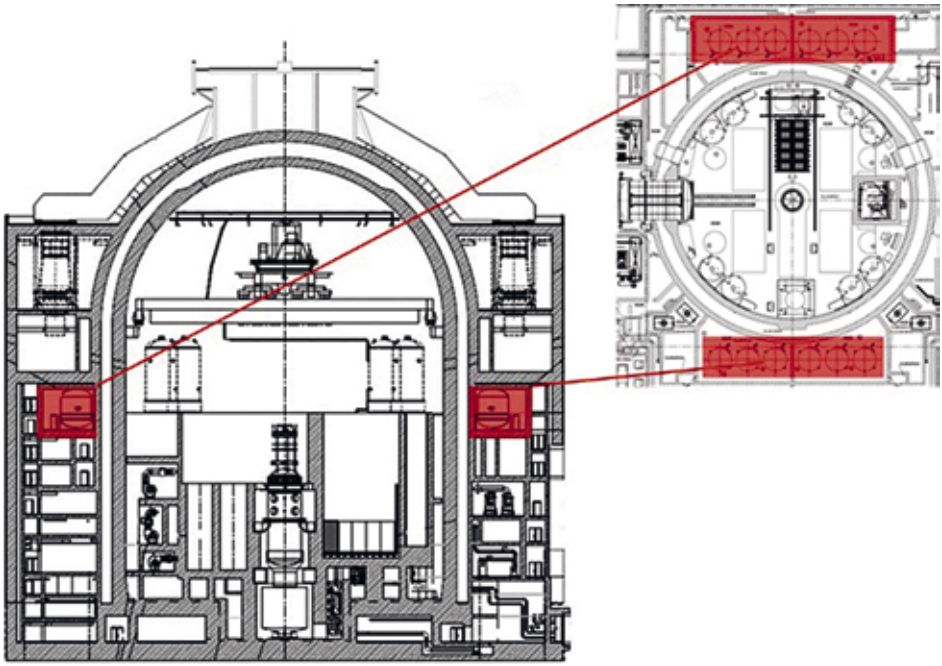


Рис. 2.70. Размещение ГЕ-3 САОЗ Проект В-509 (АЭС «Аккую»)

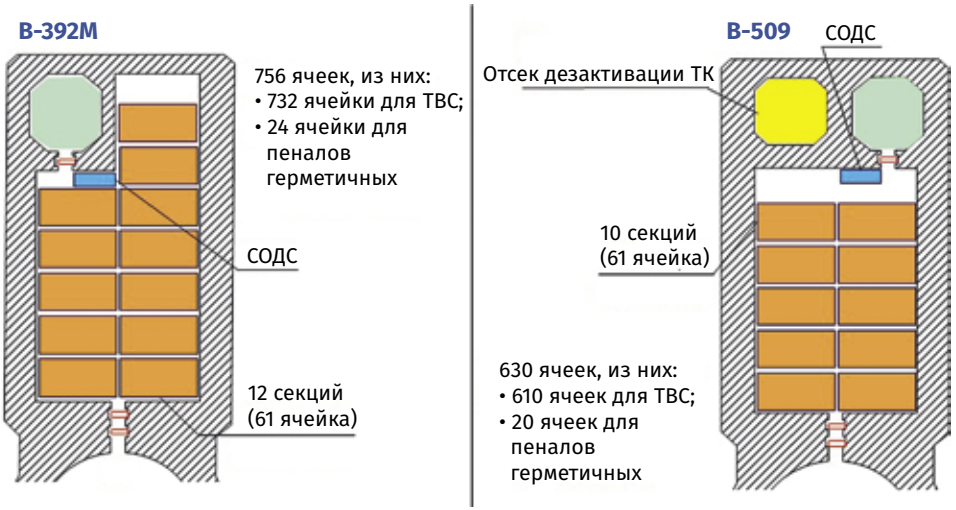


Рис. 2.71. Компоновка бассейна выдержки проекта В-509 АЭС «Аккую» и проекта В-392М (НВАЭС-2)

2.5. Проект ВВЭР-ТОИ

ВВЭР-ТОИ — это эволюционный проект, выполненный в современной информационной среде. В его основе лежат решения проекта «АЭС-2006» (проект В-392М, В-509), усовершенствованного по отдельным технико-экономическим параметрам (табл. 2.12).

Таблица 2.12. Технико-экономические параметры ВВЭР-ТОИ

Срок службы: энергоблок, реакторная установка, лет	60
Мощность энергоблока, МВт: – электрическая (брутто, гарантийный режим) – тепловая	 1255 3312
КПД брутто энергоблока для среднегодовых условий, %	37,9
Возможный диапазон изменения мощности (маневренный режим), %	100–50–100
Проектное землетрясение, баллы по шкале MSK-64	7
Максимальное расчетное землетрясение, баллы по шкале MSK-64: – базовый проект – опция (по требованию Заказчика)	 8 9 (до 0,41 g)
Падение самолета: – проектное исходное событие, т – запроектное исходное событие, т	 20 400

Окончание табл. 2.12

Удельная площадь занимаемых земель, м²/МВт	200
Продолжительность строительства, мес.	48/40

На текущий момент АЭС по проекту ВВЭР-ТОИ (проект В-510) возводится на площадке Курской АЭС-2.

ВВЭР-ТОИ расшифровывается как:

- *типовой* (применение референтных технических решений, применение унифицированного и освоенного в производстве оборудования, лицензирование неизменяемой «типовой» части проекта);
- *оптимизированный* (уменьшение стоимости и сроков сооружения, увеличение удельных показателей, повышение безопасности энергоблока, снижение эксплуатационных затрат);
- *информатизированный* (применение современных информационных технологий проектирования и конструирования, создание единого информационного пространства для всех участников проекта, обеспечение полной передачи данных без потерь и повторного ввода на всех стадиях жизненного цикла АЭС).

Системы безопасности проекта ВВЭР-ТОИ

Концепция обеспечения безопасности основана на применении систем безопасности, использующих разные принципы работы: активные и пассивные.

При этом все функции безопасности обеспечиваются независимой работой активных и пассивных систем безопасности (табл. 2.13).

Системы безопасности построены по двухканальному принципу с внутренним резервированием активных элементов (аналогично проектам В-392М, В-509).

Таблица 2.13. Системы безопасности проекта ВВЭР-ТОИ

Наименование системы	Конфигурация
САОЗ высокого давления	—
САОЗ низкого давления	—
САОЗ высокого-низкого давления (совмещенная двухканальная система высокого и низкого давления с внутренним резервированием)	2×100% (с внутренним резервированием)
Система аварийного ввода бора	2×100% (с внутренним резервированием)
Гидроемкости первой ступени	4×33%
Гидроемкости второй ступени	4×33%

Окончание табл. 2.13

Наименование системы	Конфигурация
Гидроемкости третьей ступени	4×33%
Система аварийной питательной воды	—
Система аварийного расхолаживания ПГ	2×100%
Система пассивного отвода тепла	4×33% (воздушное охлаждение)
Спринклерная система	2×100%
Герметичная оболочка	Двойная
Пассивная система удаления водорода (рекомбинаторы водорода)	+
Система удержания и охлаждения расплава активной зоны (ловушка расплава)	+

Система аварийного ввода бора

Система аварийного ввода бора предназначена для выполнения следующих функций:

- обеспечение подкритичности активной зоны в условиях отказа СУЗ реактора;
- осуществление впрыска борного раствора в компенсатор давления в режиме течи из первого контура во второй для снижения давления.

Активная часть САОЗ

Активная часть САОЗ предназначена для поддержания безопасного уровня теплоносителя в активной зоне реакторной установки и бассейне выдержки и отвода остаточных тепловыделений в режимах с течами теплоносителя из первого контура.

Пассивная часть САОЗ

Система пассивного залива активной зоны является пассивной частью системы аварийного охлаждения активной зоны САОЗ, в своем составе имеет гидроемкости первой, второй и третьей ступени.

ГЕ-1 необходимы для аварийного залива активной зоны реактора раствором борной кислоты при давлении в первом контуре менее 5,9 МПа.

ГЕ-2 предназначена для поддержания запаса теплоносителя в первом контуре, необходимого для надежного отвода тепла от активной зоны реактора при падении давления в первом контуре ниже 1,5 МПа.

ГЕ-3 предназначена для поддержания уровня теплоносителя в активной зоне реактора при запроектных авариях с течами первого контура и отказом активных систем безопасности после исчерпания запаса борного раствора в ГЕ-2.

Система аварийного расхолаживания ПГ

Предназначена для отвода остаточных тепловыделений активной зоны реактора и расхолаживания реакторной установки в аварийных ситуациях путем конденсации пара из парогенераторов в теплообменнике, охлаждаемом водой промконтура, и возврата конденсата в ПГ.

Система пассивного отвода тепла

СПОТ предназначена для длительного отвода остаточных тепловыделений реактора, в том числе и в условиях отсутствия всех источников электроснабжения, включая аварийные, как при плотном первом контуре, так и при течах.

Спринклерная система

Спринклерная система (JMN) предназначена для выполнения следующих функций:

- отвод остаточного тепла от топлива в бассейне выдержки во всех режимах работы блока;
- снижение давления и температуры в объеме ЗЛА при прохождении проектных аварийных режимов;
- введение реагентов для связывания радиоактивного йода в объем гермооболочки при авариях с течью первого контура.

Устройство локализации расплава

Конструкция УЛР в проекте ВВЭР-ТОИ аналогична конструкции УЛР проекта НВАЭС-2 (см. рис. 2.29).

Архитектурно-строительные решения в проекте ВВЭР-ТОИ

Компоновка зданий на площадке АЭС (рис. 2.72) и основного оборудования в герметичной оболочке имеет схожую структуру с проектом В-392М Нововоронежской АЭС-2 и В-509 АЭС «Аккую» (рис. 2.73).

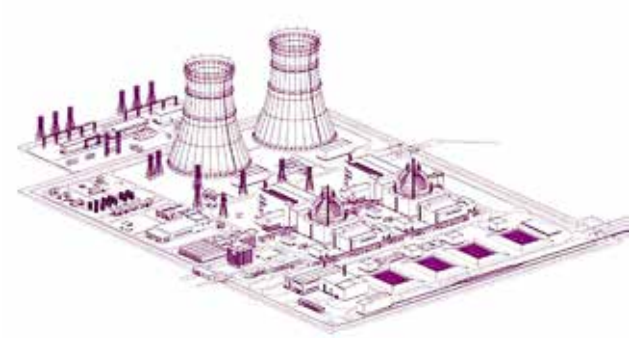


Рис. 2.72. Компоновка зданий на площадке проекта ВВЭР-ТОИ

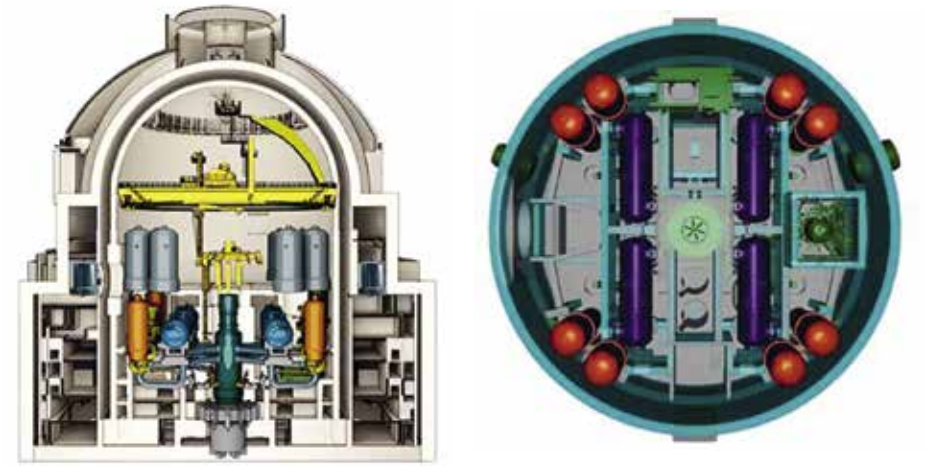


Рис. 2.73. Расположение оборудования в гермооболочке проекта ВВЭР-ТОИ

2.6. Проект В-551С. Кольская АЭС-2

Проект реакторной установки со спектральным регулированием (ВВЭР-С) — дальнейшая эволюция технологии ВВЭР, следующая за проектами АЭС-2006 в рамках концепции Поколения III+, представляет собой проект энергоблока средней мощности с улучшенными характеристиками (табл. 2.14).

Проект ВВЭР-С нацелен на решение следующих задач:

- снижение расхода природного урана в открытом ядерном топливном цикле;
- обеспечение эффективной работы реактора с полной загрузкой уран-плутониевым топливом и коэффициентом воспроизводства до ~0,7–0,8 в замкнутом ядерном топливном цикле;
- обеспечение работы реактора в режиме суточного регулирования мощности в диапазоне 100–40–100%;
- использование технологии РУ ВВЭР средней мощности с возможностью регулирования спектра нейтронов, сокращение количества ЖРО за счет отказа от борного регулирования на мощности и сокращение выбросов трития;
- выбор корпуса ВВЭР-1000 (низкая энергонапряженность активной зоны);
- применение в конструкции реактора концепции внутрикорпусного удержания расплава с водо-водяным режимом отвода тепла от корпуса реактора;
- преемственность технических и конструкторских решений — использование технологий, отработанных для энергоблоков большой

мощности. Конструкторские решения для основного оборудования первого контура [парогенератор, ГЦНА, компенсатор давления, а также оборудование систем безопасности (емкости пассивной части САОЗ, насосы, теплообменники и т.д.)] должны иметь максимальную референтность;
- РУ должна быть выполнена в двухпетлевом исполнении ГЦК.

На момент написания книги ведется разработка концептуального проекта двухблочной АЭС с РУ средней мощности ВВЭР-С (на базе эскизного проекта В-551С) для района Кольской АЭС. В рамках проекта Кольская АЭС-2 с энергоблоками ВВЭР-С предусматривается разработка двух энергетических блоков, каждый мощностью 600 МВт, в состав каждого входят реакторная установка типа В-551С и быстроходная одновальная теплофикационная турбина.

Таблица 2.14. Технико-экономические параметры энергоблока ВВЭР-С (на примере эскизного проекта В-551С)

Наименование характеристики	Значение
Назначенный срок службы корпуса реактора, крышки, ВКУ, деталей уплотнения главного разъема, лет	80
Назначенный срок службы парогенератора, лет	60
Расчетный срок службы турбины, лет	60
Номинальная тепловая мощность реактора, МВт	1600
Количество циркуляционных петель РУ, шт.	2
Количество парогенераторов, шт.	2
Параметры первого контура:	
– давление расчетное избыточное, МПа;	17,64
– давление теплоносителя на выходе из активной зоны, МПа, абсолютное;	16,2
– температура теплоносителя на входе в реактор, °С;	298
– температура теплоносителя на выходе из реактора, °С	328
Основные параметры второго контура:	
– расчетное давление ПГ по второму контуру, МПа;	9,0
– расчетная температура второго контура, °С;	305

Окончание табл. 2.14

Наименование характеристики	Значение
– давление (абсолютное) генерируемого пара при номинальной нагрузке на выходе из коллектора пара парогенератора, МПа;	7,0±0,1
– номинальная паропроизводительность, т/ч;	1600
– влажность генерируемого пара на выходе из парогенератора, %, не более	0,2
Максимальная расчетная глубина выгорания топлива в ТВС для режима стационарных перегрузок, МВт×сут/кг	до 70
Количество ТВС в активной зоне, шт.	163
Тип защитной оболочки	Двойная железобетонная. Внутренняя – преднапряженная с герметизирующей облицовкой. Внешняя – непреднапряженная
Внутренний диаметр защитной оболочки, м	45
Конструктивная схема турбины	ЦВД+2ЦНД

Водо-водяной энергетический реактор со спектральным регулированием В-551С конструктивно основан на эволюционных проектных решениях реакторов ВВЭР поколения III+ и представляет собой вертикальный сосуд высокого давления (корпус реактора с крышкой), внутри которого размещаются ВКУ (шахта внутрикорпусная, выгородка, БЗТ), активная зона, органы регулирования и датчики СВРД. Реактор гетерогенный, на тепловых нейтронах, с реализацией технологии спектрального регулирования. В качестве ядерного топлива используется двуокись урана. Теплоносителем и замедлителем в реакторе является химически обессоленная вода с борной кислотой.

Спектральное регулирование изменения реактивности активной зоны В-551С в процессе выгорания топлива проводится при помощи изменения водо-топливного соотношения в ТВС за счет использования подвижных вытеснителей воды (ВС СУЗ). В специально спроектированных ТВС предусмотрены направляющие каналы, в которых размещаются вытеснители, перемещение которых осуществляется посредством приводов СУЗ.

Диапазон изменения водо-топливного отношения в ТВС при опущенных и извлеченных вытеснителях меняется, приблизительно от 1,5 до 2,0.

Благодаря вытеснителям, погруженным в активную зону, объем замедлителя в начале компании меньше, поэтому спектр нейтронов в активной зоне более жесткий. Это приводит к снижению сечения деления нечетных делящихся изотопов и увеличению сечения резонансного захвата ^{238}U. Оба эффекта приводят к снижению размножающих свойств активной зоны и росту накопления ^{239}Pu, что экономит делящийся материал в загрузке топлива. Дополнительный эффект ужесточения спектра нейтронов — увеличение доли делений на ^{238}U. При извлечении вытеснителей спектр из жесткой области смещается в тепловую, что приводит к росту реактивности. Спектральное регулирование в процессе выгорания топлива реализует два эффекта: 1) снижает величину необходимого запаса реактивности на выгорание топлива, за счет большего накопления ^{239}Pu; 2) компенсирует необходимый запас реактивности на выгорание топлива.

Спектральное регулирование как способ управления реактивностью полностью заменяет использование борной кислоты при работе РУ на мощности.

Управление реактивностью производится путем использования трех независимых систем, обеспечивающих:

- механическое перемещение ПС СУЗ в активной зоне;
- изменение концентрации борной кислоты в теплоносителе;
- использование выгорающих поглотителей в твэгах;
- спектральное регулирование.

Преимуществом спектрального регулирования как способа управления реактивностью является снижение необходимого запаса реактивности на выгорание, т.е. уменьшение обогащения загружаемого топлива и снижение ЖРО при работе топливной загрузки. Недостаток — локальное возмущение поля энерговыделения в активной зоне в момент перемещения вытеснителей

Основное оборудование первого контура проекта ВВЭР-С (В-551С)

Первый контур содержит радиоактивный теплоноситель и состоит из главного циркуляционного контура и системы компенсации давления.

Главный циркуляционный контур осуществляет отвод тепла от активной зоны реактора путем циркуляции теплоносителя по замкнутому контуру, а также осуществляет передачу тепла второму контуру.

В состав главного циркуляционного контура входит реактор, две циркуляционные петли, каждая из которых включает парогенератор (коллекторы первого контура, внутреннее пространство теплообменных трубок), ГЦНА, ГЦТ (рис. 2.74).

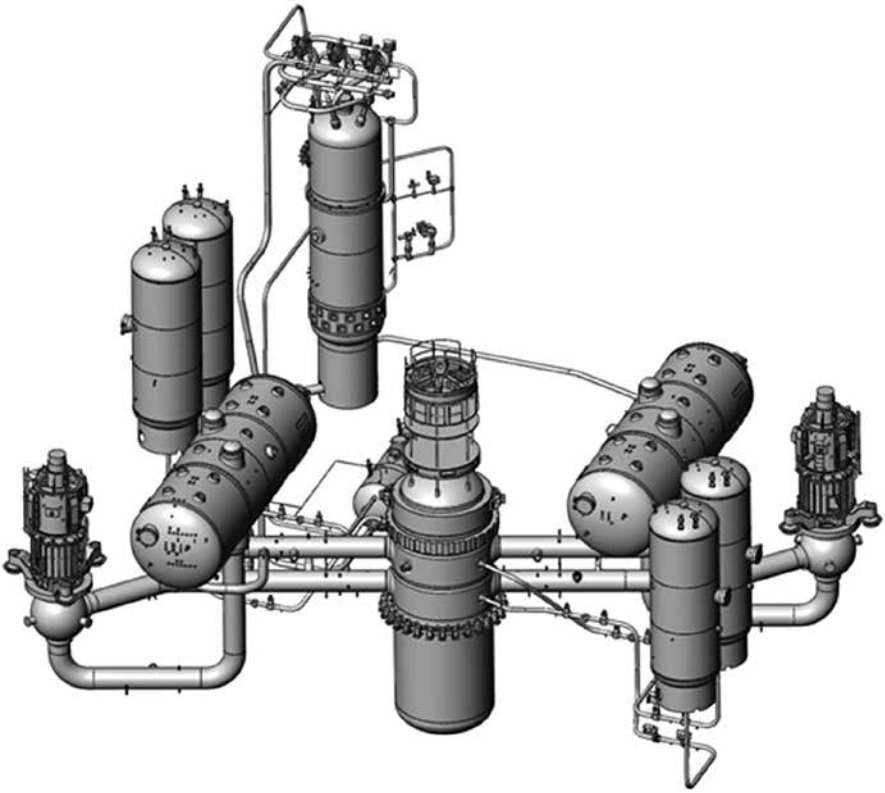


Рис. 2.74. Общий вид оборудования первого контура РУ В-551С

Первый контур имеет связи с системами безопасности, а также с системами нормальной эксплуатации, обеспечивающими обслуживание и надежную, безопасную эксплуатацию реакторной установки.

Второй контур нерадиоактивный. Он состоит из паропроизводительной части парогенераторов, паропроводов свежего пара, одного турбоагрегата, включающего в себя турбоустановку и турбогенератор, конденсатные насосы, систему регенеративных подогревателей низкого давления, систему основного конденсата, деаэратор, систему питательной воды, включая питательные насосы и систему регенеративных подогревателей высокого давления.

Реактор установлен в цилиндрической бетонной шахте, имеющей биологическую защиту в районе активной зоны реактора. Для закрепления реактора используются ферма опорная, ферма упорная и блок электроразводок.

ПГ, ГЦНА и КД располагаются в изолированных боксах для обеспечения радиационной защиты и исключения повреждений оборудования при внутренних воздействиях (рис. 2.75).

Компоновка оборудования РУ обеспечивает естественную циркуляцию в первом контуре при авариях с потерей электроснабжения собственных нужд энергоблока.

В верхней части бетонной шахты выполнены транспортные проемы для перегрузки под водой топлива и транспортировки ВКУ реактора.

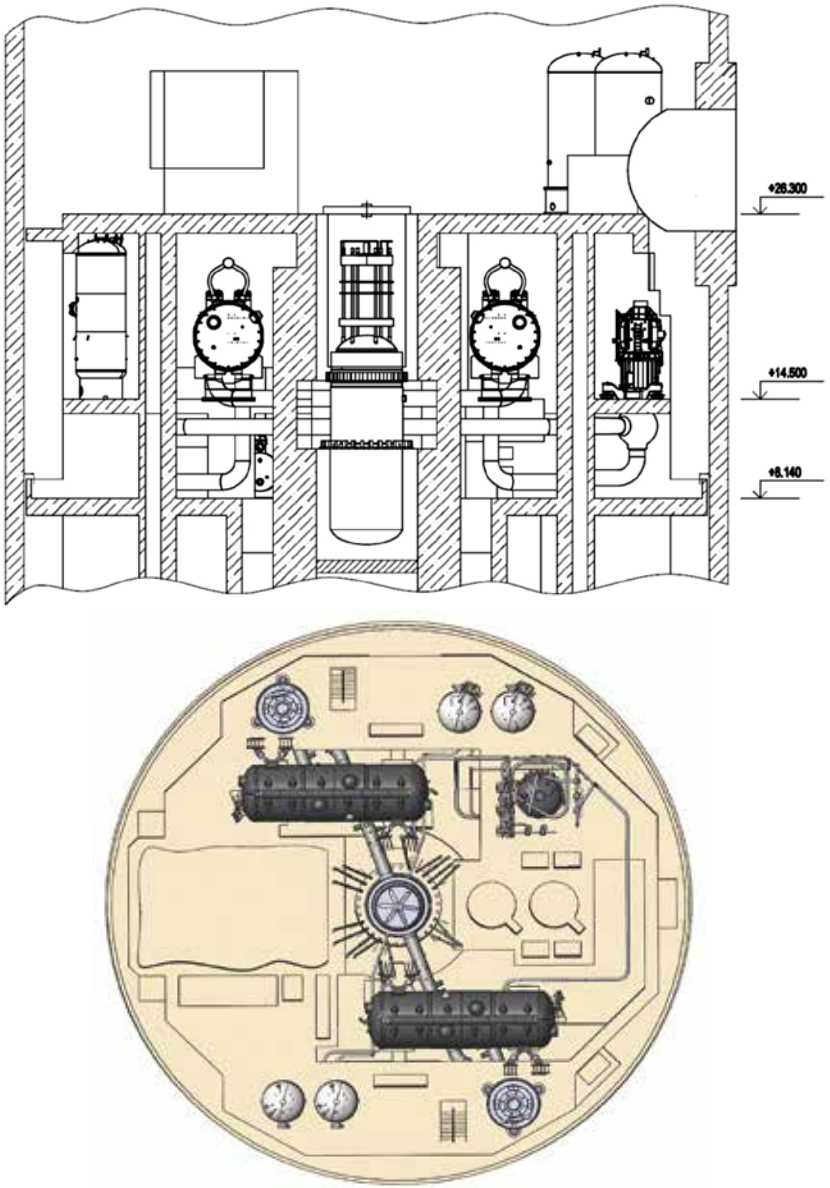


Рис. 2.75. Компоновка элементов РУ В-551С в герметичной оболочке

Основные особенности компоновки реакторной установки В-551С (рис. 2.75):

- циркуляционные петли вписаны в окружность диаметром 40,3 м;
- ГЦНА максимально смещены к периферии ГО с целью более свободного размещения оборудования в центральной части реакторного здания;
- двухсекционный БВ объемом 2217 м^3 (с учетом контейнерного отсека), что позволяет обеспечить размещение 730 ТВС;
- для шахт ревизии ВКУ и верхнего блока применена референтная конструкция (проект АЭС-2006) блока;
- на отметке +8.100 организован аварийный бассейн и приямки для сбора аварийной борированной воды и перенаправления ее в подреакторное пространство (система удержания расплава и охлаждения корпуса реактора — СУРОК).

Реактор проекта В-551С

Реактор проекта В-551С — реактор водо-водяной под давлением, корпусной, гетерогенный, на тепловых нейтронах, с реализацией технологии спектрального регулирования.

Спектральное регулирование изменения реактивности активной зоны в процессе выгорания топлива проводится при помощи изменения водо-топливного соотношения в ТВС за счет использования подвижных вытеснителей воды. Спектральное регулирование как способ управления реактивностью полностью заменяет использование борной кислоты при работе РУ на мощности.

В состав реактора (рис. 2.76) входят:

- корпус реактора;
- кольцо опорное;
- кольцо упорное;
- детали уплотнения главного разъема;
- шахта внутрикорпусная;
- выгородка;
- БЗТ;
- блок верхний;
- приводы СУЗ;
- зона активная;
- СВРД;
- образцы-свидетели (облучаемые ОС расположены на стенке корпуса реактора, температурные ОС — на верхней плите БЗТ).

За основу применяется конструкция реактора ВВЭР-1200. Базовые размеры оборудования реактора принимаются на основании проекта РУ

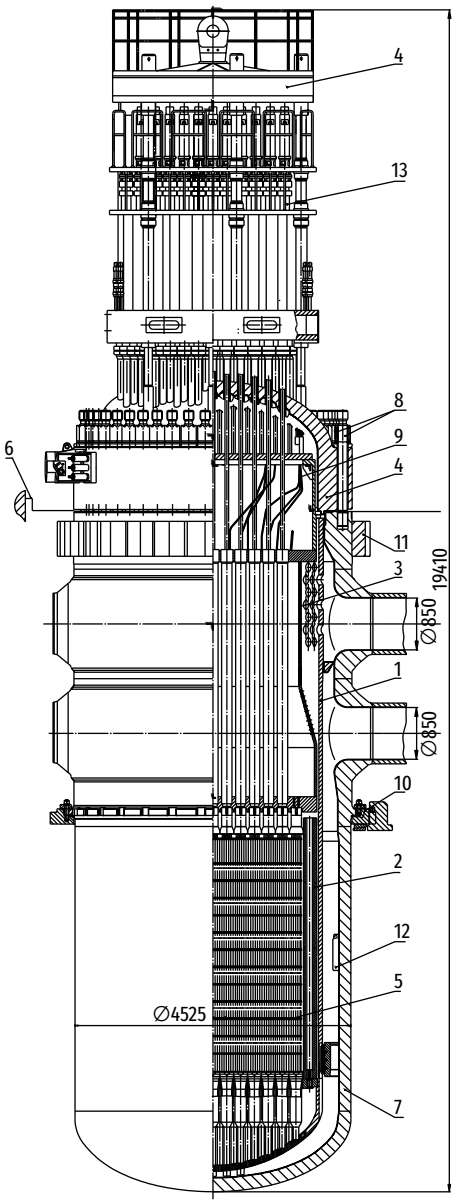


Рис. 2.76. Реактор проекта В-551С.
1 – ШВК; 2 – выгородка; 3 – БЗТ; 4 – БВ; 5 – зона активная; 6 – устройство контроля протечек главного разъема; 7 – корпус реактора; 8 – детали уплотнения ГРР; 9 – СВРД; 10 – кольцо опорное; 11 – кольцо упорное; 12 – ОС; 13 – привод СУЗ

с ВВЭР-1200, с применением конструкторских решений проекта ВВЭР ТОИ.

Теплоноситель принудительно с помощью главных циркуляционных насосных агрегатов подается в реактор через два входных патрубка Ду 850, опускается по кольцевому зазору между корпусом реактора и шахтой внутрикорпусной и снизу через перфорированное эллиптическое днище шахты внутрикорпусной и отверстия в опорных трубах поступает в ТВС.

За счет тепла, выделяемого в результате реакции деления ядерного топлива, теплоноситель нагревается в активной зоне до рабочей температуры и выходит через головки ТВС и перфорированную нижнюю плиту БЗТ в межтрубное пространство БЗТ.

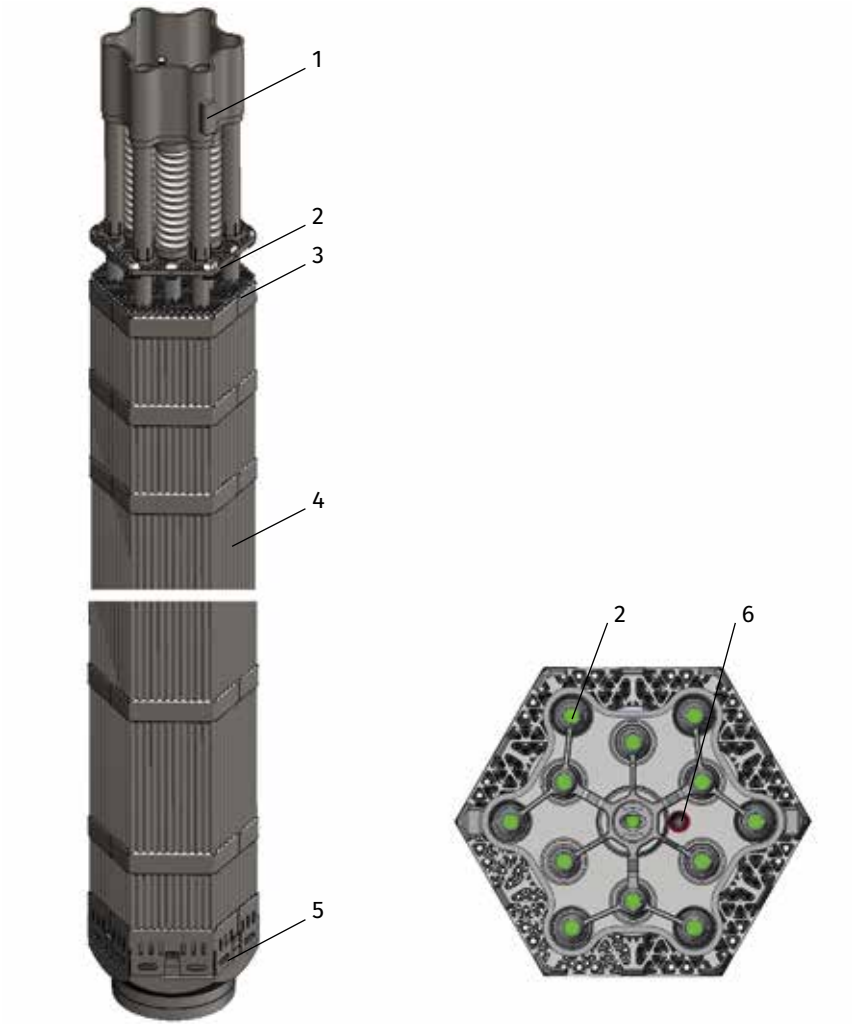
Далее, через перфорацию в обечайках БЗТ и шахты внутрикорпусной теплоноситель выходит из реактора через два выходных патрубка Ду 850.

Активная зона и ТВС проекта В-551С

Активная зона реактора состоит из 163 ТВС, различающихся по обогащению топлива. Каждая ТВС снабжена направляющими каналами. В объеме активной зоны размещаются 78 ВС СУЗ (вытесняющие стрежни системы управления и защиты) и 43 ПС СУЗ (поглощающие стержни системы управления и защиты).

ТВС состоит из следующих составных частей: подпружиненной головки, пучка твэлов и твэгов, установленных в каркас, хвостовика со сферической опорной поверхностью (рис. 2.77).

Пучок твэлов и твэгов собирается из 305 твэлов и твэгов. Каркас ТВС собран из 13 направляющих каналов, приваренных к ним 17 дистанционирующих решеток, инструментального канала под СВРД, нижней решетки. Каркас служит несущей конструкцией ТВС. Основные характеристики ТВС проекта В-551С представлены в табл. 2.15.



а) общий вид б) вид сверху

Рис. 2.77. Тепловыделяющая сборка РУ проекта В-551С.
1 – головка; 2 – направляющие каналы; 3 – дистанционирующая решетка; 4 – твэл/твэг; 5 – хвостовик; 6 – канал под СВРД

Таблица 2.15. Основные характеристики тепловыделяющей сборки

Наименование	Значение
Высота ТВС, мм	4570 ± 1
Размер ТВС «под ключ», мм, максимальный	235,1
Высота столба топлива в холодном состоянии в твэле (твэге), мм, номинальная	3730
Топливо: - топливо таблетки твэла; - топливо таблетки твэга	 UO_2 или МОХ UO_2+ Gd_2O_3
Тепловыделяющий элемент: - количество твэлов и твэгов в ТВС, шт.; - шаг между твэлами (твэгами), мм; - наружный диаметр оболочки твэла (твэга), мм, номинальный; - материал оболочки твэла (твэга)	 305 11,64 9,1 Сплав Э110
Направляющий канал: - количество, шт.; - материал	 13 Сплав Э635
Труба под СВРД: - количество, шт.; - материал	 1 Сплав Э635
Дистанционирующая решетка: - количество, шт.; - материал; - масса, кг	 17 Сплав Э110 0,9
Решетка нижняя: - количество, шт.; - материал	 1 Сталь 12Х18Н10Т, 12Х18Н9Т или 08Х18Н10Т

В качестве переходной — первой загрузки активной зоны реактора В-551С будут использованы ТВС+ с увеличенным количеством поглощающих стержней (до 22). Такая загрузка активной зоны важна для отработки технологии плавного изменения спектра нейтронов, использования «серых стержней» и возможности маневрирования мощностью реактора в диапазоне 100–50–100% без изменения концентрации борной кислоты.

Вытесняющие стрежни СУЗ и поглощающие стрежни СУЗ в проекте В-551С

Перемещение вытесняющих стрежней СУЗ (ВС СУЗ) и поглощающих стержней СУЗ (ПС СУЗ) по высоте активной зоны осуществляется приводами СУЗ.

ВС СУЗ предназначены для регулирования ядерной реакции и поддержания реактивности на заданном уровне за счет изменения водо-топливного соотношения в активной зоне, также используются для быстрого прекращения ядерной реакции в активной зоне. ВС СУЗ состоит из 13 вытесняющих элементов (ЭЛВ) и траверсы ЭЛВ, представляет собой оболочку, заполненную наполнителем и герметизированную концевыми деталями посредством сварки (рис. 2.78, а).

ПС СУЗ предназначены для быстрого прекращения ядерной реакции в активной зоне, поддержания мощности на заданном уровне и ее перевода с одного уровня на другой, выравнивания поля энерговыделения по высоте активной зоны, предупреждения и подавления ксеноновых колебаний. ПС СУЗ состоит из 13 поглощающих элементов (ПЭЛ) и траверсы. ПЭЛ представляет собой оболочку, заполненную поглощающим материалом и герметизированную концевыми деталями посредством сварки. В качестве поглощающего материала используется виброуплотненный порошок карбида бора B_4C (рис. 2.78, б).

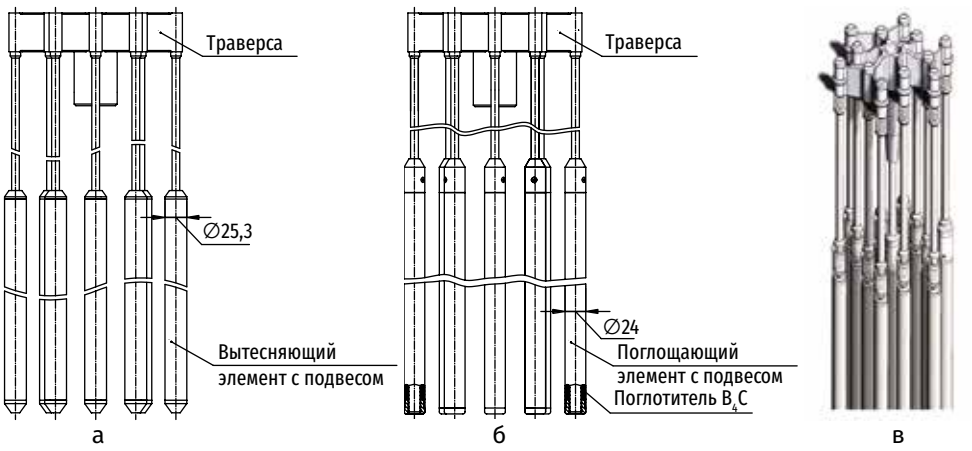


Рис. 2.78. Конструкция ВС СУЗ и ПС СУЗ.
а – вытесняющие стержни СУЗ; б – поглощающие стержни СУЗ; в – 3D-модель

Таблица 2.16. Основные характеристики ВС СУЗ и ПС СУЗ

Наименование	Значение
Количество ЭЛВ, шт.	13
Внешний диаметр ЭЛВ, мм	25,3
Масса ВС СУЗ, кг, не более	75
Количество ПЭЛ, шт.	13
Состав поглощающего материала	B_4C
Масса ПС СУЗ, кг, не более	75

Главный циркуляционный насосный агрегат в проекте В-551С

ГЦНА проекта В-551С (рис. 2.79) представляет собой вертикальный центробежный одноступенчатый насосный агрегат, конструкция которого имеет схему единого вала с тремя подшипниками и жесткой муфтой. ГЦНА представляет собой установку, состоящую из следующих составных элементов и систем (аналог ГЦНА-1753 ВВЭР ТОИ):

- гидравлической части с гидравлическим корпусом, проставкой нижней с устройствами опорными;
- части насоса выемной;
- соединительной жесткой муфты;
- проставки верхней;
- приводного двигателя, состоящего из статора, ротора, крестовин и маховика;
- вспомогательных систем, обеспечивающих работу ГЦНА (элементы систем: автономный контур, «впрыска» охлаждающей воды в автономный контур, подачи воды в блок уплотнения и на смывку бора, промежуточный контур для охлаждения и смазки подшипников ГЦНА).

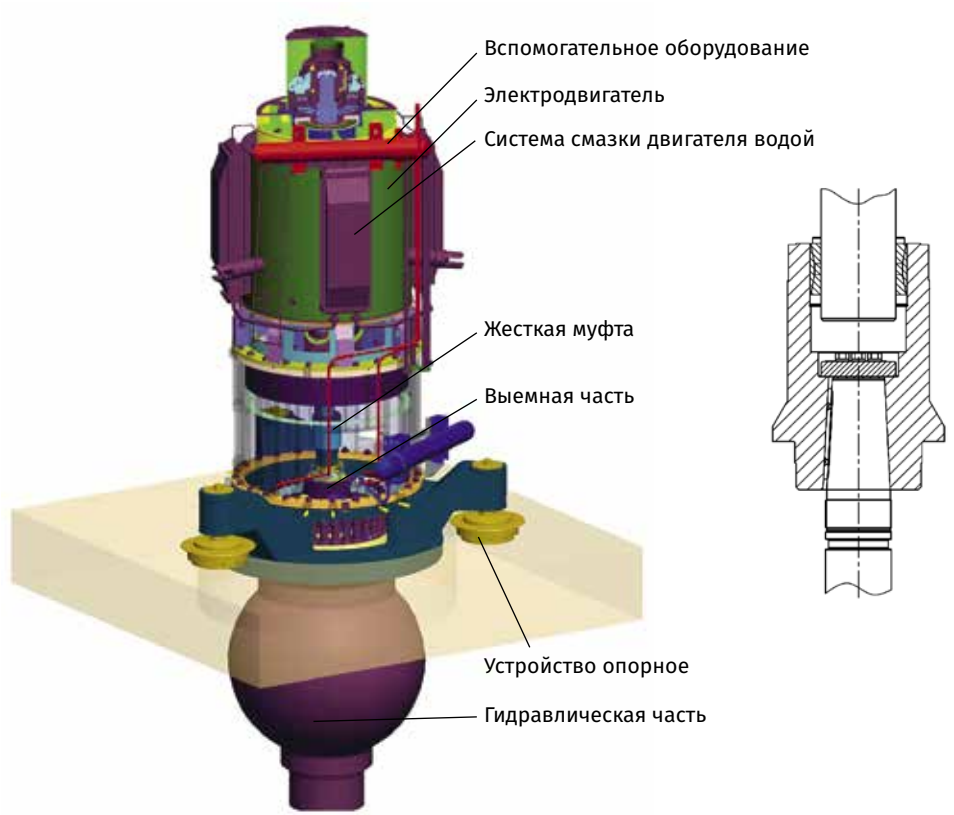


Рис. 2.79. Конструкция ГЦНА

Смазка и охлаждение электродвигателя осуществляется водой (нет маслосистемы), а стойкость уплотнений вала без охлаждения составляет 72 часа.

Основные технические характеристики ГЦНА приведены в табл. 2.17.

Таблица 2.17. Основные характеристики ГЦНА проекта В-551С

Наименование параметра	Значение
Расчетная температура, °С	350
Расчетное давление, МПа	17,64
Напряжение сети двигателя, В	10000
Частота питающей сети, Гц	$50^{+1,5}_{-2,5}$
Частота вращения (синхронная) приводного двигателя ГЦНА, об/мин	1000
Организованные протечки воды из уплотнения после основных ступеней уплотнения, $м^3$/ч, не более	1,2

Парогенератор в проекте В-551С

В проекте В-551С предполагается применить парогенератор модели ПГВ-1200МР.

ПГВ-1200МР представляет собой однокорпусный теплообменный аппарат горизонтального типа с погруженной теплообменной поверхностью, состоит из следующих основных составных частей (рис. 2.80):

- корпуса с патрубками различного назначения;
- пучка теплообменных труб с элементами крепления и дистанционирования;
- коллекторов теплоносителя первого контура;
- устройства подвода и раздачи питательной воды;

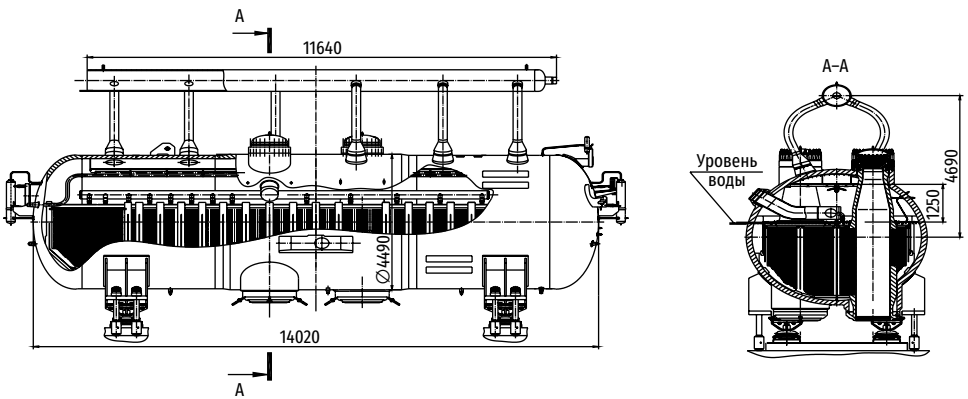


Рис. 2.80. Парогенератор ПГВ-1200МР

- устройства подвода и раздачи питательной воды в аварийных режимах;
- потолочного дырчатого листа;
- погруженного дырчатого листа;
- устройства подачи химических реагентов.

Парогенератор ПГВ-1200МР является усовершенствованным парогенератором ПГВ-1000МКП, в частности:

- увеличена площадь поверхности теплообмена до 6300 м^2 (у ПГВ-1000МКП – 6150 м^2);
- снижен номинальный уровень воды до 2,55 м (у ПГВ-1000МКП – 2,7 м);
- незначительно снижен оперативный запас воды в ПГ до 54 т (у ПГВ-1000МКП – 57 т);
- увеличено расстояние от номинального уровня вода в ПГ до паропри-емных устройств до 1,300 м (у ПГВ-1000МКП – 1150 м);
- увеличена длина корпуса ПГ до 14,0 м (у ПГВ-1000МКП – 13,8 м);
- снижена металлоемкость комплекта ПГ с опорами без рабочей среды до 405 т (у ПГВ-1000МКП – 450 т).

Основные технические характеристики ПГВ-1200МР представлены в табл. 2.18.

Таблица 2.18. Основные характеристики ПГВ-1200МР проекта В-551С

Наименование параметра	Значение
Номинальная тепловая мощность ПГ, МВт	803
Температура питательной воды, °С	225±5
Давление генерируемого пара (абс.), МПа	7,0±0,1
Максимальный расход продувки из одного ПГ, т/ч	65
Номинальная паропроизводительность, т/ч	1600
Влажность пара на выходе из ПГ, %	не более 0,2
Площадь поверхности теплообмена, м^2	6300
Количество теплообменных труб, шт.	11000
Проектная масса парогенератора, т	335
Проектная масса ПГ с коллектором пара и опорами без рабочей среды, т	405

Компенсатор давления в проекте В-551С

Конструкция компенсатора давления не отличается от конструкции проектов ВВЭР-1200, ВВЭР-ТОИ.

Трубопровод соединительный связывает нижнюю часть КД с «горячей» ниткой петли №1 ГЦТ.

Трубопровод впрыска соединяет «холодную» нитку петли №2 ГЦТ с патрубком впрыска КД и имеет четыре параллельных участка. На двух участках установлена быстродействующая запорная арматура. На других двух участках установлена арматура разогрева-расхолаживания и регулирующая арматура «тонкого впрыска».

Системы безопасности проекта В-551С (ВВЭР-С)

При создании концептуального проекта Кольской АЭС-2 рассматривались два варианта структуры СБ:

1) *Структура СБ 2×200%:*

- активные системы безопасности имеют двухканальную структуру во всех частях (защитной, локализующей, обеспечивающей). Каждый канал состоит из двух идентичных подканалов. Между подканалами внутри каждого канала допускаются связи в технологической части и использование общих для двух подканалов пассивных элементов при условии, что при этом выполняется принцип единичного отказа. Элементы подканалов одного канала могут размещаться в одном помещении. Такую структуру активных СБ в части резервирования, независимости и разделения можно охарактеризовать как 2×200%;
- пассивные элементы имеют четырехканальную структуру в отношении связей с активными СБ.

2) *Структура СБ 4×100%:*

- активные системы безопасности имеют четырехканальную структуру во всех частях (защитной, локализующей, обеспечивающей). Каналы физически разделены и независимы;
- пассивные элементы имеют четырехканальную структуру в отношении связей с активными СБ.

В табл. 2.19 приведен состав систем безопасности для вариантов исполнения 2×200% и 4×100%.

Таблица 2.19. Сравнение вариантов исполнения СБ 2×200% и 4×100%

Система	4×100%	2×200%	Примечание
Активные системы безопасности			
JNA Активная часть САОЗ	4 насоса (H = 690–440 м, Q = 120–540 м³/ч)	4 насоса (H = 690–440 м, Q = 120–540 м³/ч)	Для варианта с двумя каналами в работе 2 насоса в канале при выполнении функции безопасности (при двух ДГ САЭ)
	4 теплообменника (F = 298 м²)	4 теплообменника (F = 298 м²)	Применение 4 теплообменников позволяет осуществлять плановый ремонт ТО
JND Система аварийного ввода бора	4 бака (V = 7,5 м³)	2 бака (V = 15 м³)	
	4 насоса (H = 1960 м, Q = 14,5 м³/ч)	4 насоса (H = 1960 м, Q = 14,5 м³/ч)	Для варианта с двумя каналами в работе 2 насоса в канале при выполнении функции безопасности (при двух ДГ САЭ)
JMN Спринклерная система	4 бака (V = 7 м³)	2 бака (V = 7 м³)	4×50% для 4 каналов
	4 насоса (H = 90–75 м, Q = 68–500 м³/ч)	4 насоса (H = 90–75 м, Q = 68–500 м³/ч)	4×100% Для варианта с двумя каналами в работе 1 насос в канале при выполнении функции безопасности (при двух ДГ САЭ)
JNB10 САР ПГ	4 насоса (H = 92–72 м, Q = 20–160 м³/ч)	4 насоса (H = 92–72 м, Q = 20–160 м³/ч)	Для варианта с двумя каналами в работе 2 насоса в канале при выполнении функции безопасности (при двух ДГ САЭ)
	4 теплообменника (F = 270 м²)	4 теплообменника (F = 270 м²)	Применение 4 теплообменников позволяет осуществлять плановый ремонт ТО

Продолжение табл. 2.19

Система	4×100%	2×200%	Примечание
KAA Система промконтура	4 насоса (H = 76–65 м, Q = 400–2500 м³/ч)	4 насоса (H = 76–65 м, Q = 400–2500 м³/ч)	Для варианта с двумя каналами в работе находится 1 насос на канал при выполнении функции безопасности (при двух ДГ САЭ). Исключение 6 насосов промконтуров НЭ
	4 бака (V = 4 м³)	4 бака (V = 4 м³)	
	4 теплообменника (F = 695 м²)	4 теплообменника (F = 695 м²)	Применение 4 теплообменников позволяет осуществлять плановый ремонт ТО. Исключение 4 теплообменников промконтуров НЭ.
PE Система технического водоснабжения	4 насоса (H = 67 м, Q = 3300 м³/ч)	4 насоса (H = 67 м, Q = 3300 м³/ч)	Для варианта с двумя каналами в работе находится 1 насос на канал при выполнении функции безопасности (при двух ДГ САЭ)
	4 тоннеля от здания насосной URF	4 тоннеля от здания насосной URF	Исключение тоннелей между зданиями UKA и UKC
	4 водоочистных сетки (Q = 3300 м³/ч, ячейка 3 мм)	4 водоочистных сетки (Q = 3300 м³/ч, ячейка 3 мм)	
Пассивные системы безопасности			
JNB50 СПОТ	4 теплообменника	4 теплообменника	Не менее 2% остаточных тепловыделений
ГЕ-1	4 емкости по 50 м³	4 емкости по 50 м³	

Окончание табл. 2.19

Система	4×100%	2×200%	Примечание
ГЕ-2	4 емкости по 120 м^3	4 емкости по 120 м^3	Исключены 4 емкости (по сравнению с проектом ВВЭР-ТОИ)
ГЕ-3	Исключены из проекта	Исключены из проекта	
Система удержания кориума	СУРОК	СУРОК	В АЭС-2006, ВВЭР-ТОИ ловушка расплава

На этапе актуализации проектных решений и с целью дальнейшей оптимизации, повышения надежности и улучшения эксплуатационных характеристик РУ для В-551С был выбран проект с четырехканальной структурой систем безопасности:

- Каналы попарно объединены в две подсистемы: первый и второй канал образуют первую подсистему, третий и четвертый — вторую подсистему.
- Каждый канал выполняет 100% функций безопасности.
- Между каналами внутри каждой подсистемы допускаются связи в технологической части и использование общих для двух каналов пассивных элементов с учетом условия выполнения принципа единичного отказа.
- Четырехканальная структура позволяет осуществлять плановый ремонт одного канала (элементов, расположенных вне гермообъема) при работе блока на мощности.

Основным преимуществом четырехканальной структуры СБ является возможность вывода оборудования систем безопасности в длительный (плановый) ремонт при работе на мощности. Возможность планового ремонта каналов СБ при работе на мощности позволяет отремонтировать все каналы до начала ППР энергоблока, что сокращает длительность ППР и повышает экономическую эффективность. Расположение оборудования СБ в здании обстройки ГО в варианте 4×100% представлено на рис. 2.81.

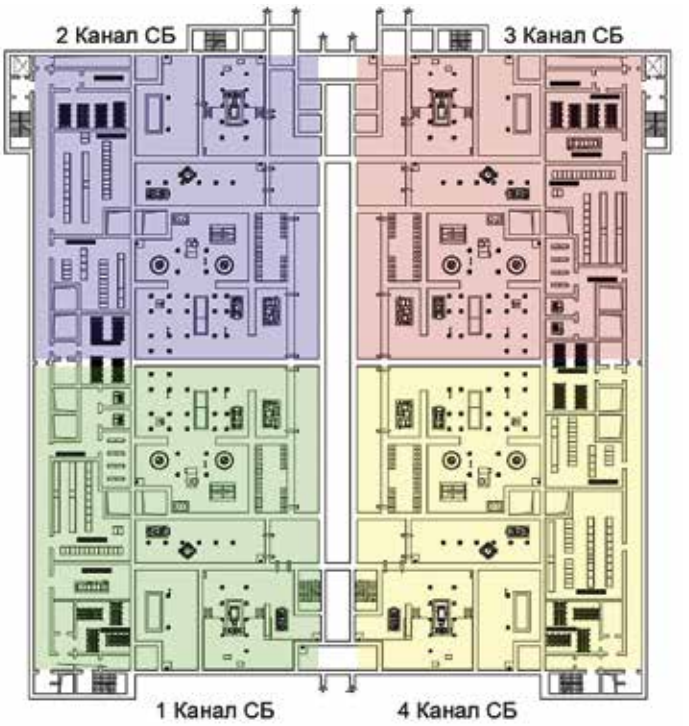


Рис. 2.81. Компоновка и расположение оборудования каналов СБ в здании обстройки энергоблока ВВЭР-С

Система внутрикорпусного удержания расплава

В проекте В-551С вместо ловушки расплава предусмотрена система внутрикорпусного удержания расплава (СВУР). Концепция применения СВУР заключается в заливе шахты корпуса реактора аварийными запасами воды, с последующим выпариванием этой воды через каналы пара в объем ГО. Организация залива шахты представлена на рис. 2.82.

СВУР состоит из двух частей:

1) системы удержания расплава и охлаждения корпуса реактора (СУРОК) за счет внешнего пассивного охлаждения наружной поверхности корпуса реактора водой. Преимущества СУРОК заключаются в низкой металлоемкости, отсутствии жертвенных материалов, экономии подреакторного пространства (не менее 6 м);

2) оборудования контура охлаждения (ОКО) наружной поверхности корпуса реактора, предназначенного для обеспечения работоспособности СУРОК при тяжелых ЗПА.

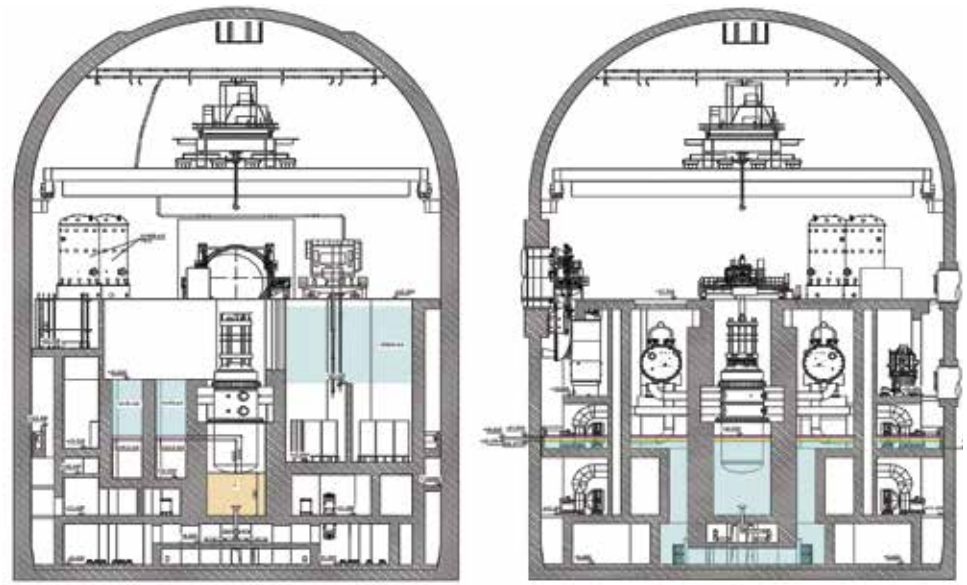


Рис. 2.82. Организация залива шахты реактора.
а – до срабатывания системы СВУР; б – после ввода в работу системы СВУР

Аварийная вода, аккумулирующаяся на «затапливаемой» отметке +19.540, по водосборным каналам, проходя через фильтрующие устройства, перетекает в водосборную камеру на отм. +6.000, откуда через систему трубопроводов затапливает шахту реактора.

На рис. 2.83 представлена принципиальная гидравлическая схема подачи воды в шахту реактора.

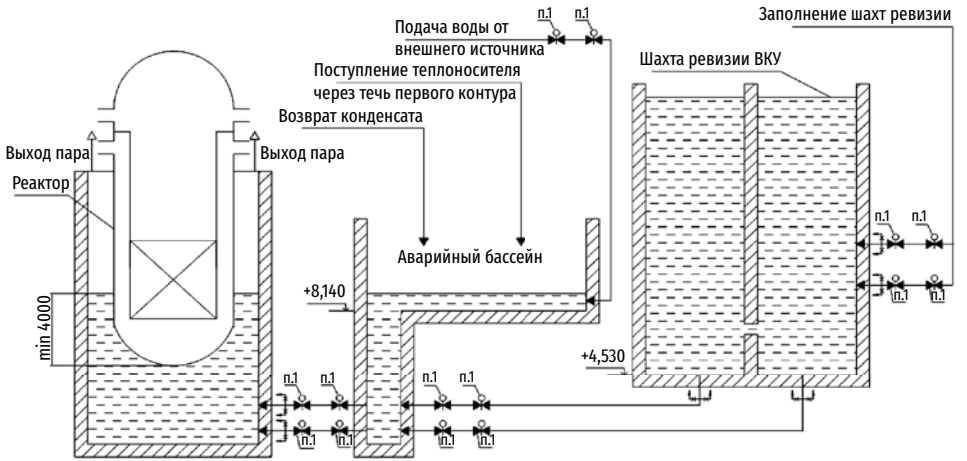


Рис. 2.83. Принципиальная гидравлическая схема подачи воды в шахту реактора

Кроме того, через ту же систему трубопроводов осуществляется забор воды насосами аварийного расхолаживания всех четырех каналов при проектных авариях.

На момент срабатывания системы СУРОК в герметичный объем здания реактора сливается 1860 м^3 воды:

- 870 м^3 – объем бассейна выдержки;
- 480 м^3 – объем ГЕ-2;
- 160 м^3 – объем ГЕ-1;
- 200 м^3 – объем 1-го контура;
- 150 м^3 – объем колодцев шахты ревизии ВКУ.

На рис. 2.84 представлена схема циркуляции воды в системе СУРОК с ее выпариванием через шахту реактора.

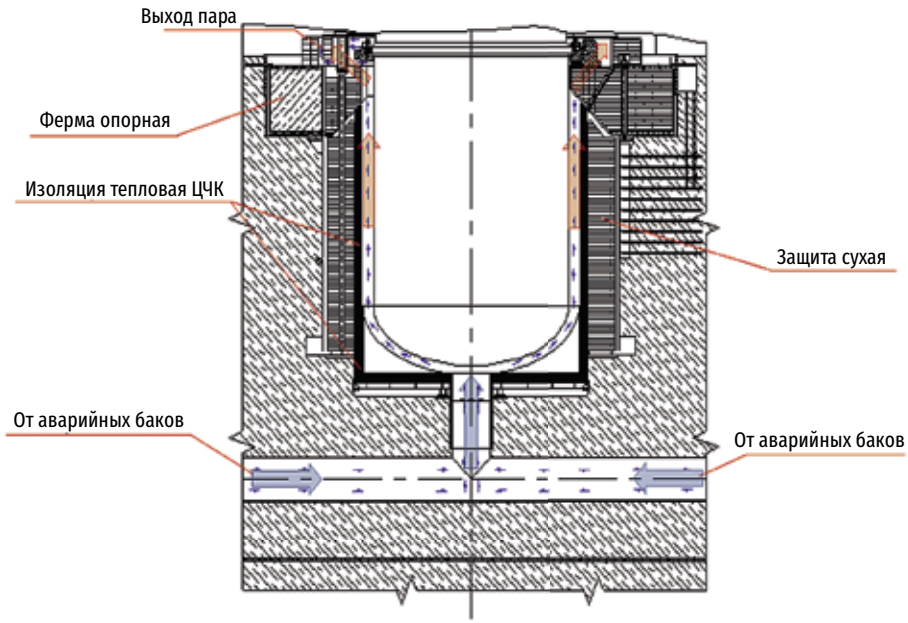


Рис. 2.84. Схема циркуляции воды в системе СУРОК с ее выпариванием через шахту реактора

Архитектурно-строительные решения проекта В-551С

Строительство Кольской АЭС-2 включено в Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2042 года.

Компоновка зданий на площадке АЭС представлена на рис. 2.85. Схема генерального плана АЭС предусматривает размещение двух энергоблоков.

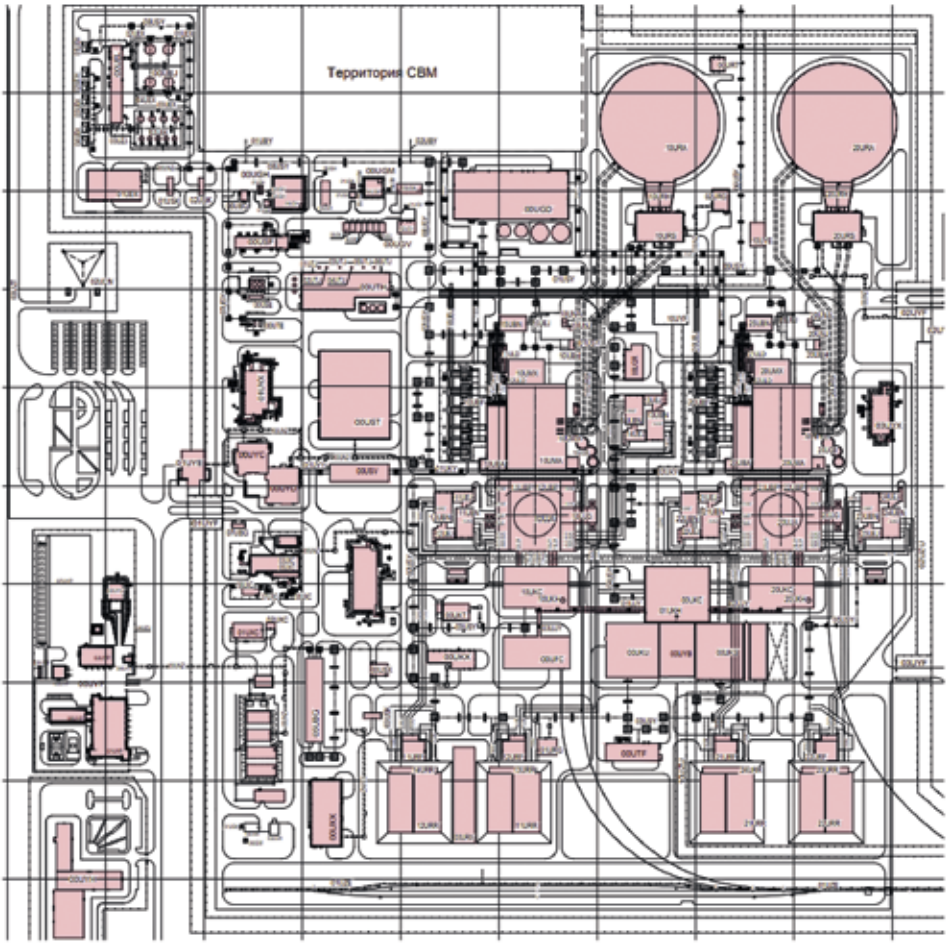


Рис. 2.85. Схема генерального плана Кольской АЭС-2

Реакторное здание разделено на следующие зоны (рис. 2.86):

- зона перемещения персонала;
- зона вентиляционных помещений;
- зона пожаротушения;
- зона электрических помещений;
- зона теплотехнических помещений;
- зона помещений оборудования РУ;
- зона вентиляционных шахт.

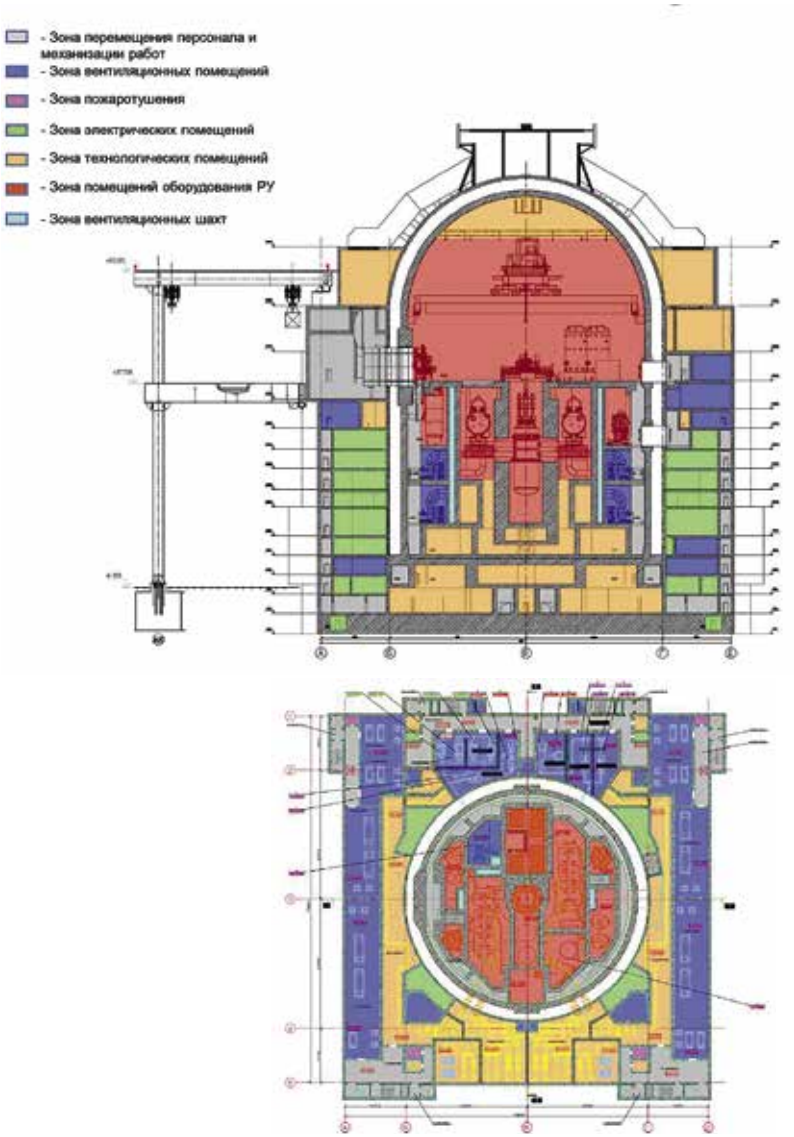


Рис. 2.86. Зонирование реакторного здания Кольской АЭС-2

Заключение к главе 2

Реакторные установки ВВЭР поколения III+ имеют эволюционный характер проектов: основные технические решения основаны на положительном опыте эксплуатации уже введенных в эксплуатацию энергоблоков поколения III и их предшественников с применением новых подходов к

конструированию систем безопасности, включающих стремление к принципу пассивности их действия.

Например, во всех проектах РУ ВВЭР поколения III+ фигурируют системы пассивного отвода тепла (от второго контура, от герметичной оболочки и т.д.), гидроемкости борной воды, спринклерные системы для снижения давления в контейнменте, герметичная оболочка (в том числе и двойная), пассивные рекомбинаторы водорода и т.д.

В отечественных проектах ВВЭР применяется устройство локализации расплава («ловушка расплава»), которое сдерживает и локализует в себе кориум и не дает ему проникнуть за пределы контейнмента.

Российские проектные институты используют во всех своих ВВЭР шестигранные тепловыделяющие сборки, парогенераторы исторически в ВВЭР горизонтального типа. Холодные и горячие патрубки корпуса реактора на ВВЭР разнесены по высоте.

Госкорпорация «Росатом» в РУ поколения III+ сделала ставку на стандартизированную реакторную установку (реактор, активная зона, компенсатор давления, ГЦНА, гидроемкости САОЗ) для проектов В-392М и В-491 (пилотные проекты поколения III+), а конфигурацию систем безопасности определила как 2-канальную (с внутренним резервированием) и 4-канальную соответственно. В проектах ВВЭР В-509, В-510 были улучшены теплотехнические характеристики основного оборудования РУ, при этом конфигурация систем безопасности применена 2-канальная (с внутренним резервированием). Таким образом, достигается баланс пассивных и активных систем безопасности.

Список литературы к главе 2

1. «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций» НП-001-15. — Москва, 2016 — 55 с.
2. Основы обеспечения безопасности АЭС: учебное пособие для студентов вузов/ В.Г. Асмолов, В.Н. Блинков, В.П. Поваров, О.Г. Черников. — М.: НИЯУ МИФИ, 2025. — 296 с. ISBN 978-5-7262-3100-6
3. Поваров В.П., Украинцев В.Ф., Стацура Д.Б., Гусев И.Н., Платонов П.Д., Тучков М.Ю., Системы безопасности АЭС-2006. — Воронеж: АО «Воронежская областная типография — издательство им. Е.А. Болховитинова», 2020. — 539 с.
4. Поваров В.П., Платонов П.Д., Украинцев В.Ф., Горшков В.И., Воронцов В.И., Яуров С.В., Стацура Д.Б., Оборудование и технологические системы нормальной эксплуатации ядерной установки в проекте АЭС-2006. — Воронеж: Кварта, 2023. — 780 с.
5. Поваров В.П., Павлов Л.П., Ширяев Д.А., Самодеенко А.А., Вязников С.В., Синюков Д.С., Ребриков Д.И., Автоматизированная система управления технологическим процессом АЭС-2006 Часть 1 — Воронеж: Диамат, 2022. — 565 с.

6. Поваров В.П., Павлов Л.П., Ширяев Д.А., Самодеенко А.А., Вязников С.В., Синюков Д.С., Ребриков Д.И., Автоматзированная система управления технологическим процессом АЭС-2006 Часть 2 — Воронеж: Диамат, 2022. — 464 с.
7. Поваров В.П., Украинцев В.Ф., Жук М.М., Экспериментальные исследования нейтронно-физических процессов в активной зоне ВВЭР-1200. Научно-практическое пособие — Нововоронеж: ООО РПГ «Девятое облако», 2021. — 264 с.
8. Андрушечко С.А., Васильев Б.Ю., Косоуров К.Б., Семченков Ю.М., Кучумов А.Ю., Украинцев В.Ф., Фаворов Б.Ю., ВВЭР-1200 Эволюция классики. Физические основы эксплуатации, системы и элементы, ядерное топливо, безопасность. — М.: Логос, 2019. — 672 с.
9. Предварительный отчет по обоснованию безопасности АЭС «Руппур» Глава 1 «Общее описание атомной станции».
10. Предварительный отчет по обоснованию безопасности АЭС «Руппур» Глава 5 «Первый контур и связанные с ним системы».
11. Предварительный отчет по обоснованию безопасности АЭС «Руппур» Глава 6 «Технические средства безопасности».
12. Отчет по обоснованию безопасности АЭС «Аккую». Глава 1 «Общее описание атомной станции».
13. Отчет по обоснованию безопасности АЭС «Аккую». Глава 5 «Первый контур и связанные с ним системы».
14. Отчет по обоснованию безопасности АЭС «Аккую». Глава 6 «Паротурбинная установка».
15. Отчет по обоснованию безопасности АЭС «Аккую». Глава 12 «Системы безопасности» Книга 1.
16. Отчет по обоснованию безопасности АЭС «Аккую». Глава 12 «Системы безопасности» Книга 2.
17. Отчет по обоснованию безопасности АЭС «Аккую». Глава 12 «Системы безопасности» Книга 3.

Глава 3

АЭС С РЕАКТОРНЫМИ УСТАНОВКАМИ PWR ПОКОЛЕНИЯ III+

Основное внимание в данной главе уделяется особенностям зарубежных АЭС с реакторами PWR, составу систем безопасности, идеологии их построения, краткому описанию режимов работы, а также некоторым архитектурно-строительным решениям.

3.1. AP1000 — усовершенствованный пассивный реактор

AP1000 — усовершенствованный пассивный реактор с водой под давлением, разработанный компанией Вестингауз (Westinghouse AP1000 – Pressurized Water Reactor (PWR) Advanced Passive), представляет собой водо-водяной реактор под давлением электрической мощностью 1117 МВт, основанный на конструкции реактора AP600, который, в свою очередь, является глубоким развитием проекта System 80+ (компания ABB CE, США).

Конструкция AP1000 включает в себя расширенные функции пассивной безопасности и обширные упрощения установки для повышения безопасности эксплуатации и технического обслуживания установки. При проектировании установки используется проверенная технология PWR, основанная на более чем 40-летнем опыте эксплуатации. Реакторы типа PWR составляют 76% всех легководных реакторов по всему миру, а 67% PWR основаны на технологии Westinghouse PWR.

Энергоблок AP1000 интересен довольно сильными отличиями в конструкции от сложившихся обликов серийных реакторов с водой под давлением (например, серии C0, 2, 3, 4 во Франции, System 80+ в США, KONVOI в Германии, ВВЭР-1000 в СССР/России).

По заявлениям разработчика AP1000 проектировался для достижения высоких показателей безопасности и производительности. Он консервативно основан на проверенной технологии PWR, но с акцентом на функции

безопасности, которые полагаются на природные силы. Системы безопасности используют естественные движущие силы, такие как газ под давлением, гравитационный поток, естественная циркуляция и конвекция. В этих системах отсутствуют активные компоненты (например, насосы, вентиляторы или дизель-генераторы) и они спроектированы таким образом, чтобы функционировать без вспомогательных систем — таких как электропитание, охлаждающая вода, техническая вода, вентиляция и кондиционирование. Применение пассивных систем безопасности позволяет заменить либо полностью исключить многие традиционные механические системы безопасности, которые обычно устанавливаются в зданиях сейсмической категории I в современных реакторах типа PWR. При этом количество и сложность действий оператора для управления системами безопасности сведены к минимуму. Подход заключается в том, чтобы не автоматизировать действия оператора, а исключить их.

Философия проектирования AP1000 базируется на упрощении технологических систем для повышения надежности, снижения числа компонентов и объема технического обслуживания. Требования к мониторингу пассивных систем безопасности уменьшены, а конструкция AP1000 значительно упрощена по сравнению с традиционными реакторами PWR.

AP1000 не требует масштабных систем обеспечения безопасности — электропитания класса 1E, вентиляции, аварийного охлаждения и антисейсмических сооружений. По сравнению с аналогичными PWR число клапанов сокращено на 50%, труб повышенного класса — на 83%, кабелей — на 87%, насосов — на 36%, а сейсмических конструкций — на 56%.

Экономия достигается за счет уменьшения площади застройки и ускоренного монтажа ядерного острова с применением крупноразмерных модулей и стандартных пакетов оборудования. Модульная конструкция позволяет выполнять строительные работы параллельно, сокращая сроки реализации.

В США AP1000 стал первым реактором для энергоблоков АЭС поколения III+, получившим сертификат Комиссии США по ядерному регулированию (Nuclear Regulatory Commission, NRC). Ожидалось, что благодаря реактору AP1000 «Вестингауз» станет монополистом на рынке энергетических реакторов поколения III+ по всему миру.

С 2009 по 2024 год введено в эксплуатацию всего 6 энергоблоков с этими реакторами:

- на двух АЭС в США (Virgil C. Summer и Vogtle) строились четыре блока. Два эксплуатируются (VOGTLE-3 — начало строительства 03.2013, первое включение в сеть 03.2023 и VOGTLE-4 — начало строительства 11.2013, первое включение в сеть 03.2024; строительство блоков

2 и 3 на Virgil C. Summer прекращено после 2017 года и возобновление не планируется);

- на двух АЭС в Китае с 2009 года были построены и пущены четыре реактора AP1000: два на АЭС «Саньмэнь» в провинции Чжэцзян и два на атомной электростанции «Хайян» в провинции Шаньдун (реакторы AP1000 Саньмэнь 1 и 2 были подключены к сети 2 июля 2018 года и 24 августа 2018 года соответственно. «Хайян-1» начал коммерческую эксплуатацию 22 октября 2018 года, а «Хайян-2» — 9 января 2019 года). После 2019 года все планы по пуску блоков AP1000 были изменены в пользу китайской локализованной версии РУ CAP1000 (как переходной к проекту CAP1400): на площадках АЭС «Хайян», «Луфэнь», «Саньмэнь» и «Сюйдапу» планировалось строительство восьми блоков CAP1000. Однако большинство этих проектов приостановлены или заменены на другие.

Основные характеристики AP1000 представлены в табл. 3.1.

Таблица 3.1. Технико-экономические характеристики AP1000

Мощность тепловая (брутто), МВт	3415
Мощность электрическая, МВт	1200
Расход теплоносителя через реактор, м^3/ч	68 500
Давление номинальное на выходе из активной зоны, МПа	15,513
Температура теплоносителя в реакторе, °С	
– на входе в активную зону	280,7
– на выходе из активной зоны	321,11
Количество циркуляционных петель, шт.	2
Число горячих ниток петель	2
Число холодных ниток петель (по 2 на каждую петлю)	4
Число ТВС в активной зоне, шт.	157
Тип ТВС	Квадрат, 17×17 (XL)
Количество твэлов в ТВС	264
Диаметр твэлов, мм	9,5

Окончание табл. 3.1

Количество приводов СУЗ в реакторе, шт.	69
Тип парогенератора	Вертикальный
Количество ГЦН, шт.	2

Основное оборудование первого контура AP1000

Реакторная установка AP1000 (рис. 3.1) состоит из двух петель, каждая из которых содержит:

- один парогенератор;
- два насоса теплоносителя (ГЦН);
- одна горячая и две холодные нитки для циркуляции теплоносителя между реактором и парогенераторами.

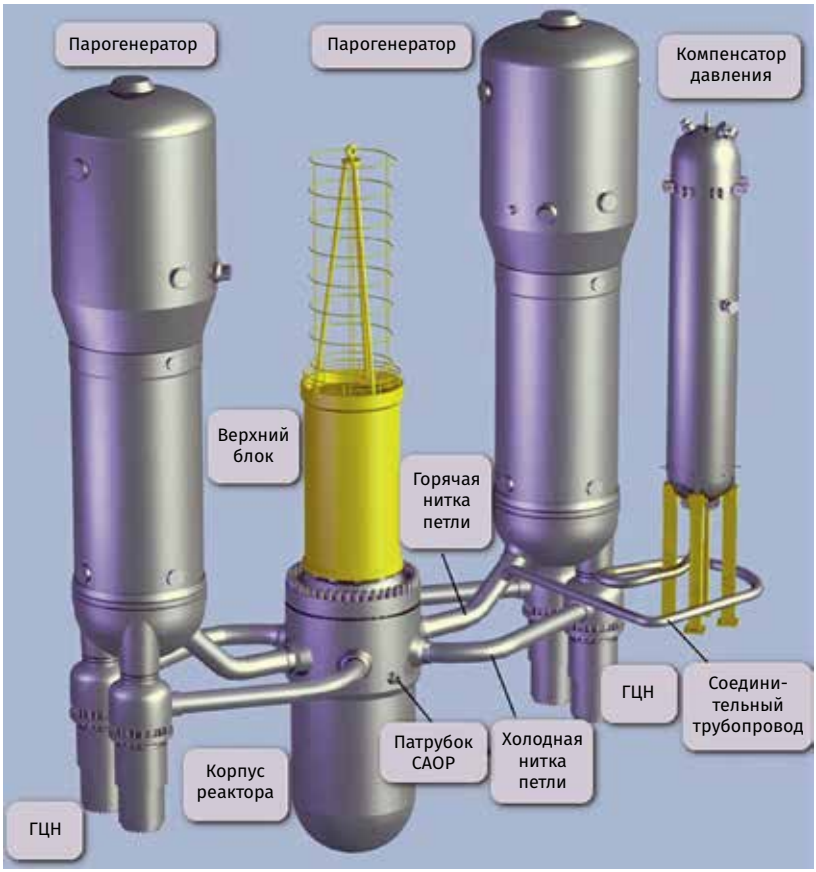


Рис. 3.1. Общий вид оборудования первого контура AP1000

ГЦН установлены непосредственно на парогенераторе, что позволило исключить из конструкции первого контура промежуточный трубопровод между насосами и парогенератором.

Система охлаждения реактора (RCS), то есть первый контур, также включает в себя компенсатор давления, соединительные трубопроводы, а также клапаны и контрольно-измерительные приборы, необходимые для оперативного управления и приведения в действие предохранительных устройств (рис. 3.2).

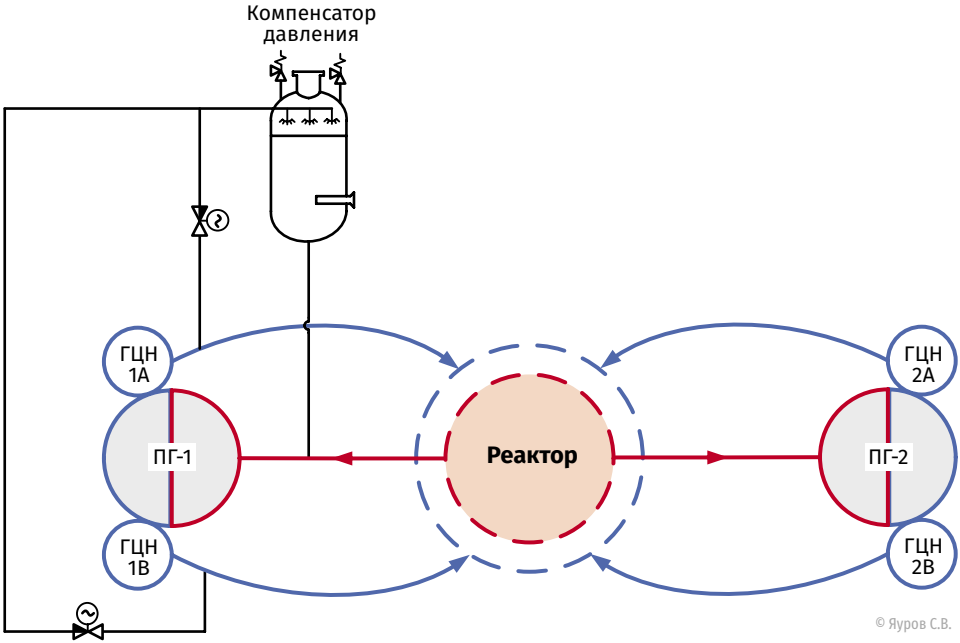


Рис. 3.2. Принципиальная схема первого контура — системы охлаждения реактора (RCS) AP1000

Реактор AP1000

Реактор AP1000 (рис. 3.3) состоит из:

- крышки;
- корпуса;
- внутрикорпусных устройств;
- активной зоны.

Корпус реактора (рис. 3.4) представляет собой цилиндрический сосуд с полусферическим днищем и съемной фланцевой полусферической верхней крышкой, предназначенный для конструктивного размещения активной зоны реактора.

Корпус реактора обеспечивает направление потока во внутренние устройства реактора через активную зону и поддерживает объем теплоно-

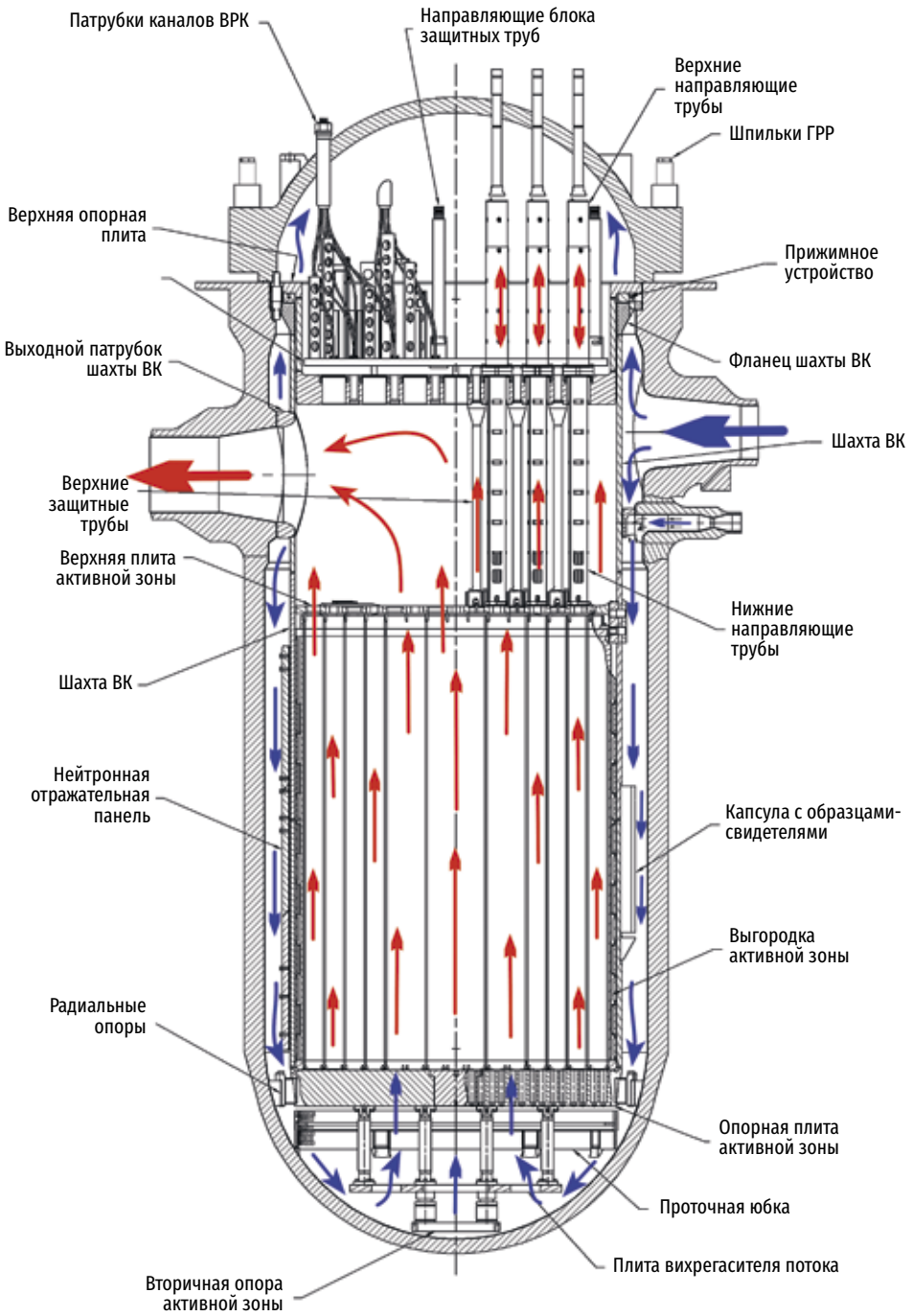


Рис. 3.3. Конструкция реактора AP1000

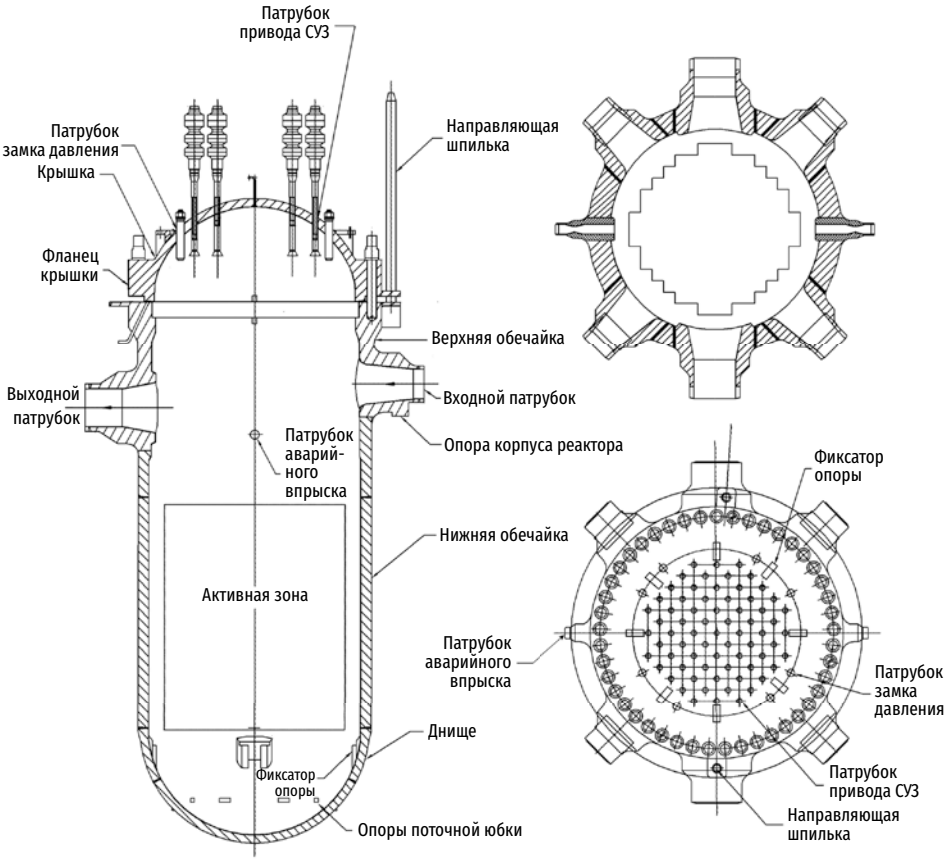


Рис. 3.4. Корпус реактора AP1000

сителя вокруг активной зоны. Цилиндрическая часть состоит из нижней переходной обечайки и верхней обечайки, соединенные с полусферическим днищем и съемной фланцевой полусферической верхней крышкой. Корпус изготавливается путем сварки днища, нижней обечайки и верхней обечайки.

Верхняя обечайка содержит отверстия для впускного и выпускного патрубков и патрубки прямого аварийного впрыска. Крышка изготовлена с куполом оголовка и фланцем. Верхняя крышка имеет проходки для механизмов привода регулирующих стержней СУЗ (CRDM), внутренних контрольно-измерительных приборов, вентиляционного отверстия головки и опорных наконечников для блока защитных труб.

Внутрикорпусные устройства реактора состоят из двух основных узлов — нижних внутренних устройств (рис. 3.5) и верхних внутренних устройств (рис. 3.6). Внутренние устройства реактора обеспечивают защиту, выравнивание и поддержку активной зоны, регулирующих стержней и выгора-

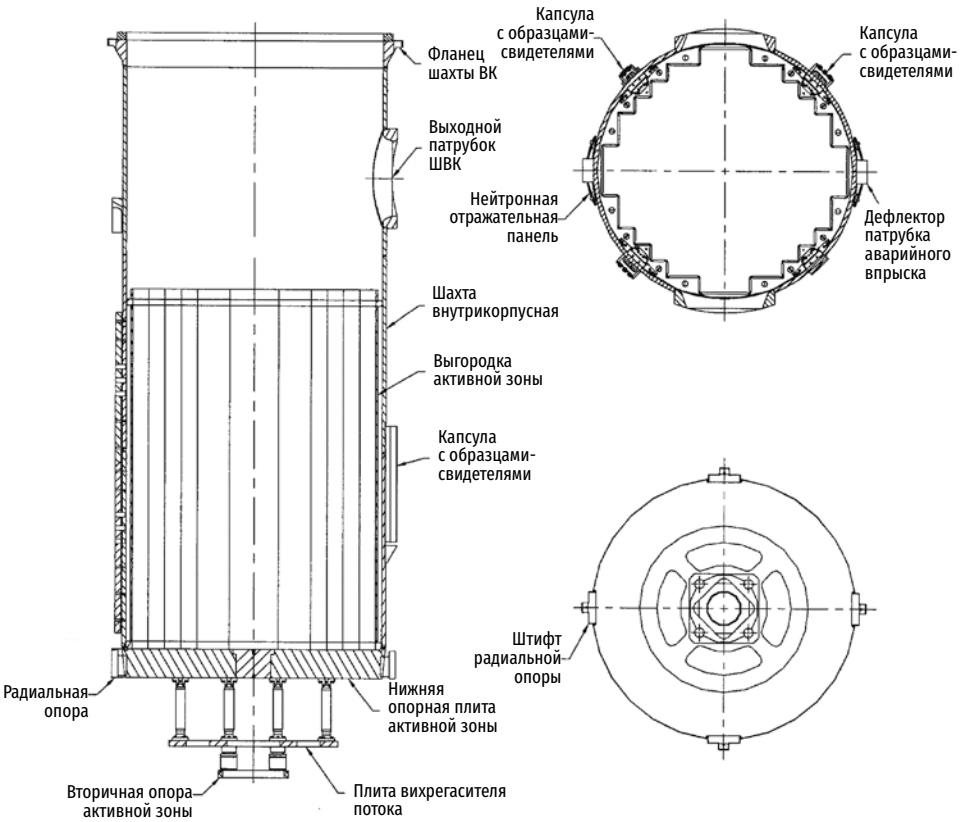


Рис. 3.5. Конструкция нижнего внутрикорпусного устройства реактора AP1000

ющих стержней для обеспечения безопасной и надежной работы реактора. Внутренние устройства реактора направляют поток теплоносителя к тепловыделяющим сборкам.

Во время работы реактора конструкция шахты направляет поток теплоносителя из входных патрубков корпуса реактора через нижнее межтрубное пространство в нижнюю камеру под нижней опорной плитой активной зоны. Затем поток разворачивается и проходит через нижнюю опорную плиту в область активной зоны.

После выхода из активной зоны поток проходит через верхнюю пластину, затем обходит направляющие трубки регулирующего стержня и опорные колонны и вокруг них, достигая выпускных патрубков. Во время работы небольшое количество теплоносителя на входе отводится от активной зоны для охлаждения выгородки активной зоны и области днища корпуса (см. рис. 3.3).

Основным защитным и опорным элементом внутренних устройств реактора является нижнее внутреннее устройство с внутрикорпусной шахтой

и выгородкой. Эта конструкция состоит из шахты, опорной нижней плиты активной зоны, вторичной опоры активной зоны, плиты вихрегасителя потока, выгородки активной зоны, нейтронных отражательных панелей, радиальных опор и соответствующего крепежного оборудования.

Нижнее внутреннее устройство активной зоны опирается верхним фланцем на выступ во фланце корпуса реактора.

Выгородка активной зоны расположена над нижней опорой шахты внутрикорпусной и состоит из сформированных вертикальных пластин с полностью сварными вертикальными швами для предотвращения бокового потока из тепловыделяющих сборок. Этот своего рода кожух образует радиальную оболочку активной зоны. Выгородка активной зоны служит для обеспечения перехода от внешней окружности внутрикорпусной шахты с сохранением зазоров к квадратным тепловыделяющим сборкам.

Узел опор верхних внутрикорпусных устройств реактора AP1000 состоит из верхней опоры, верхней пластины, опорных колонн и блока направляющих труб (рис. 3.6).

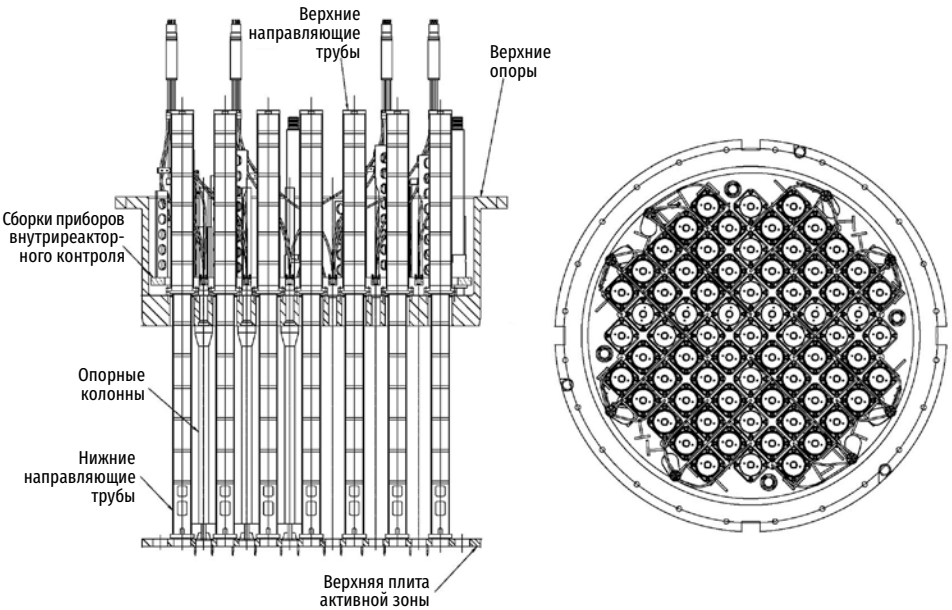


Рис. 3.6. Верхняя опорная конструкция активной зоны реактора AP1000

ТВС AP1000

Тепловыделяющая сборка AP1000 состоит из 264 топливных стержней (твэл) в квадратном массиве 17×17. Центральное положение в тепловыделяющей сборке имеет направляющий канал, который зарезервирован для контрольно-измерительных приборов в активной зоне. Остальные 24 позиции

в тепловыделяющей сборке имеют направляющие каналы. Направляющие каналы соединены с верхним и нижним соплами тепловыделяющей сборки и служат несущей конструкцией топливных решеток (рис. 3.7).

Топливные стержни (твэлы) состоят из цилиндрических таблеток диоксида урана, оболочки твэл состоят из сплава ZIRLO (см. рис. 3.7).

ZIRLO представляет собой усовершенствованный сплав на основе циркония, выбранный за его механические свойства и низкое поглощение нейтронов. На торцах стержня привариваются заглушки для инкапсуляции топлива.

Топливные таблетки представляют собой правильные круглые цилиндры, состоящие из обогащенного порошка диоксида урана, который был уплотнен холодным прессованием, а затем спечен до требуемой плотности. Торцы каждой таблетки слегка выпуклые, чтобы обеспечить большее осевое расширение на линии гранулы и увеличить объем пустот для высвобождения газов деления. Концы каждой таблетки также имеют небольшую фаску на внешней цилиндрической поверхности, которая снижает потенциальное повреждение топливных таблеток в ходе эксплуатации топливных стержней.

Топливные стержни во время изготовления заполняются гелием под давлением, чтобы уменьшить ползучесть плакированного слоя во время работы и, таким образом, предотвратить сплющивание оболочки.

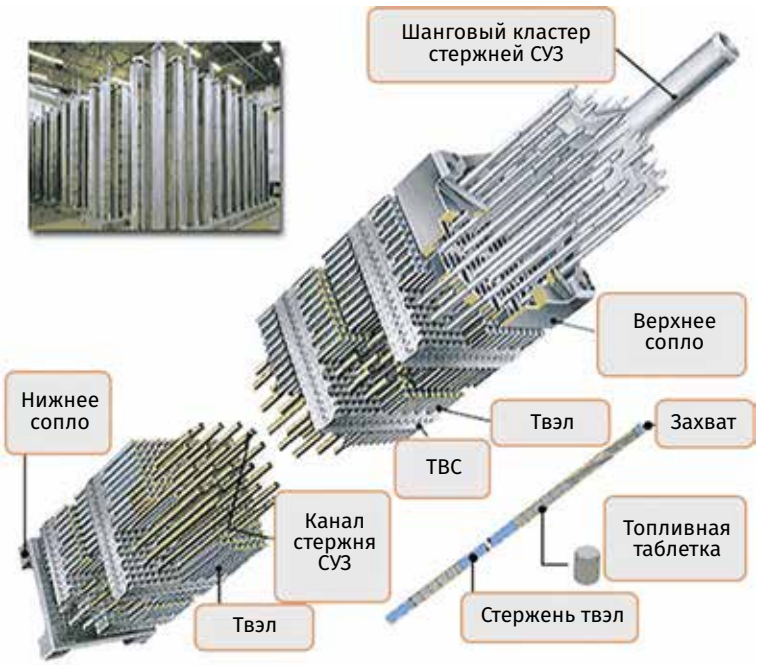


Рис. 3.7. Общий вид тепловыделяющей сборки, узла управления кластером регулирующих стержней ОР СУЗ и твэл реактора AP1000

Активная зона AP1000

Активная зона состоит из 157 ТВС, она сформирована из трех радиальных областей, которые имеют различное обогащение; обогащение топлива колеблется от 2,35 до 4,8% ^{235}U (рис. 3.8).

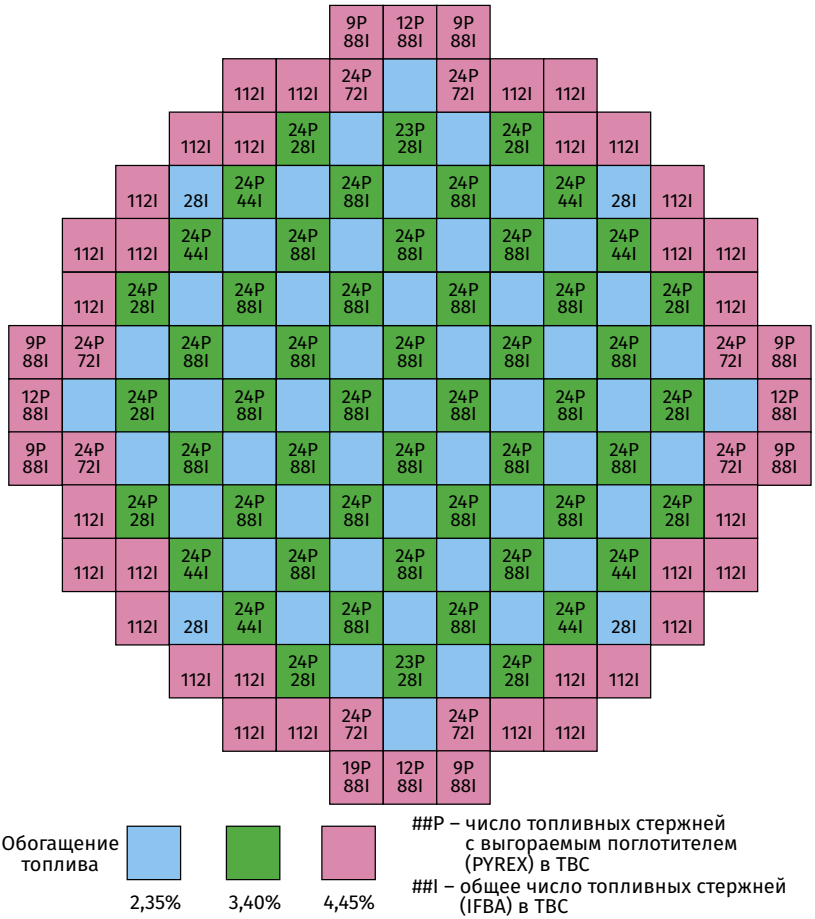


Рис. 3.8. Картограмма размещения ТВС различного обогащения топлива в активной зоне AP1000

Активной зоне AP1000 присуща устойчивость к диаметральным и азимутальным колебаниям мощности. Осевые мощностные колебания, которые могут быть вызваны изменениями нагрузки, и возникающий в результате чего ксенон может быть подавлен с помощью сборок кластерных стержней системы управления защитой.

Компенсатор давления AP1000

Компенсатор давления AP1000 (рис. 3.9) представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд с полусферическими деталями верхней крыш-

ки, днищем, и нагревателями. Внутренние поверхности, подверженные воздействию теплоносителя реактора, плакированы аустенитной нержавеющей сталью

Дыхательный трубопровод КД подключен к горячей нитке петли 1, трубопровод впрыска в КД подключен к холодным ниткам петли 1 (рис. 3.10).

Электрические прямопогружные нагреватели устанавливаются в вертикально ориентированных нагревательных колодцах, расположенных в нижней части днища КД. Нагревательные колодцы приварены к днищу и являются частью границы давления. Нагреватели могут быть сняты для обслуживания или замены.

Нагреватели сгруппированы в контрольную и резервную группу. Нагреватели в контрольной группе автоматически включаются с бесступенчатой регулировкой мощности в соответствии с потребностями. Нагреватели в резервной группе либо выключены, либо работают на полную мощность.

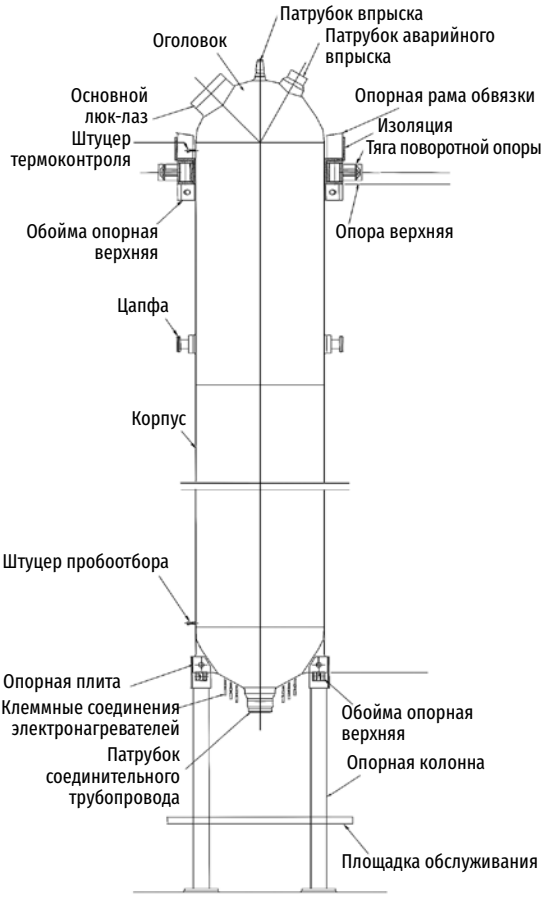


Рис. 3.9. Конструкция компенсатора давления и опорной системы AP1000

Клапаны системы автоматического сброса давления первой ступени — клапаны с условным проходом 101,6 мм с электроприводом. Клапаны автоматической системы сброса давления второй и третьей ступеней представляют собой клапаны с электроприводом 203,2 мм условного прохода.

Клапаны системы автоматического сброса давления четвертой ступени — пиропатронные клапаны 355,6 мм условного прохода, расположенные последовательно с нормально открытыми клапанами с питанием от постоянного тока. Пироклапаны служат для обеспечения быстрого выхода жидкости, находящейся в сосуде или контуре под давлением, и приводятся в действие подрывом, причем взрывчатое вещество устанавливается в них заранее (рис. 3.11). Это клапаны однократного действия, то есть после срабатывания они подлежат замене.

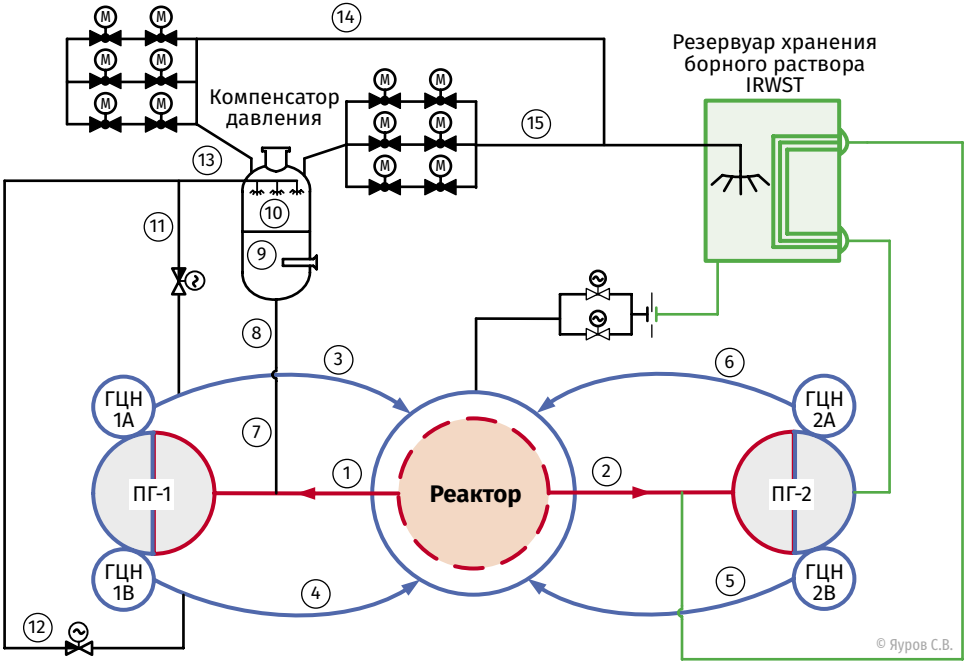


Рис. 3.10. Принципиальная схема подключения компенсатора давления в АР1000.
1, 2 – горячие нитки петель; 3, 4, 5, 6 – холодные нитки петель; 7, 8 – соединительный трубопровод КД с патрубком; 9 – водный объем КД; 10 – паровой объем КД; 11, 12 – забор на впрыск; 13 – линия впрыска; 14, 15 – линии сброса

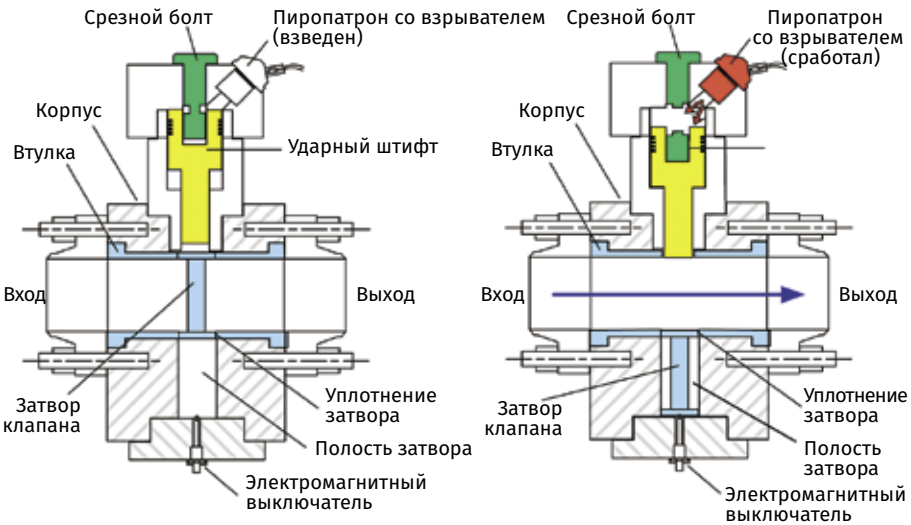


Рис. 3.11. Принцип действия пиропатронного клапана компенсатора в 4-й группе предохранительных клапанов системы компенсации давления в АР1000

Главный циркуляционный насос AP1000

ГЦН — насос охлаждения реактора (RCP) AP1000 представляет собой одноступенчатый, вертикальный, высокоинерционный, центробежный насосно-двигательный агрегат с мокрой обмоткой и без уплотнения вала (рис. 3.12, 3.13).

Главные циркуляционные насосы обеспечивают циркуляцию теплоносителя через активную зону реактора, трубопроводы первого контура и парогенераторы.

Размер двигателя сведен к минимуму за счет использования частотного регулятора скорости для снижения потребляемой мощности двигателя при работе на холодном теплоносителе. Два насоса смонтированы непосредственно в днище каждого парогенератора. Такая конфигурация исключает дополнительную нитку трубопровода первого контура, уменьшает перепад давления в контуре, упрощает фундамент и опорную систему для парогенератора, насосов, трубопроводов первого контура и снижает вероятность плавления активной зоны, устраняя необходимость уплотнения контура во время небольшой аварии с потерей охлаждающей жидкости (LOCA). Насосы теплоносителя первого контура не имеют уплотнений, что исключает возможность их выхода из строя по причине протечек через него (уплотнение). Это значительно повышает безопасность и сокращает техническое обслуживание насоса.

Электронасос с мокрой обмоткой статора внутри заполнен теплоносителем под полным давлением системы. Обмотки изолированы специально разработанной системой изоляции из многослойного полимера. Изоляция обладает высокой устойчивостью к растрескиванию под воздействием окружающей среды и стабильна при повышенных температурах. Это свойство

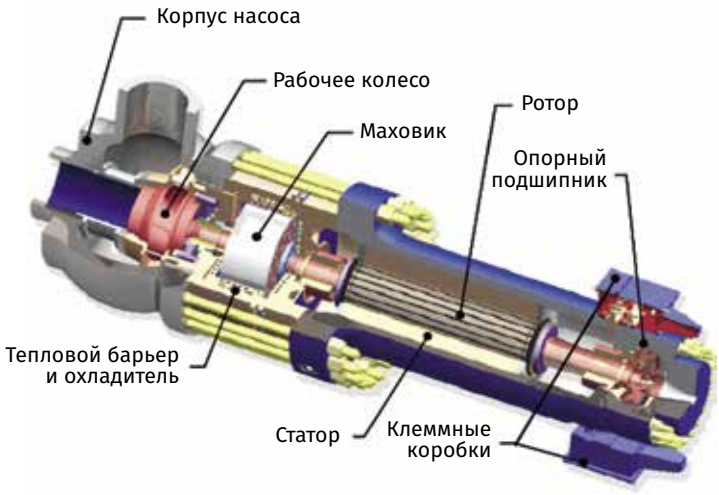


Рис. 3.12. Главный циркуляционный насос реактора AP1000

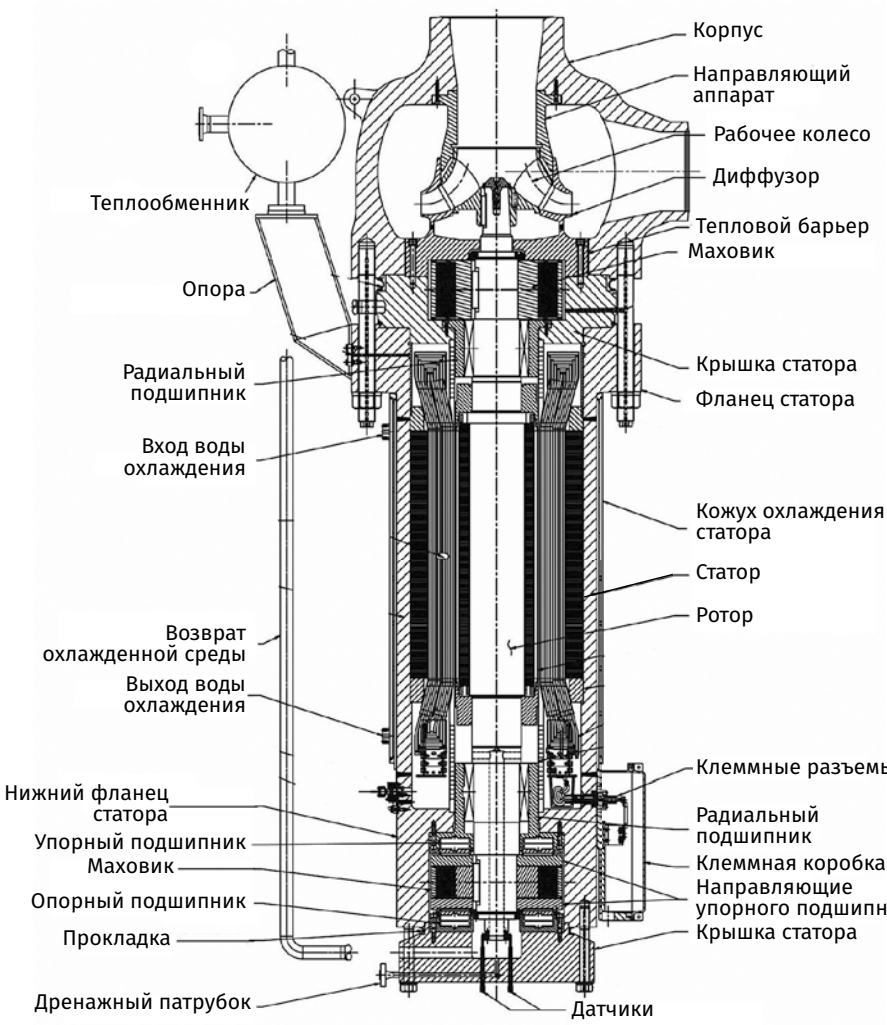


Рис. 3.13. Конструкция главного циркуляционного насоса реактора AP1000

обеспечивает встроенный запас прочности на случай колебания температуры во время переходных процессов при расхолаживании.

Приводной двигатель ГЦН представляет собой вертикальный асинхронный электродвигатель с короткозамкнутым ротором с водяным охлаждением и частотно-регулируемым блоком управления. Охлаждение двигателя осуществляется теплоносителем первого контура реактора, циркулирующим через полость двигателя и внешний теплообменник. Охлаждающая жидкость первого контура, используемая для охлаждения двигателя, поступает в нижний конец ротора и проходит в осевом направлении через полость двигателя для отвода тепла от ротора и статора. Вспомогательное рабочее коле-

со в нижней части вала ротора обеспечивает циркуляцию контролируемого объема теплоносителя первого контура через полость двигателя и внешний теплообменник.

Каждый двигатель насоса управляется частотно-регулируемым блоком, который используется при запуске насоса и всех режимах работы.

Теплоноситель прокачивается внутри ГЦН по схеме: направляющий аппарат рабочего колеса → диффузор → напорный патрубок.

Узел маховика обеспечивает инерцию вращения, что увеличивает время выбега насоса.

Имеется три подшипника скольжения: один в нижней части вала ротора, один на верхнем конце вала ротора под маховиком и один между узлом маховика и рабочим колесом. Подшипники представляют собой гидродинамическую конструкцию с пленкой. Во время вращения ротора между шейкой и колодками образуется тонкая пленка воды, обеспечивающая смазку.

Упорный подшипниковый узел находится в нижней части вала ротора. Гидродинамический подшипник с поворотной площадкой обеспечивает положительное осевое расположение вращающегося узла независимо от условий эксплуатации.

Парогенератор AP1000

В установке AP1000 используются два парогенератора модели Delta-125 (рис. 3.14).

Парогенератор AP1000 представляет собой испаритель с вертикальной оболочкой и U-образными трубками со встроенным влагоотделяющим оборудованием. На рис. 3.14 показана конструкция парогенератора Delta-125.

Со стороны первого контура поток теплоносителя из реактора поступает в первичную камеру через патрубок горячей нитки ГЦТ. Нижняя часть первичной камеры — днище ПГ, имеет эллиптическую форму и соединяется с цилиндрической обечайкой корпуса ПГ с трубной доской. Первичная камера разделена на впускную и выпускную камеры вертикальной разделительной пластиной (перегородкой), проходящей от вершины эллипса днища до трубной доски.

Поток теплоносителя реактора поступает в перевернутые U-образные трубки, передавая тепло второму контуру в межтрубном пространстве, и возвращается на сторону холодной нитки первичной камеры днища. Поток выходит из парогенератора через два патрубка холодной нитки петли, с которыми непосредственно соединены ГЦН.

Когда вода второго контура проходит через пучок труб, она превращается в пароводяную смесь. Затем пароводяная смесь из трубного пучка поднимается в секцию парового сепаратора, где центробежные влагоотделители удаляют большую часть захваченной воды из пара. Пар поступает во вторичные сепараторы или осушители для дальнейшего удаления влаги, повышая его качество до расчетного минимума 99,75 процента (максимальная влаж-

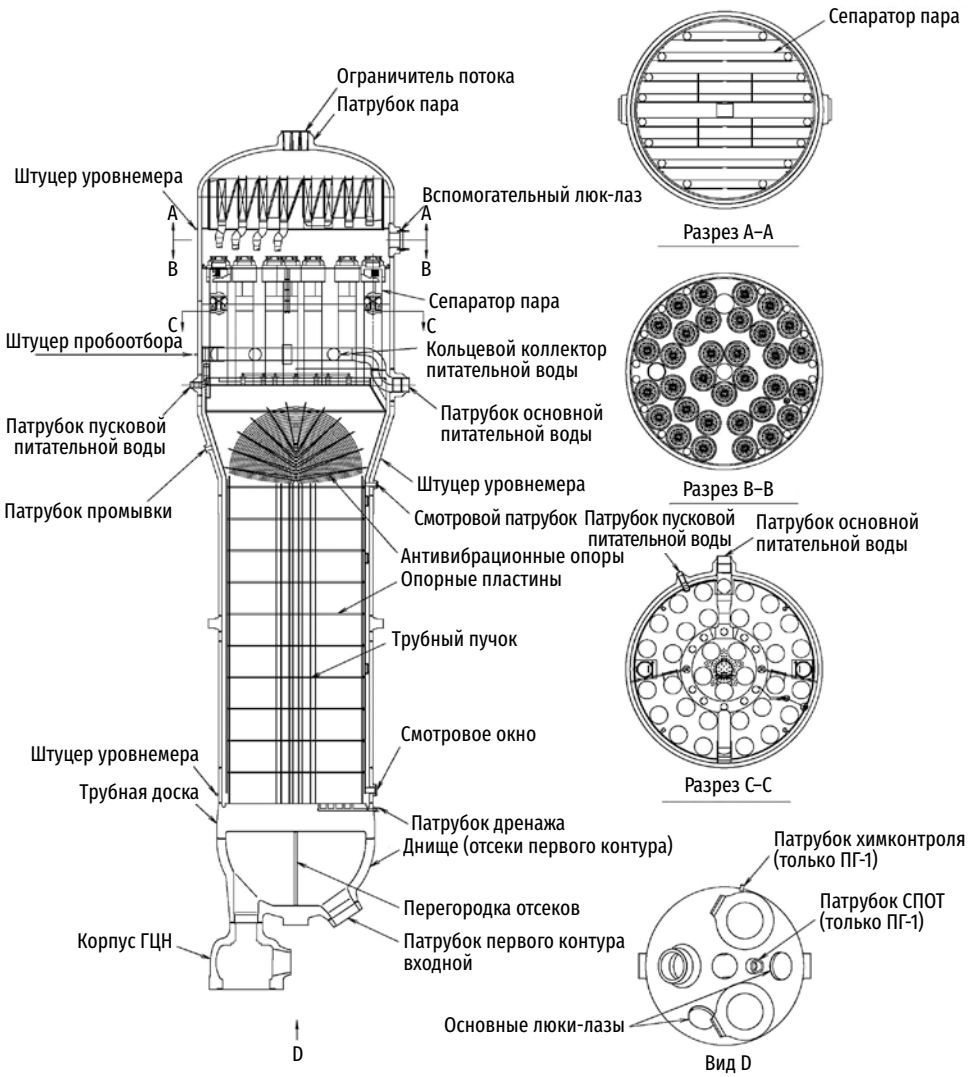


Рис. 3.14. Конструкция парогенератора AP1000

ность 0,25 процента по весу). Вода, отделенная от пара, соединяется с поступающей питательной водой и циркулирует через парогенератор.

Сухой, насыщенный пар выходит из парогенератора через выпускной патрубок, который имеет ограничитель потока.

Питательная вода поступает в парогенератор на уровне выше верхней части U-образных трубок и ниже нормального уровня воды с помощью верхнего разгрузочного питательного кольца через сопло питательной воды (через форсунки). После выхода из форсунок поток питательной воды смешивается с насыщенным конденсатом, удаляемым влагоотделителями.

Патрубок СПОТ (PRHR) расположен в днище парогенератора петли № 1 на холодной части первичной камеры ПГ. Этот патрубок обеспечивает рециркуляцию потока от теплообменника пассивного отвода остаточного тепла для охлаждения первого контура при авариях.

Системы безопасности AP1000

Основным отличием систем безопасности AP1000 по сравнению с предыдущими поколениями PWR является то, что снижение последствий аварий в долгосрочной перспективе поддерживается системами пассивной безопасности без действий оператора и без зависимости от источников питания переменного тока за пределами площадки или на месте. Для предельных проектных аварий запас теплоносителя активной зоны для рециркуляционного охлаждения и борирования активной зоны достаточен для того, чтобы обеспечить функционирование в течение не менее 30 дней, даже если запасы теряются при расчетной скорости утечки из защитной оболочки.

Системы пассивной безопасности не требуют действий оператора в течение значительного периода времени, чтобы смягчить последствия максимальных проектных аварий (МПА). Эти системы используют только естественные физические силы, такие как гравитация, естественная циркуляция, конденсация, энергия сжатых газов. Насосы, вентиляторы, дизели, охладители или другое активное оборудование не используются.

Несколько простых клапанов автоматически приводят в действие пассивные системы безопасности.

Там, где это необходимо, электрическая энергия постоянного тока аккумуляторов, подаваемая от четырех независимых каналов, используется для питания контрольно-измерительных приборов, приведения в действие клапанов постоянного тока.

В системах безопасности ***не используются*** активные компоненты, такие как насосы, вентиляторы или дизельные генераторы. СБ предназначены для работы без обеспечивающих систем, таких как питание переменного тока, охлаждающая вода, техническая вода, системы вентиляции и кондиционирования.

Количество и сложность действий оператора, необходимых для управления системами безопасности, сведены к минимуму. Подход заключается в том, чтобы не автоматизировать действия оператора, а исключить их.

В результате основные системы безопасности в AP1000 упрощаются а некоторые исключаются. На рис. 3.15 представлено сравнение конфигураций систем безопасности типового PWR и AP1000.

В результате, по сравнению с обычной АЭС схожей мощности, в проекте AP1000 сокращено число клапанов на 50%, трубопроводов — на 80–83%, кабелей — на 70–87%, насосов — на 35% (число насосов на энергоблоке AP1000 составляет 180 агрегатов), а объем сейсмостойких

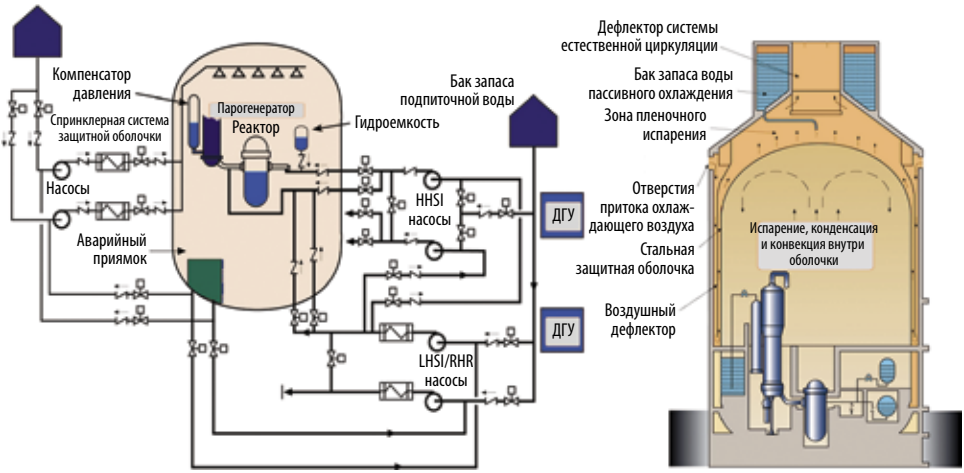


Рис. 3.15. Сравнение конфигураций систем безопасности типичного PWR (слева) и AP1000 (справа)

зданий — на 45–50%. Кроме того, сокращено число элементов, относящихся к классам безопасности и изготавливающихся по более жестким нормам, например это относится к системе технического водоснабжения и дизель-генераторам.

Состав пассивных систем безопасности AP1000:

- пассивная система охлаждения активной зоны (PXS);
- пассивная система охлаждения защитной оболочки (PCS);
- система аварийного жизнеобеспечения блочного пункта управления реактора (VES);
- изоляция шахты реактора (CNS);
- система удержания расплава активной зоны (кориума) в корпусе реактора (IVR);
- пассивная система надежного питания постоянного тока (IDS);
- пассивное охлаждение контрольно-измерительных приборов и зон управления первого контура реакторной установки.

Пассивная система охлаждения активной зоны (PXS)

Пассивная система охлаждения активной зоны (PXS) (рис. 3.16, 3.17) обеспечивает отвод тепла от первого контура (RCS), впрыск и добавление раствора борной кислоты.

Таким образом, система PXS защищает станцию в переходных процессах, а также от утечек теплоносителя первого контура и разрывов трубопроводов первого контура (RCS) различных размеров и местоположения. Система охлаждения активной зоны PXS обеспечивает функции безопасности по отводу остаточного тепла от активной зоны, аварийному впрыску и сбросу избыточного давления после различных событий типа «разрыв тру-

бопроводов первого контура». Для линии прямого впрыска номинальным диаметром 200 мм PXS обеспечивает запас примерно на 202 °C до максимального предела температуры после двустороннего разрыва ГЦТ реакторной установки.

PXS использует три пассивных источника раствора борной кислоты (РБК) для поддержания охлаждения активной зоны за счет аварийного впрыска. Эти источники впрыска (рис. 3.16, 3.17) включают в себя резервуары для подпитки (CMT), гидроаккумуляторы (ACCUMULATORS) и резервуар для хранения раствора борной кислоты в защитной оболочке (IRWST). Эти трубопроводы впрыска напрямую соединены с двумя патрубками на корпусе реактора, так что исключается опасность утечки РБК в случае разрыва ГЦТ реактора.

Длительная закачка РБК обеспечивается самотеком из IRWST, который расположен в защитной оболочке чуть выше контуров ГЦТ. Емкость IRWST изолирована от RCS пиропатронными клапанами (FO). Резервуар рассчитан на атмосферное давление, поэтому избыточное давление в первом контуре должно быть снижено до впрыска в IRWS теплоносителя первого контура.

Сброс давления в первом контуре RCS автоматически происходит до давления примерно 0,18 МПа, что позволяет выполнить свободный слив IRWST под действием силы тяжести. PXS сбрасывает давление в первом

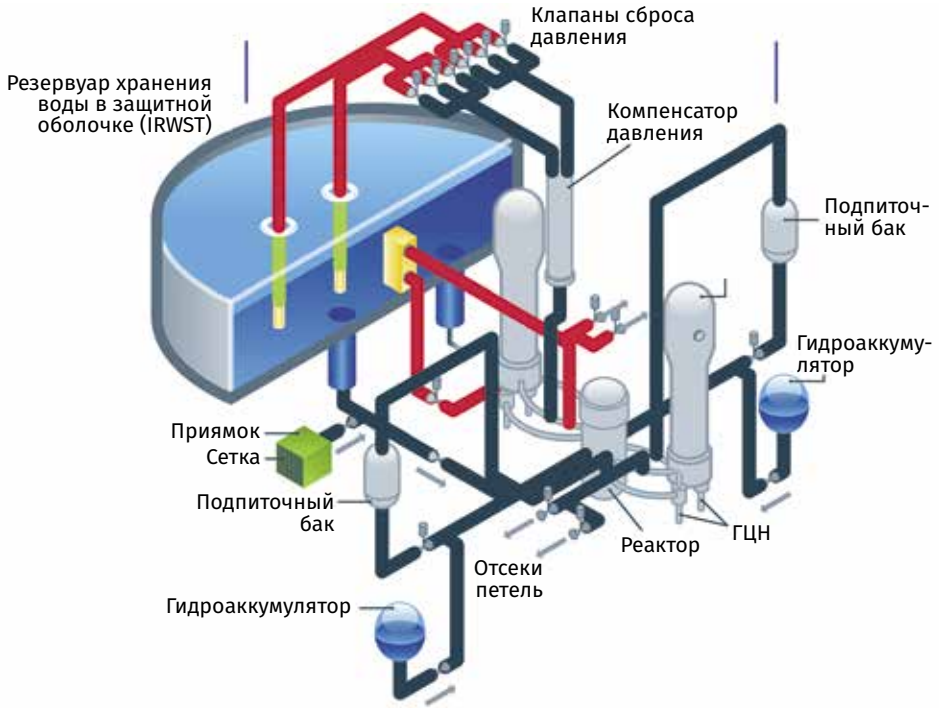


Рис. 3.16. Пассивная система охлаждения активной зоны (PXS) проекта AP1000

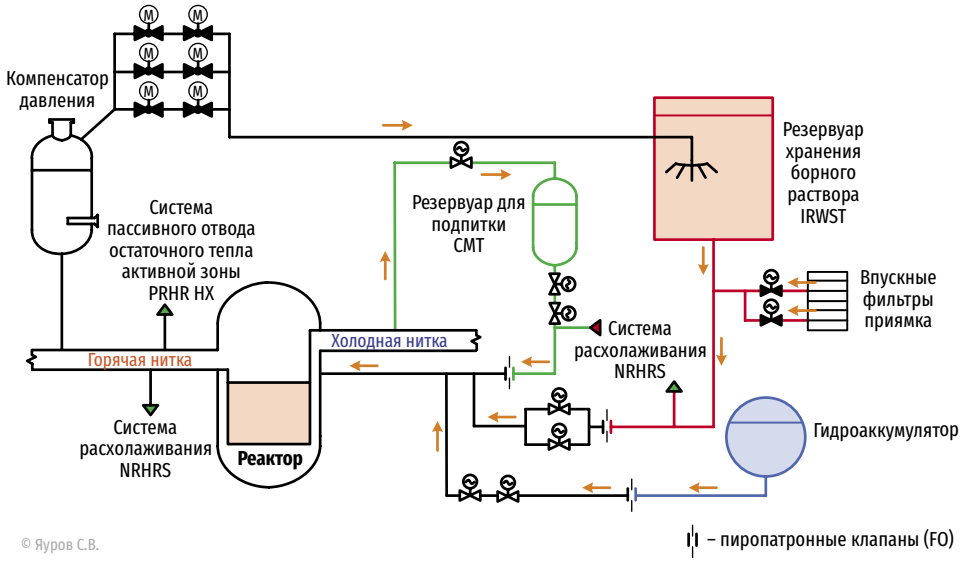


Рис. 3.17. Схема залива активной зоны реактора AP1000

контуре, используя четыре ступени системы автоматического сброса давления ADS, чтобы обеспечить относительно медленное, контролируемое снижение давления RCS.

Схема пассивного отвода остаточного тепла активной зоны (рис. 3.16, 3.18) включает в себя теплообменник с пассивным отводом остаточного тепла (PRHR HX) со 100% производительностью, который подключен через впускные и выпускные линии к контуру петли 1 RCS. PRHR HX спроектирован таким образом, чтобы соответствовать температуре остаточного тепловыделения активной зоны через 15 минут после останова реактора.

Таким образом, PRHR HX защищает установку от переходных процессов, которые нарушают нормальную работу системы питательной воды парогенератора и паровых систем, и удовлетворяет критериям безопасности при потере питательной воды.

IRWST обеспечивает охлаждение для теплообменника PRHR HX. Объем воды IRWST достаточен для поглощения тепла, выделяющегося в активной зоне в течение более 1 часа, прежде чем вода начнет кипеть. Как только начинается кипение, пар выпускается из IRWST в защитную оболочку. Этот пар конденсируется на внутренней поверхности стального защитного кожуха и под действием силы тяжести стекает обратно в IRWST. Теплообменник PRHR HX и пассивная система охлаждения защитной оболочки обеспечивают возможность отвода тепла от активной зоны без каких-либо действий оператора (рис. 3.18).

Функции многоуровневой защиты AP1000 повышают безопасность, так что не предполагается выброс продуктов деления из изначально неповре-

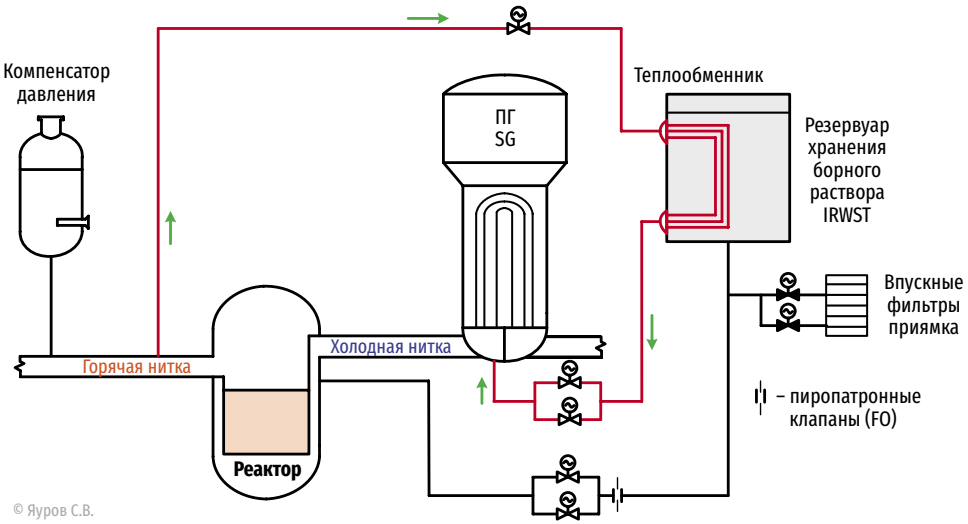


Рис. 3.18. Принципиальная схема пассивного отвода остаточного тепла активной зоны в проекте AP1000

жденной защитной оболочки в течение более 100 часов после начала повреждения активной зоны, при условии отсутствия каких-либо действий по восстановлению. Это дает время на выполнение действий по управлению авариями для смягчения последствий аварии и предотвращения отказа защитной оболочки.

Пассивная система охлаждения защитной оболочки (PCS)

Система обеспечивает эффективное охлаждение защитной оболочки после аварии.

Здание оболочки реакторного отделения также является частью пассивной системы охлаждения защитной оболочки (рис. 3.19). Дефлектор системы пассивного охлаждения расположен в верхней части кольцевого пространства. Функция дефлектора системы охлаждения защитной оболочки (ЗО) состоит в том, чтобы обеспечить естественную циркуляцию охлаждающего воздуха в случае, если проектная авария приводит к большому выбросу теплоносителя в защитную оболочку. В этом случае внешняя поверхность защитной оболочки передает тепло воздуху между перегородкой и защитной оболочкой. Этот нагретый воздух поднимается вверх через воздушную перегородку к воздушному диффузору, а более холодный воздух и воздух более высокой плотности поступает в межоболочечное пространство, проходя через воздухозаборник в верхней части здания реактора. Таким образом, герметичная оболочка охлаждается потоками воздуха и за счет пленочного испарения воды, поступающей на оболочку из кольцевого бака.

Схема тепловых потоков в герметичной оболочке и работа пассивной системы охлаждения герметичной оболочки представлена на рис. 3.19.

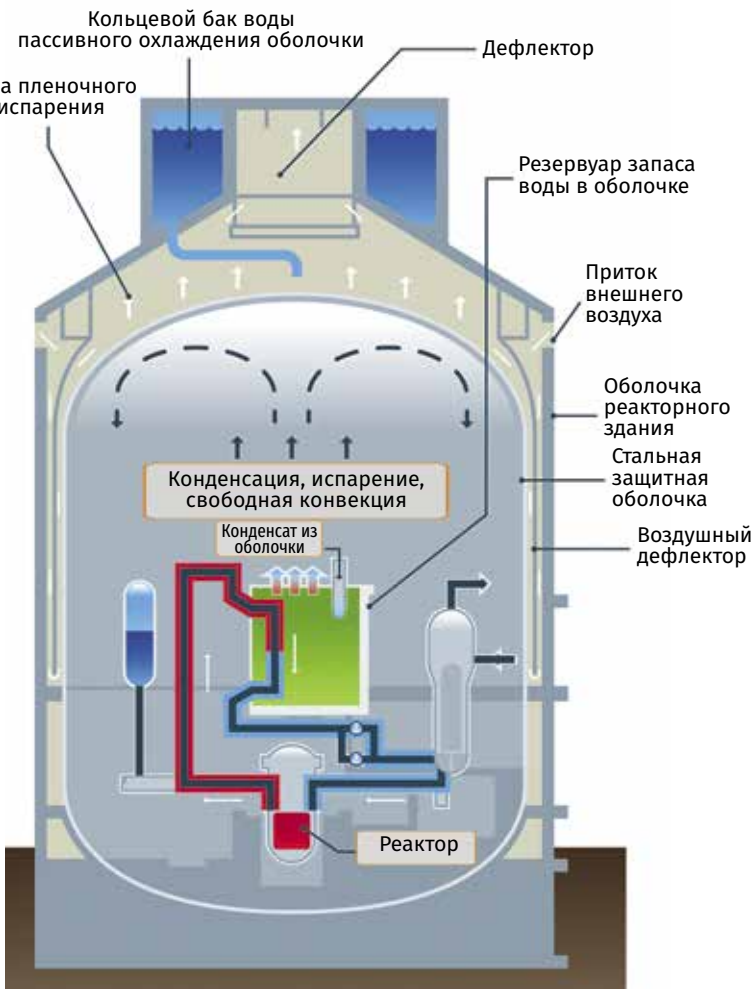


Рис. 3.19. Схема тепловых потоков пассивного охлаждения оболочки AP1000

Система аварийного жизнеобеспечения (VES)

Система обеспечивает подачу воздуха, его охлаждение и фильтрацию для блочного пункта управления (БПУ) — главной диспетчерской (MCR) после аварии на станции. Работа VES автоматически инициируется при получении сигнала высокого излучения, который изолирует нормальный вентиляционный тракт БПУ и обеспечивает наддув воздуха.

После срабатывания системы все функции полностью пассивны. Подача воздуха VES происходит из резервуаров для хранения сжатого воздуха.

Система удержания расплава активной зоны (кориума) в корпусе реактора (IVR)

Удержание расплавленного кориума активной зоны в корпусе (система удержания расплава активной зоны — IVR) за счет водяного охлаждения внешней поверхности корпуса реактора является неотъемлемой частью управления запроектными авариями реакторной установки AP1000. Во время постулируемых тяжелых аварий управление авариями должно привести к заполнению шахты реактора и корпуса реактора с внешней стороны из резервуара (IRWST) и погружению в воду корпуса реактора (рис. 3.20).

В нижней части изоляции реактора находятся водозаборные узлы. Каждый узел впуска воды обычно закрыт, чтобы предотвратить циркуляцию воздуха через изоляцию корпуса. Впускные узлы представляют собой самоактивирующиеся пассивные устройства. Входные узлы открываются, когда полость заполняется водой.

Схема затопления отсеков из резервуара (IRWST) представлена на рис. 3.21.

Охлаждение корпуса реактора при тяжелой аварии (рис. 3.22) обеспечивается за счет затопления отсека вокруг корпуса реактора. РБК из резервуара (IRWST) вступает в контакт с корпусом реактора, кипит и пар выпускается в защитную оболочку, где он конденсируется и опять попадает в приямок.

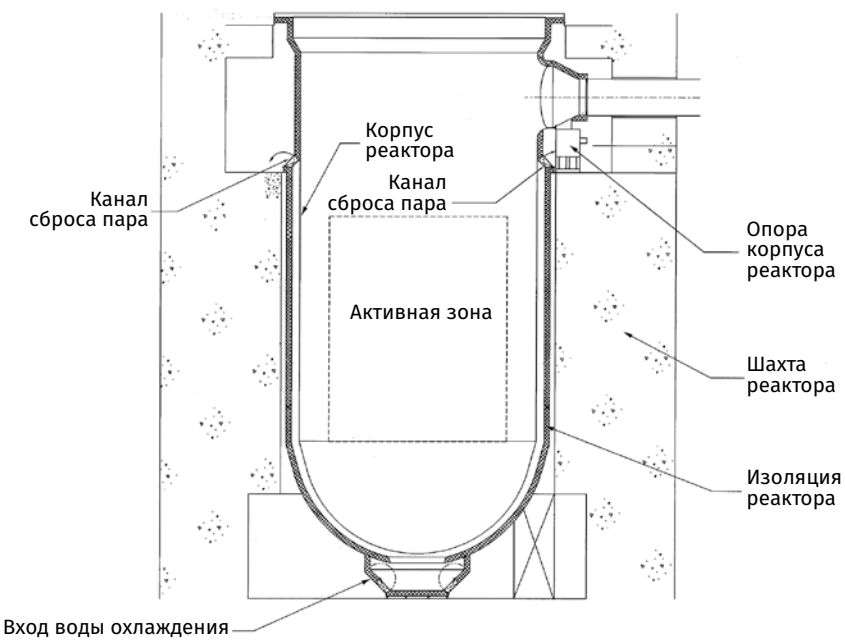


Рис. 3.20. Конструкция системы удержания расплава активной зоны AP1000

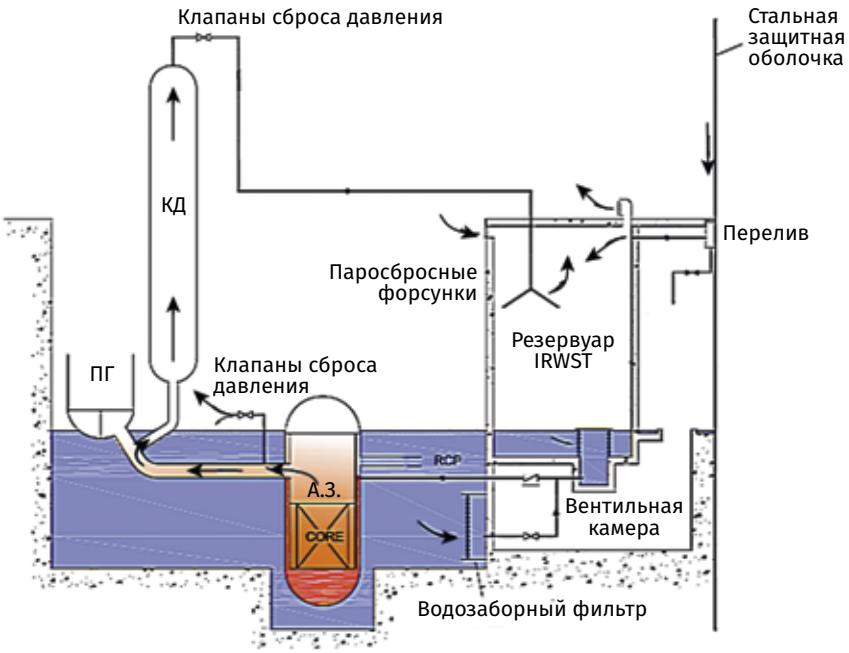


Рис. 3.21. Схема затопления отсеков для охлаждения корпуса реактора AP1000

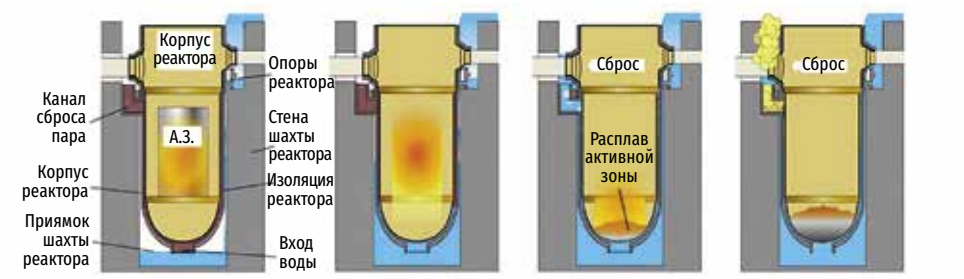


Рис. 3.22. Схема процесса охлаждения и удержания расплава активной зоны AP1000

Архитектурно-строительные решения проекта AP1000

Энергоблок AP1000 (рис. 3.23) состоит из пяти основных строительных конструкций:

- реакторное здание с защитным сооружением;
- здание турбины;
- вспомогательное здание-пристройка;
- здание дизель-генератора;
- здание хранения и переработки РАО.

Каждая из этих строительных конструкций построена на собственных фундаментах. Конструкции «ядерного острова» (NI) включают в себя за-

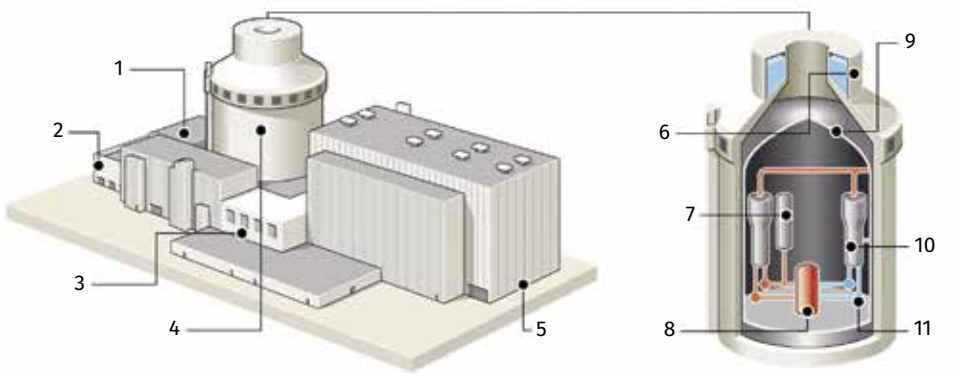


Рис. 3.23. Общий вид зданий и основного оборудования энергоблока AP1000.
1 – хранилище ядерного топлива; 2 – здание переработки РАО; 3 – здание управления; 4 – здание реактора (контейнмент); 5 – здание турбины; 6 – емкость пассивного охлаждения гермооболочки; 7 – компенсатор давления; 8 – реактор; 9 – стальная защитная оболочка; 10 – парогенератор; 11 – ГЦН

щитную оболочку (стальной защитный контейнмент и внутреннюю конструкцию защитной оболочки), а также защитное сооружение оболочки и вспомогательные здания. Защитная оболочка, внешнее защитное сооружение и вспомогательные здания структурно интегрированы на общей плите фундамента, который устроен ниже уровня площадки блока.

Защитная оболочка представляет собой цилиндрический сварной стальной сосуд с эллиптическими верхними и нижними оголовками, поддерживаемый опорным основанием нижнего сегмента между бетоном внутренних конструкций и бетоном фундамента. Внутренняя структура защитной оболочки выполнена из железобетона с конструктивными модулями, используемыми для стен и полов.

Цилиндрическое здание защитного сооружения представляет собой композитную конструкцию из стали и бетона (SC), за исключением части, окруженной вспомогательным зданием, которая является железобетонной (RC).

Вспомогательное здание железобетонное и содержит механическое и электрическое оборудование, связанное с безопасностью, расположенное за пределами защитного контейнмента и конструкции защитной оболочки, а также защитного сооружения.

Часть пристройки, примыкающая к «ядерному острову», представляет собой конструкционное стальное и железобетонное сейсмическое сооружение II категории и включает в себя вспомогательную зону управления, электрооборудование и вспомогательные системы оборудования.

Здание РАО — это здание со стальным каркасом, в которой размещается комплекс переработки и хранения низкоактивных отходов.

Здание турбины — это сооружение, не влияющее на безопасность, в котором размещается главный турбогенератор, оборудование цикла преоб-

разования энергии и вспомогательное оборудование. Турбинное здание расположено на отдельном фундаменте.

Здание дизель-генератора также не влияет на безопасность, в нем размещаются два резервных дизельных генератора, а также оборудование для цикла преобразования энергии и вспомогательное оборудование. Здание дизель-генератора расположено на отдельном фундаменте на отдалении от зданий «ядерного острова».

3.2. EPR-1600 — европейский реактор с водой под давлением

EPR-1600 (European Pressurized water Reactor) электрической мощностью около 1650 мегаватт – наследник той эпохи, когда в Европе атомную энергетику считали прогрессивной и полезной. Разработка реактора началась еще в начале 1990-х гг. объединением немецких и французских разработчиков Siemens NP и Framatome (в 2000 году слившихся в компанию Areva). Проект EPR вобрал в себя множество прогрессивных решений и представлялся как вершина эволюции реакторов типа PWR.

С проекта EPR началось деление реакторных установок на поколения, чтобы подчеркнуть новизну проектных решений и конструкторское новаторство. Новый реактор был отнесен по классификации, предложенной Areva, к поколению III+ (рис. 3.24).

Тепловая мощность у EPR-1600 (4300 МВт) и электрическая (1650 МВт) являются рекордными среди всех типов РУ. При этом диаметр реактора (~5,4 метра) всего на метр больше ВВЭР-1200, мощность которого 3200 МВт(т). Масса реакторной установки тоже не сильно выше, чем у реакторов мощностью 1200 МВт. Энергоблок имеет рекордный КПД — 40,7% брутто и 38,6% нетто. EPR-1600 должен был стать первым в мире типом реактора с полностью цифровым управлением, включая системы безопасности. АСУТП проектировали в компании Siemens NP, известной

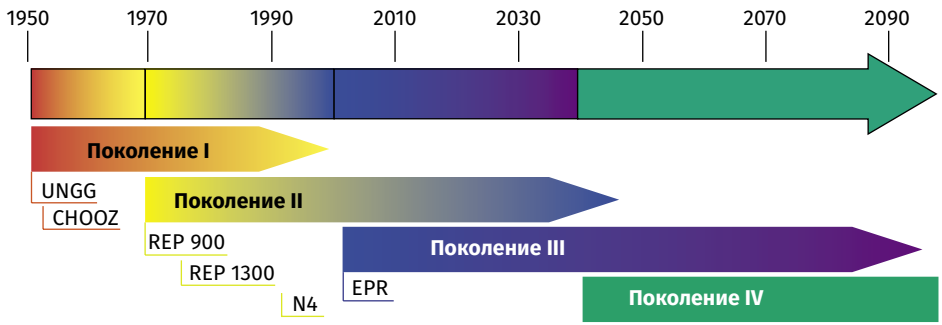


Рис. 3.24. Развитие проектов реакторных установок Framatome/Areva

своими передовыми решениями в области автоматики и цифровых систем управления.

Основные характеристики EPR-1600 представлены в табл. 3.2.

Таблица 3.2. Технико-экономические характеристики EPR-1600

Мощность тепловая (брутто), МВт	4590
Мощность электрическая, МВт	1600
Расход теплоносителя через реактор , м^3/ч	113 320
Давление номинальное на выходе из активной зоны, МПа	15,5
Температура теплоносителя в реакторе, °С	
– на входе в активную зону	295,9
– на выходе из активной зоны	327,2
Количество циркуляционных петель, шт.	4
Число горячих ниток петель	4
Число холодных ниток петель	4
Число ТВС в активной зоне, шт.	241
Тип ТВС	Квадрат, 17×17
Количество твэлов в ТВС	264
Диаметр твэлов, мм	9,5
Количество приводов СУЗ в реакторе, шт.	81
Тип парогенератора	Вертикальный
Количество ГЦН, шт.	4

Стоит отметить, что у EPR-1600 входы и выходы воды первого контура сделаны на одном уровне (в отличие от двухуровневой конструкции патрубков ВВЭР), т.е. как у большинства реакторов PWR, начиная с АЭС «Shippingport», где входные и выходные патрубки находятся на одном уровне. Это усложняет внутриреакторную конструкцию, но укорачивает и облегчает корпус реактора.

Активная зона реактора состоит из 241 кассеты стандартного западного типа «квадрат 17×17». Кассет заметно больше, чем в 1–1,2 гигаваттных реакторах.

Второй контур реактора собран из 4 вертикальных парогенераторов (в отличие от AP1000 и APR-1400, в которых их по 2). Системы безопасности представлены 4 независимыми каналами, каждый из которых включает систему впрыска холодной борированной воды и систему ступенчатого расхолаживания (конечным поглотителем остаточного тепла выступает большой бассейн с водой внутри реакторного отделения).

Автономность реактора по расхолаживанию, по разным данным, от 48 до 72 часов. Имеется и ловушка расплава, причем в отличие от российского варианта она представляет собой большой «бассейн», а не относительно небольшую «бочку» (что является предметом критики среди профессионалов).

Диаметр двойного контейнемента (защитной оболочки) реакторного здания — 46 метров, всего на 2 метра больше, чем у ВВЭР-1200, однако высота контейнмента выше более чем на 10 метров (причина — вертикальные парогенераторы). При этом надо помнить, что у ВВЭР в контейнменте располагается часть систем безопасности (гидроемкости САОЗ) и бассейн выдержки отработанного топлива, у EPR это все вынесено в пристройки вокруг реактора.

Все эти и многие другие особенности привели к тому, что построить EPR-1600 оказалось непросто и дорого. В целом путь воплощения проекта EPR-1600 получился долгим, сложным, можно сказать тяжелым. Сооружение энергоблока Фламанвиль-3 существенно задержалось из-за многочисленных технических проблем, в том числе со сварными швами вторичной защитной оболочки, трещинами в бетонном основании, производственным браком корпуса реактора, повреждением насосов питательной воды и прочими, в том числе и проблемами с увеличением выбросов.

Франция получает около 70% электроэнергии из атомных электростанций благодаря давней политике, направленной на обеспечение энергетической безопасности.

Государственная политика, принятая в 2014 году, была направлена на то, чтобы к 2025 году доля атомной энергетики в производстве электроэнергии сократилась до 50%. В 2019 году эта цель была перенесена на 2035 год, а в 2023 году от нее отказались.

В феврале 2022 года Франция объявила о планах построить шесть новых реакторов и рассмотреть возможность строительства еще восьми. В 2025 году во Франции эксплуатировались 57 реакторов, выводились из эксплуатации 14 и ни одного блока не сооружалось.

На начало 2025 года в мире эксплуатируются всего четыре блока с реакторами EPR:

- два энергоблока на АЭС Тайшань-1, 2 (Китай). Строительство началось в 2009 году, введены в коммерческую эксплуатацию в декабре 2018 г. и в сентябре 2019 г. соответственно;
- один энергоблок на АЭС Олкилуото-3 (Финляндия). Строительство началось в 2005 г., введен в коммерческую эксплуатацию в апреле 2023 г.;
- один энергоблок на АЭС Фламанвиль-3 (Франция), строился с 2007 г., первое включение в сеть 21.12.2024, ввод в эксплуатацию планируется в середине 2025 г.

В стадии строительства находятся два блока и два планируются к сооружению:

- два энергоблока АЭС Хинкли Пойнт С-1, 2 (Великобритания), сооружаются с 2018 и 2019 г. соответственно;
- два энергоблока АЭС Сайзвелл С (Великобритания) планируются к началу строительства в 2025 г.

Основное оборудование первого контура EPR-1600

EPR-1600 представляет собой РУ с четырехпетлевой системой первого контура охлаждения активной зоны водой под давлением (рис. 3.25). Реакторная установка состоит из корпуса реактора, содержащего активную зону из тепловыделяющих сборок, компенсатора давления (PZR), включающего системы управления для поддержания давления в системе, одного главного циркуляционного насоса (RCP) на каждой петле, одного парогенератора (SG) на каждой петле, относящегося к оборудованию второго контура, трубопроводов и соответствующих систем управления и защиты (рис. 3.26).

Система спроектирована с четырьмя петлевыми контурами для обеспечения потока теплоносителя через активную зону реактора, каждый из которых соединен с корпусом реактора (RPV) собственными патрубками. Трубопровод первого контура реактора представляет собой:

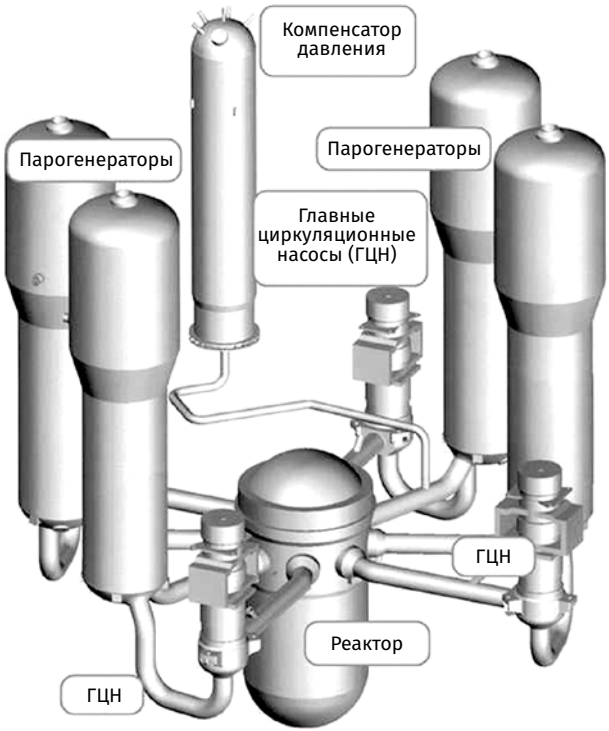


Рис. 3.25. Компоновка основного оборудования реакторной установки EPR-1600

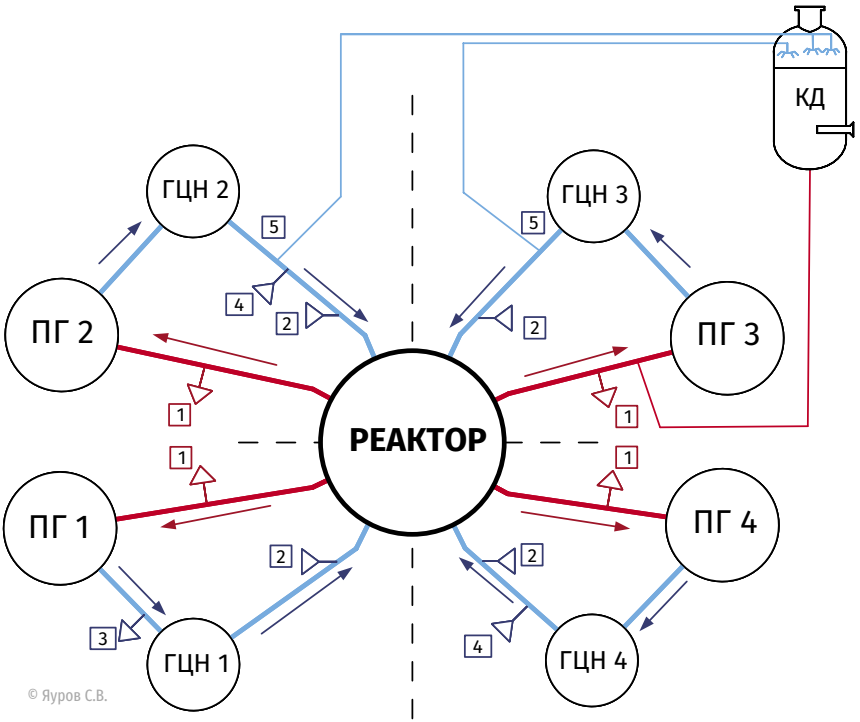


Рис. 3.26. Конфигурация оборудования и трубопроводов первого контура EPR-1600. 1 – система отвода остаточного тепла реактора (SIS/RHRS); 2 – система дополнительного борирования [RBS (EBS)], система аварийного впрыска/система отвода остаточного тепла реактора [RIS/RRA (SIS/RHRS)]; система гидроемкостей (гидроаккумуляторов); 3 – забор воды в систему подпитки-продувки 1 контура RCV (CVCS); 4 – подача воды от системы подпитки-продувки 1 контура RCV (CVCS); 5 – линии впрыска компенсатора давления (КД)

- четыре петли, каждая из которых содержит горячую нитку, соединяющую корпус реактора с ПГ (SG), промежуточную часть, соединяющую ПГ с ГЦН (RCP), и холодную нитку, соединяющую ГЦН с корпусом реактора;
- одна линия трубопровода, соединяющая компенсатор давления (КД) с горячей ниткой третьей петли (Pressurizer Surge Nozzles);
- две линии впрыска в КД (Pressurizer Spray Nozzles), соединяющие распылительные форсунки внутри корпуса КД с холодными нитками второй и третьей петель.

При нормальной работе функция охлаждения активной зоны обеспечивается за счет циркуляции теплоносителя первого контура и передачи тепла через парогенераторы второму контуру.

В нормальных условиях эксплуатации принудительная циркуляция через активную зону обеспечивается четырьмя главными циркуляционными насосами реактора. В случае, если насосы не работают, остаточное тепло отводится в режиме естественной циркуляции теплоносителя первого контура через активную зону.

Реактор EPR-1600

Корпус реактора. Корпус реактора (Reactor Pressure Vessel – RPV) представляет собой цилиндрический сосуд со сварным полусферическим днищем и съемным фланцевым полусферическим верхним блоком — крышкой с прокладкой (рис. 3.27).

Верхний блок предназначен для обеспечения объема, необходимого для размещения активной зоны реактора, регулирующих стержней, внутрикорпусных устройств (ВКУ), отражающих поток нейтронов, поддерживающих топливные сборки и направляющих поток теплоносителя.

Корпус реактора изготовлен из низколегированной стали. Для коррозионной стойкости вся внутренняя поверхность корпуса реактора покрыта плакирующим слоем из нержавеющей стали.

Корпус реактора (рис. 3.28) имеет четыре входных патрубка и четыре выходных патрубка петель первого контура, расположенных в горизонталь-

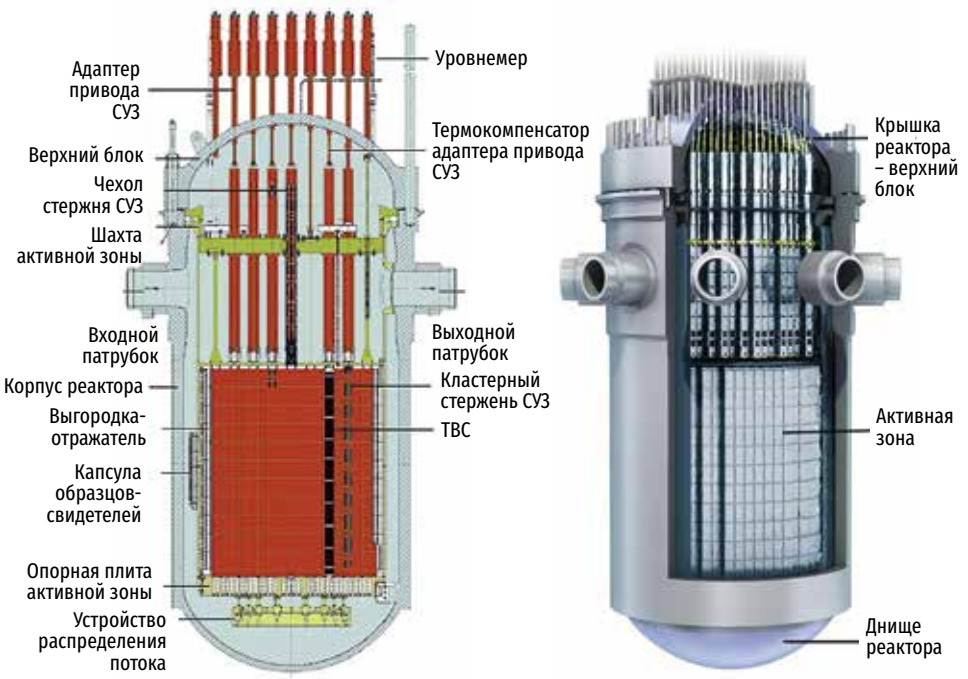


Рис. 3.27. Конструкция реактора EPR-1600

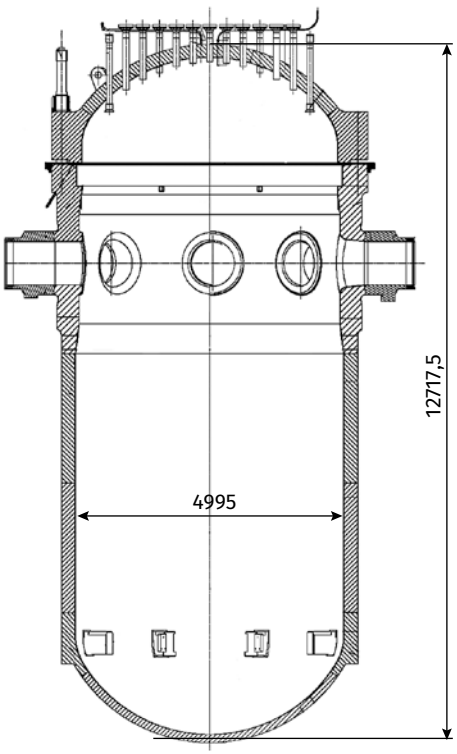


Рис. 3.28. Корпус реактора EPR-1600 с крышкой

ной плоскости чуть ниже фланца корпуса реактора, но над верхней частью активной зоны. Теплоноситель из холодных ниток петель поступает в корпус через входные патрубки и направляется потоком вниз по кольцевому зазору, образованному пространством между активной зоной и внутренней стенкой корпуса реактора. На днище корпуса поток теплоносителя отклоняется, чтобы пройти вверх через активную зону к выходным патрубкам. Нагретый теплоноситель выходит из корпуса реактора через четыре выходных патрубка, поступая в горячие нитки петель к ПГ. Цилиндрическая оболочка корпуса реактора состоит из двух обечаек: верхней и нижней.

Шахта активной зоны (рис. 3.29) опирается выступом опорного фланца на кромку фланца главного разъема реактора (ГРР) и центрируется с помощью выравнивающих штифтов. В нижней части радиальная опорная система ограничивает вращательные и тангенциальные движения, но допускает радиальное тепловое и осевое смещения.

Шахта активной зоны в сборе состоит из верхнего фланца, который опирается на фланец ГРР и служит для передачи нагрузок как от тепловыделяющих сборок, так и от нижних сборок на корпус и обечаек шахты, приваренных к фланцу.

Верхняя часть шахты имеет четыре выпускных патрубка перед четырьмя выходными патрубками корпуса. Они обеспечивают проход для теплоносителя реактора от активной зоны к выходным патрубкам петель первого контура. Максимальный радиальный зазор между шахтой и патрубками корпуса контролируется для ограничения величины байпасного потока теплоносителя.

Корзины и капсулы для размещения образцов-свидетелей крепятся болтами к внешней стороне шахты активной зоны в местах, где поток нейтронов облучения выше, чем на внутренней стороне корпуса в районе активной зоны.

Нижние внутрикорпусные устройства поддерживают, размещают, удерживают, защищают основные компоненты (тепловыделяющие сборки),

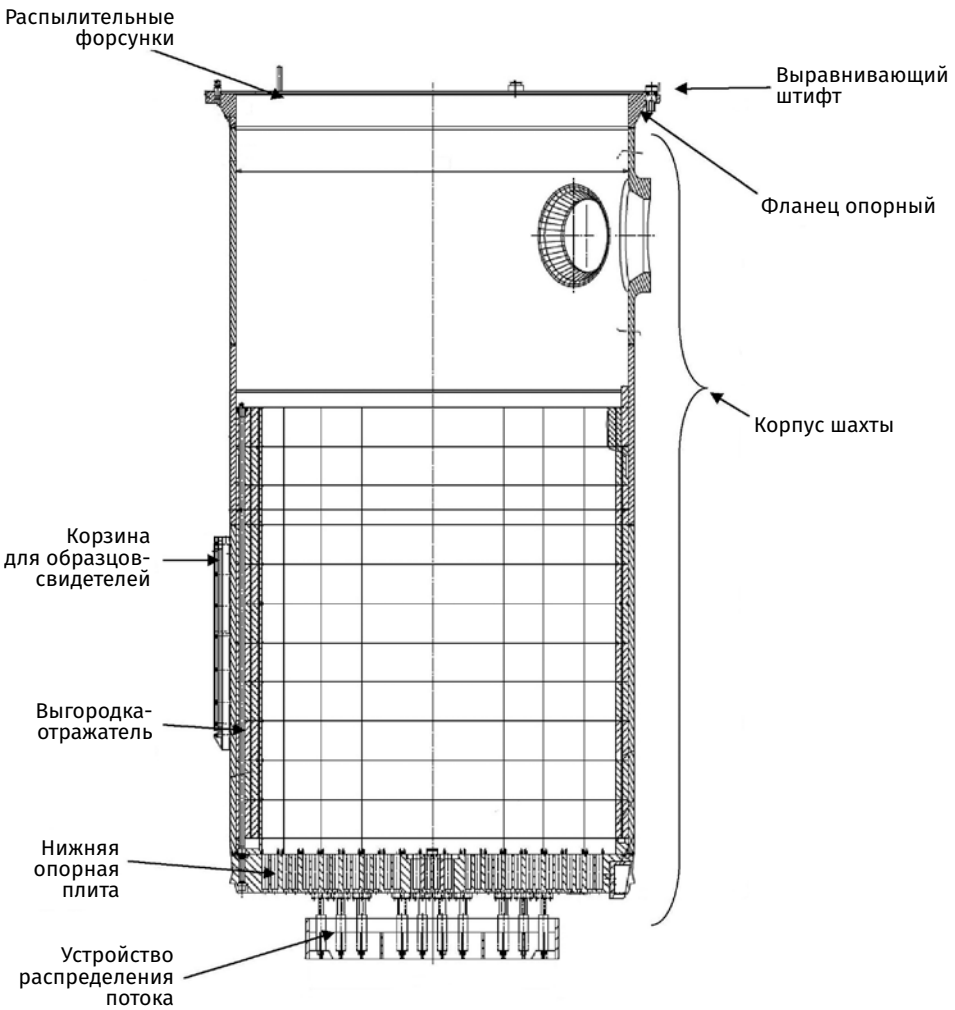


Рис. 3.29. Разрез шахты активной зоны реактора EPR-1600 с выгородкой-отражателем

обеспечивают однородное охлаждение активной зоны. Нижние внутрикорпусные устройства ограничивают механические нагрузки от основных компонентов и позволяют загружать, выгружать и перегружать ТВС. Нижние внутренние устройства служат для достижения однородного распределения потока теплоносителя в активной зоне, чтобы свести к минимуму увеличение подъемных сил на тепловыделяющие сборки и вибрации топливных стрежней, вызванных движением теплоносителя первого контура за счет работы ГЦН.

Выгородка (рис. 3.30*)* предназначена для отражения нейтронов и снижения их воздействия на материалы корпуса реактора.

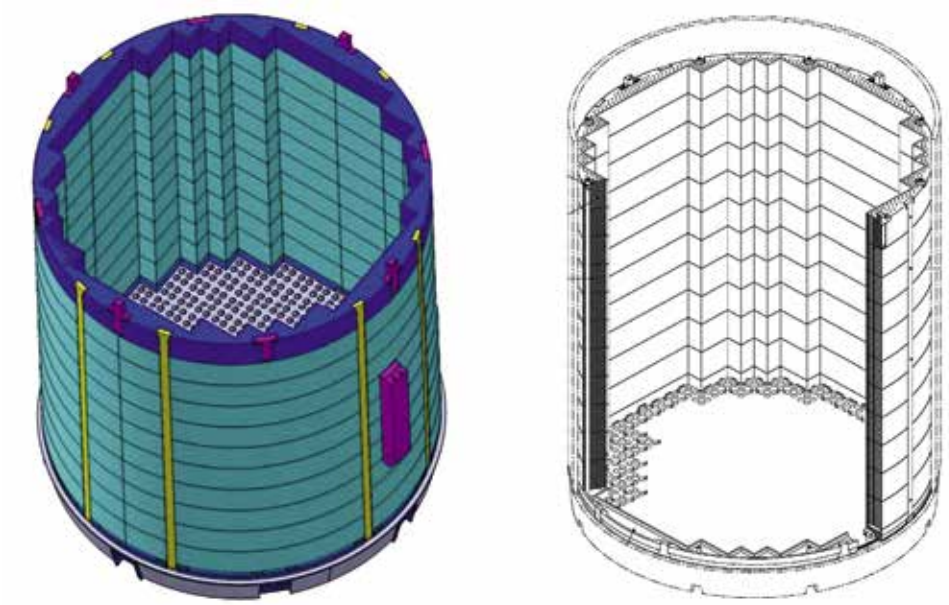


Рис. 3.30. Общий вид и секторальный разрез выгородки-отражателя EPR-1600

Байпасный поток теплоносителя, необходимый для охлаждения отражателя, ограничен 1,5% от общего расхода на входе в реактор. Таким образом предотвращается попадание струи воды из отражателя на периферийные топливные стержни.

Отражатель включает в себя набор из одиннадцати массивных перфорированных плит и одной нижней плиты, закрепленных вместе восемью трапециевидными замковыми полосами в вертикальных пазах. Выгородка-отражатель фиксируется внизу с помощью четырех позиционных ключей, закрепленных на нижней опорной плите шахты.

Активная зона EPR-1600

Активная зона (рис. 3.31) реактора EPR-1600 представляет собой массив из 241 ТВС, расположенных в корпусе реактора.

ТВС содержит топливные элементы с обогащением топлива до 5% мас. ^{235}U, некоторые ТВС включают в себя поглотитель Gd_2O_3 с концентрацией Gd от 2 до 10%.

Основные характеристики активной зоны (табл. 3.3) и условия ее эксплуатации обеспечивают высокий тепловой КПД установки, низкие затраты на топливный цикл и гибкость для увеличения продолжительности топливного цикла.

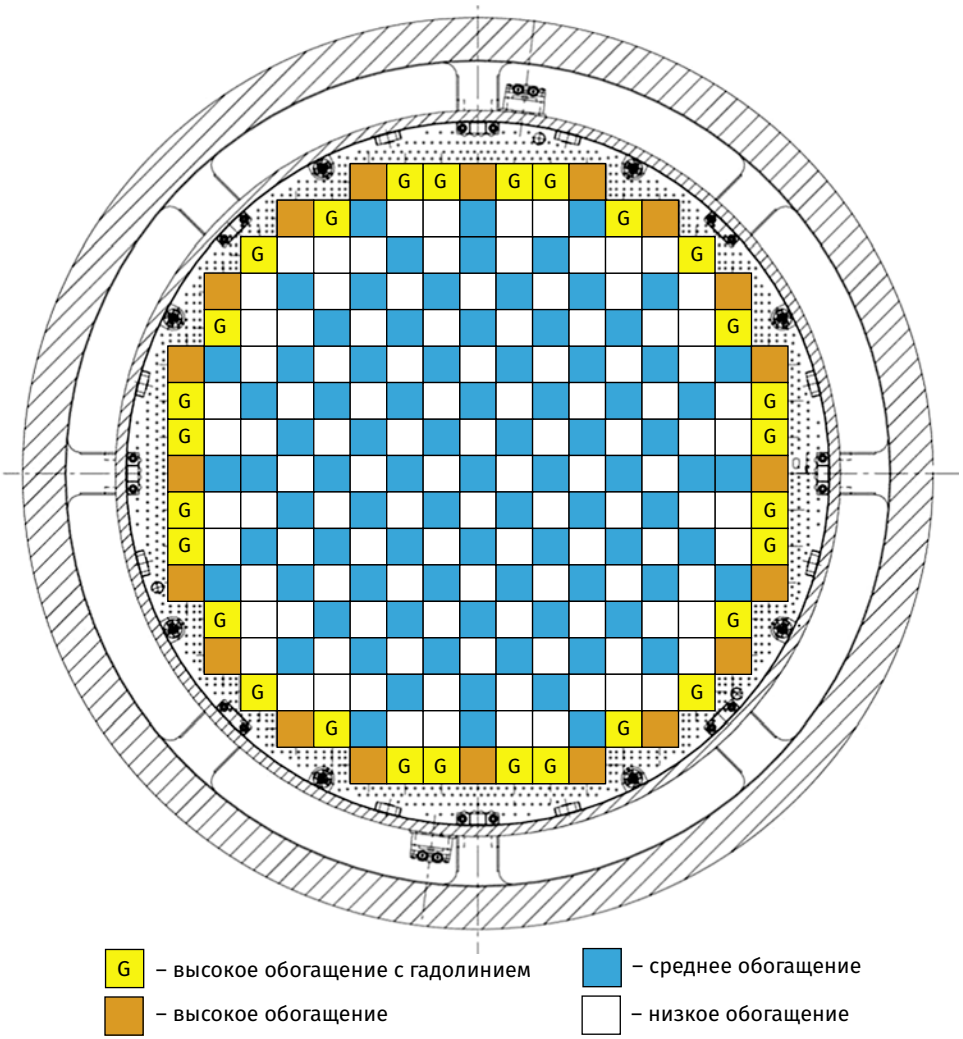


Рис. 3.31. Картограмма активной зоны реактора EPR-1600

Таблица 3.3. Характеристики активной зоны EPR-1600

Мощность тепловая, МВт	4500
Количество тепловыделяющих сборок, ед.	241
Шаг тепловыделяющей сборки в активной зоне (холодный), мм	215,04
Количество твэлов в тепловыделяющей сборке, ед.	265
Длина тепловыделяющей сборки (холодная, без пружин), мм	4805
Активная длина (холодная), мм	4200

Окончание табл. 3.3

Средняя линейная мощность (при номинальной мощности), Вт/см	166,7
Наружный диаметр топливных стержней, мм	9,50
Количество направляющих труб в сборке, ед.	24
Наружный диаметр направляющей трубы, мм	12,45
Количество распорных решеток в сборке, ед.	10
Шаг твэла, мм	12,6
Общая длина топливного стержня (холодный), мм	4550
Общая масса тепловыделяющей сборки, кг	784
Масса топлива сборки UO_2 (оксид), кг	598
Общая площадь поперечного сечения, м^2	11,14

ТВС EPR-1600

Конструкция тепловыделяющих сборок ТВС типичного зарубежного дизайна: решетка 17×17, состоящая из 265 топливных элементов (твэлы), механически соединена в квадратный массив (рис. 3.32).

Тепловыделяющая сборка с основными элементами конструкции изображена на рис. 3.33. Твэлы (Fuel Rods) механически удерживаются в осевом и радиальном направлениях дистанционирующими промежуточными решетками (НТР) из сплава M5TM и двумя прокладочными решетками (НМР Spacer) из сплава Inconel 718.

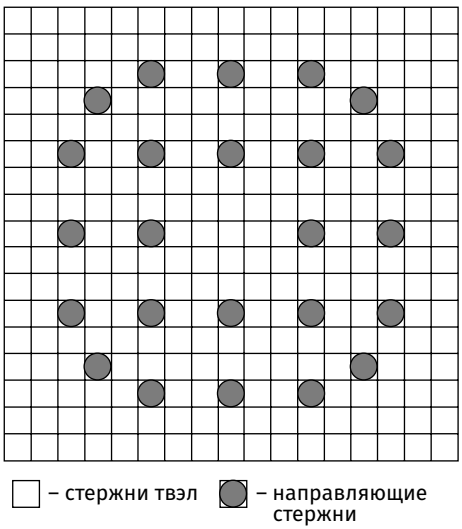


Рис. 3.32. Картограмма размещения твэл в решетке ТВС EPR-1600

Решетки имеют встроенные изогнутые каналы (завихрители) для обеспечения смешивания теплоносителя и улучшения теплопередачи между оболочкой и теплоносителем.

Промежуточные решетки по оси приварены сварными швами к направляющим колпачкам. Торцевые решетки ограничены в осевом направлении втулками, которые приварены к направляющим колпачкам над и под решетками. Двадцать четыре канала в массиве 17×17 оснащены направляющими колпачками M5TM Monobloc, которые соединены с решетками и верхним (Top Nozzle)

и нижним (Bottom Nozzle) соплами (рис. 3.34).

Прижимные насадки (Holddown Springs) используются в качестве мест для подключения сборок системы управления защитой со стержневыми кластерами (RCCA) и стационарных узлов основных компонентов, таких как твэлы. Прижимные насадки также используются в качестве мест крепления для подвижных или неподвижных контрольно-измерительных приборов в активной зоне. В каждой прижимной насадке также используется быстроразъемное соединение для эффективного снятия и замены верхнего сопла.

Верхнее сопло тепловыделяющей сборки является конструктивным элементом, который сопрягается с верхней пластиной сердечника. Верхнее сопло также поддерживает прижимные пружины-насадки тепловыделяющей сборки, которые служат для предотвращения гидравлического отрыва тепловыделяющей сборки во время работы. Прижимные пружины представляют собой листовые рессоры, которые крепятся болтами в двух диагональных углах верхнего сопла.

Нижнее сопло предназначено для эффективного задерживания посторонних предметов, попавших в реактор с потоком теплоносителя. Нижнее сопло тепловыделяющей сборки служит конструктивным элементом, который сопрягается с пластиной нижнего сердечника. Форма нижнего сопла направляет и выравнивает распределение потока, а также отфильтровывает мелкий мусор.

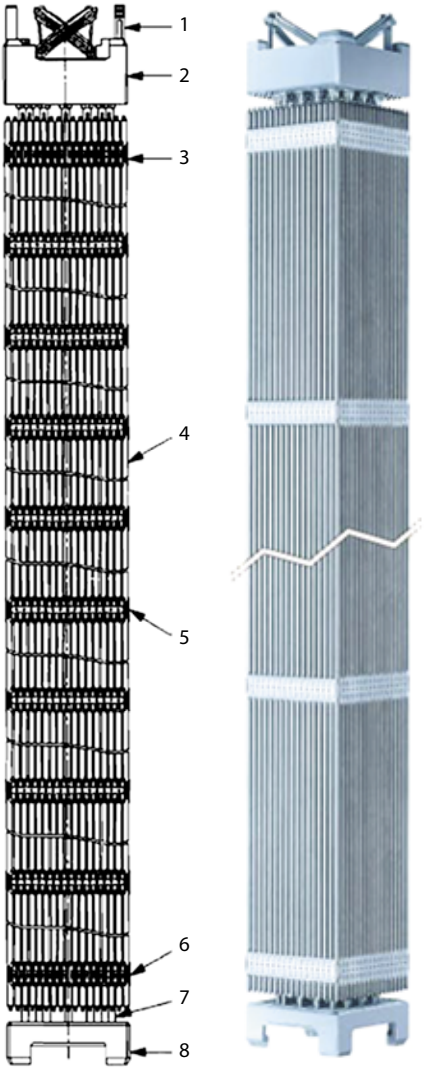


Рис. 3.33. Конструкция тепловыделяющих сборок. Радиальное поперечное сечение тепловыделяющей сборки и общий вид ТВС EPR-1600.

1 – прижимное устройство; 2 – верхнее сопло; 3 – дистанционирующая решетка; 4 – твэлы с усовершенствованным покрытием оболочки; 5 – дистанционирующая решетка из сплава M5; 6 – дистанционирующая решетка из сплава INCONEL; 7 – направляющие стержни из сплава M5; 8 – нижнее сопло с защитным фильтром



Рис. 3.34. Верхнее и нижнее сопла ТВС EPR-1600. Общий вид

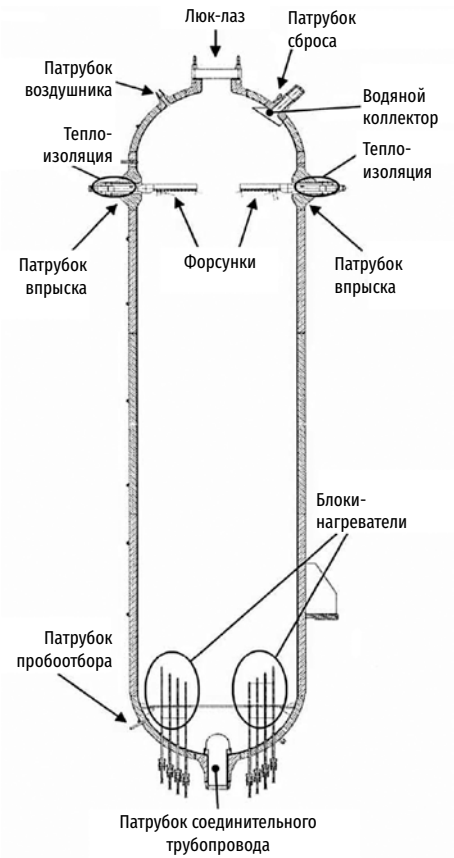


Рис. 3.35. Компенсатор давления EPR-1600 в разрезе

Компенсатор давления EPR-1600

Управление давлением и объемом теплоносителя реактора осуществляется с помощью КД (PZR — Pressurizer).

КД представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд с полусферическими верхним оголовком и днищем. Блоки-электронагреватели установлены вертикально в полусферическом днище (рис. 3.35). Патрубок соединительного трубопровода расположен в осевом направлении в центре полусферического днища. Линия соединительного трубопровода врезана в горячую нитку третьей петли первого контура.

Автоматическое открытие главного предохранительного клапана (рис. 3.36) при возникновении избыточного давления обеспечивается импульсными клапанами для каждого из предохранительных клапанов (всего главных предохранительных клапана 3). При нормальной работе установки для открытия предохранительного клапана используется под-

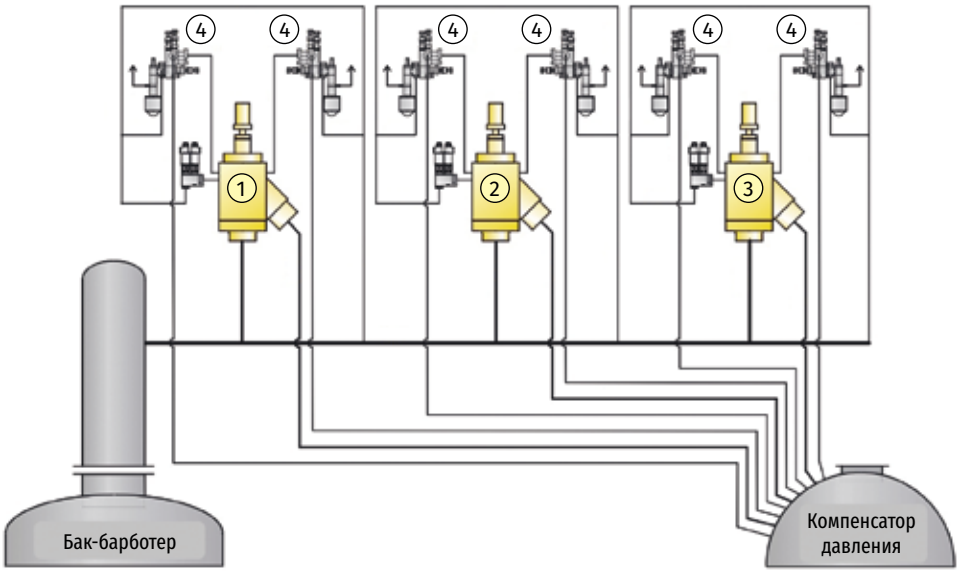


Рис. 3.36. Схема подключения импульсных предохранительных устройств компенсатора давления EPR-1600.
1, 2, 3 – импульсные предохранительные клапаны; 4 – управляющие клапаны «Sierion»

пружиненный импульсный клапан. Для защиты от избыточного давления при более низких температурах для открытия каждого предохранительного клапана используются два последовательно соединенных электромагнитных клапана. Заданное значение срабатывания регулируется. Кроме того, импульсные клапаны могут управляться вручную.

Система компенсации давления реактора PZR обеспечивает сброс избыточного давления в специальный резервуар – барботер (PRT — Pressurizer Relief Tank), который расположен внутри защитной оболочки. Барботер конденсирует пар, смешивая его с относительно холодной водой. Таким образом, барботер способствует защите от избыточного давления в сочетании с системой сброса. В целом, технологическая схема защиты первого контура от превышения давления имеет состав и структуру схожую с ВВЭР.

Главный циркуляционный насос EPR-1600

ГЦН (RCP — Reactor Coolant Pump) представляет собой вертикальный одноступенчатый насос, предназначенный для циркуляции больших объемов теплоносителя реактора при высоком давлении и температуре.

Система уплотнения вала спроектирована таким образом, чтобы избежать утечек теплоносителя реактора в защитную оболочку. Двигатель представляет собой трехфазный асинхронный электродвигатель с воздушным охлаждением.

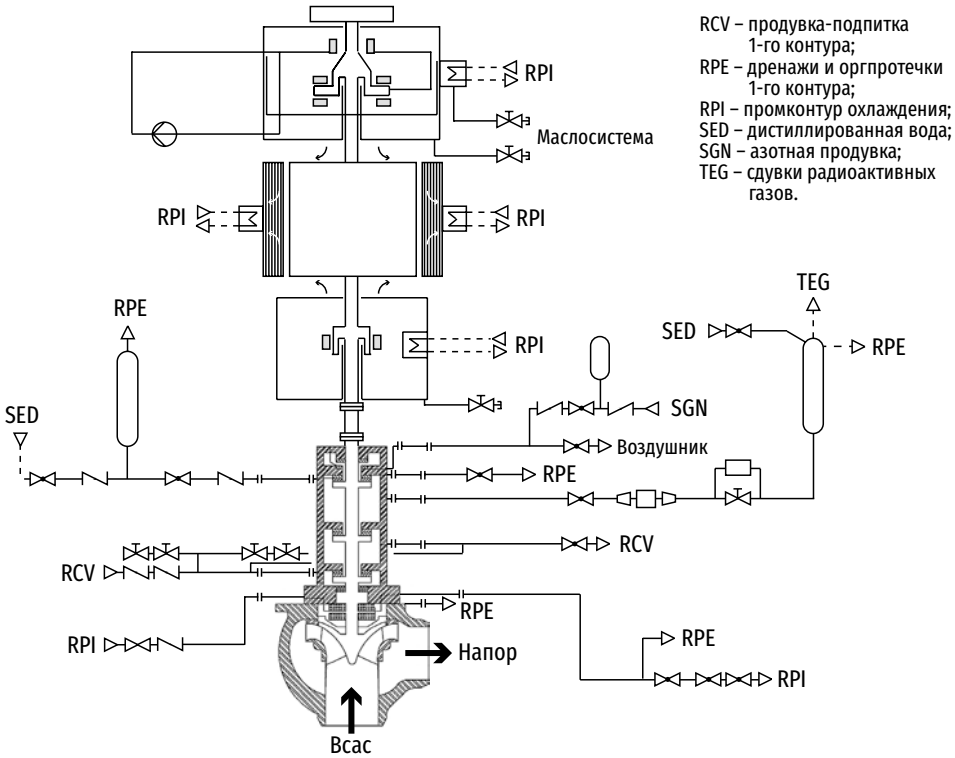


Рис. 3.37. Принципиальная схема ГЦН EPR-1600 и его вспомогательных систем

Каждый насос состоит из вертикального узла, состоящего (сверху вниз) из маховика, двигателя, уплотнительного узла и гидравлического блока (рис. 3.37, 3.38).

Теплоноситель реактора нагнетается рабочим колесом, прикрепленным к основанию вала ротора. Теплоноситель реактора втягивается во всасывающий патрубок, направляется к крыльчатке, проходит через рабочее колесо и нагнетается через диффузор в напорный патрубок ГЦН.

Стоит отметить, в ГЦН EPR-1600 применяется масло, смазывающее верхние радиальные и упорные подшипники. Оно охлаждается в масловодяном охладителе низкого давления, прикрепленном к раме двигателя.

Парогенератор EPR-1600

Парогенераторы представляют собой теплообменники-испарители с вертикальным корпусом и трубным пучком из перевернутой U-образной трубки, оснащенные встроенным влагоотделительным оборудованием. Они также оснащены осевым предпусковым подогревателем (или экономайзером) для получения более высокого давления пара (рис. 3.39).

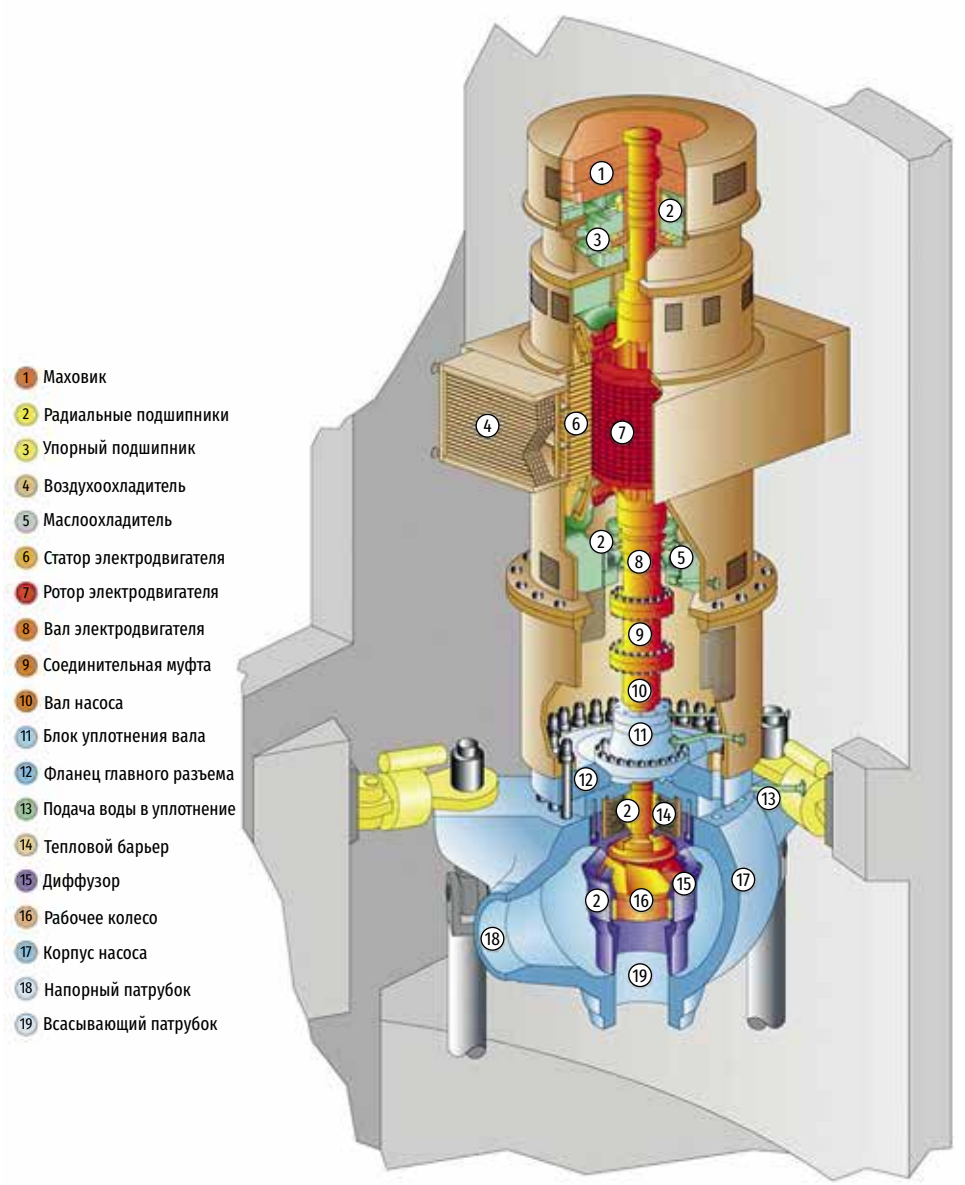


Рис. 3.38. Разрез главного циркуляционного насоса EPR-1600

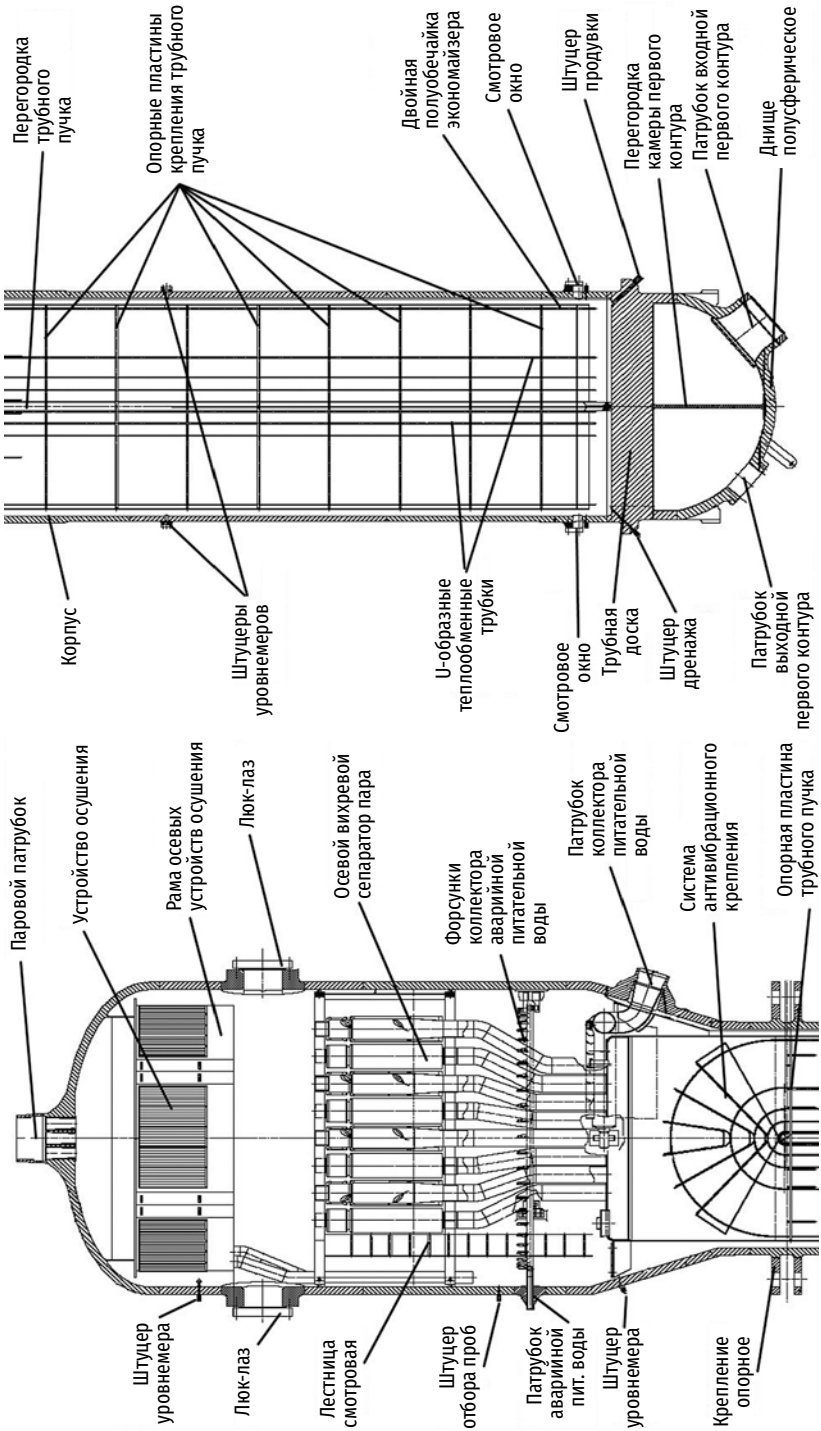


Рис. 3.39. Парогенератор EPR-1600 в разрезе

Теплоноситель первого контура циркулирует по перевернутым U-трубам, входя и выходя через патрубки, расположенные в днище корпуса парогенератора (полусферический купол). Нижний отсек днища корпуса разделен (впускная камера и выпускная камера) вертикальной разделительной перегородкой, отходящей от трубной решетки. Люки обеспечивают доступ к обеим сторонам днища корпуса.

Пароводяная смесь второго контура течет вверх через сепарационные устройства и осушители, сухой пар выходит через выходное сопло, расположенное на эллиптической верхней части ПГ. Такая конструкция повышает эффективность теплообмена между первым и вторым контуром и увеличивает давление пара на выходе примерно на 0,3 МПа по сравнению с ПГ обычной конструкции с той же поверхностью теплообмена.

Системы безопасности EPR-1600

Системы безопасности EPR-1600 спроектированы с соблюдением требований в соответствии с международными вероятностными оценками безопасности:

- частота повреждений активной зоны с учетом вклада внутренних и внешних событий составляет менее 10^{-5} на реактор-год,
- частота крупных выбросов радиоактивных материалов в окружающую среду в результате повреждения активной зоны составляет менее 10^{-6} на реактор-год.

Проектные положения для снижения остаточного риска, смягчения последствий расплава активной зоны и предотвращения крупных выбросов заключаются в следующем:

- предотвращение расплава активной зоны под высоким давлением за счет высокой надежности систем отвода тепла от активной зоны, дополненных системой защиты первого контура от избыточного давления;
- сброс избыточного давления из первого контура в защитную оболочку в случае полной потери стороннего охлаждения второго контура;
- распределение и охлаждение кориума;
- предотвращение детонации водорода за счет снижения концентрации водорода в защитной оболочке на ранней стадии с помощью каталитических рекомбинаторов водорода;
- предотвращение повышения давления в защитной оболочке с помощью специальной системы отвода тепла в защитной оболочке, состоящей из системы распыления с рециркуляцией через охлаждающую конструкцию устройства удержания расплава.

Системы и функции безопасности разработаны в соответствии со следующими принципами:

- упрощение путем разделения эксплуатационных функций и функций безопасности;
- четырехкратное резервирование систем защиты и обеспечивающих систем. Это позволяет обслуживать их во время работы установки, достигая высокого коэффициента готовности установки;
- строгое физическое разделение между зданиями, где расположены различные каналы систем безопасности;
- применение функционального разнообразия систем.

В состав систем безопасности EPR-1600 входят:

- система аварийного впрыска/система отвода остаточного тепла реактора [RIS/RRA (SIS/RHRS)];
- резервуар для хранения подпиточной борированной воды в защитной оболочке (IRWST);
- система дополнительного борирования [RBS (EBS)];
- система аварийной питательной воды парогенераторов [ASG (EFWS)];
- промежуточный контур охлаждения [RRI (CCWS)];
- система вентиляции межоболочечного пространства [EDE (AVS)];
- система аварийного отвода тепла в защитной оболочке [EVU (CHRS)];
- система стабилизации расплава активной зоны (кориума) (CMRS).

Упрощенная схема одного канала систем безопасности EPR-1600 представлена на рис 3.40.

Системы безопасности со 100% эффективностью, расположенные в четырех отдельных зданиях, разделены на четыре канала по одному в здании. Такое разделение каналов предусмотрено для электрических и механических систем безопасности. При наличии четырех каналов один канал может быть выведен из работы для технического обслуживания и ремонта, а другой канал может быть неработоспособным, в то время как остальные два канала готовы для выполнения необходимых функций безопасности, даже если один из них неэффективен из-за события, инициирующего отказ.

Система аварийного впрыска/система отвода остаточного тепла реактора [RIS/RRA (SIS/RHRS)]. RIS/RRA [SIS/RHRS] представляет собой комбинированную систему, обеспечивающую аварийный впрыск теплоносителя и отвод остаточного тепла от реактора.

RIS/RRA [SIS/RHRS] состоит из четырех отдельных независимых каналов, каждый из которых способен впрыскивать борированную воду в первый контур из бака-аккумулятора ACCU, насоса впрыска среднего давления (MHSI) и насоса впрыска низкого давления (LHSI) с теплообменником на выходе (на рис. 3.40 зеленая линия).

Система также обеспечивает контролируемый отвод тепла из первого контура в режимах расхолаживания и останова, главным образом, остаточ-

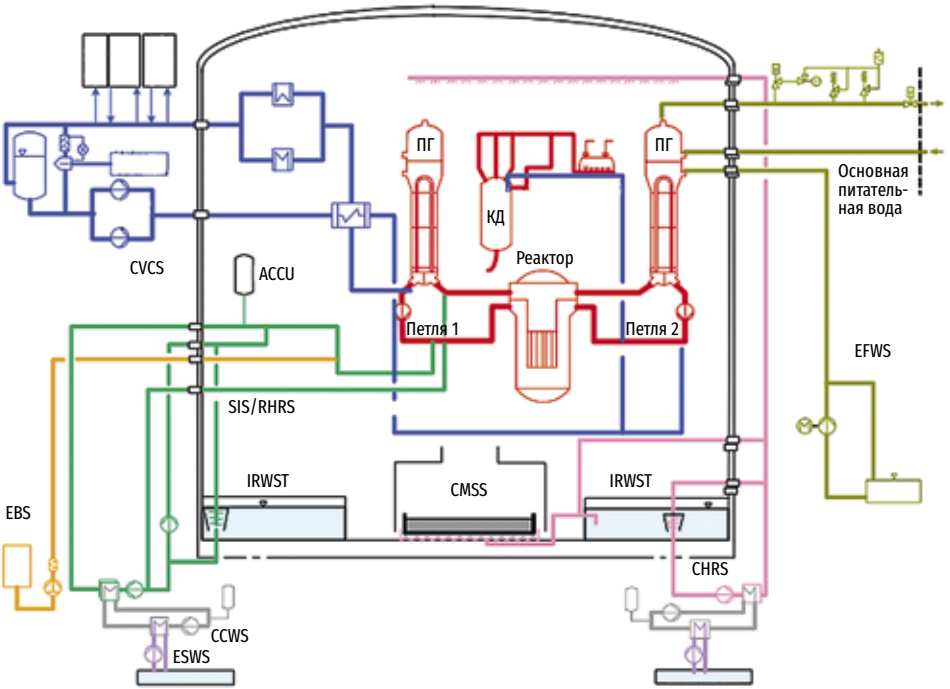


Рис. 3.40. Упрощенная схема конфигурации одного канала систем безопасности EPR-1600.

SIS/RHRS – система аварийного впрыска/система отвода остаточного тепла; EFWS – аварийная система питательной воды; CVCS – система подпитки-продувки первого контура; EBS – система аварийного ввода бора; CCWS – компонентная система охлаждения; ESWS – система основного технического водоснабжения; IRWST – резервуар для хранения подпиточной борированной воды в защитной оболочке; CHRS – система аварийного отвода тепла в защитной оболочке; CMSS – зона растекания системы стабилизации расплава активной зоны; ACCU – бак-аккумулятор системы SIS/RHRS

ной мощности в активной зоне, через насос и теплообменник LHSI и байпасную линию теплообменника.

Раствор борной кислоты впрыскивается в холодные нитки петель первого контура. Насосы MHSI и LHSI также могут подавать борную воду из IRWST в холодные ветви ГЦТ через общие форсунки впрыска. Линии LHSI могут быть сформированы оператором вручную для одновременного впрыска в горячие и холодные нитки петель первого контура. Линия всаса LHSI также может быть организована из горячих ветвей в режиме отвода остаточного тепла (всас и напор из одного контура). Насосы MHSI и LHSI охлаждаются системой охлаждающей воды реактора [RRI (CCWS)]. Различное воздушное охлаждение насосов LHSI доступно в двух каналах безопасности на случай выхода из строя RRI (CCWS).

Баки-аккумуляторы ACCU расположены в защитной оболочке реактора. Насосы MHSI и LHSI расположены в контролируемой зоне защитных зданий. Теплообменники LHSI также установлены в защитных зданиях. Электроснабжение осуществляется автономными электросекциями, поддерживаемыми аварийными дизель-генераторами.

Резервуар для хранения подпиточной борированной воды в защитной оболочке (IRWST)

Бак борсодержащей воды в защитной оболочке (In-containment Refueling Water Storage Tank — IRWST) представляет собой резервуар, содержащий большое количество борированной воды. Он служит для сбора воды, которая сбрасывается в защитную оболочку реактора в случае аварии с потерей теплоносителя первого контура, сопровождаемой разрывом трубопроводов в защитной оболочке. Бассейн IRWST также выступает в качестве запаса борной воды для RIS (SIS), системы отвода тепла в защитной оболочке [EVU (CHRS)] и RCV (CVCS). Борная вода из резервуара IRWST также используется для залива и охлаждения расплавленной активной зоны (кориума) в составе системы стабилизации расплава активной зоны (кориума) [CMRS] при запроектных авариях.

IRWST выполняет следующие функции:

- обеспечение водой, необходимой для заполнения полости реактора в периоды перегрузки;
- обеспечение подачи воды для подпиточных насосов RCV (CVCS) в случае низкого уровня в компенсаторе давления и после его изоляции при получении сигнала разбавления теплоносителя;
- сбор обратных потоков из нескольких систем;
- обеспечение биологической защиты в периоды перегрузки;
- фильтрация мусора перед насосами RIS (SIS) и EVU (CHRS).

IRWST расположен на более высокой отметке, чем зона распространения кориума, чтобы обеспечить пассивное затопление этой области свободным сливом.

Труба, соединяющая IRWST с распределительным отсеком, перекрывается при нормальной работе и при авариях с помощью клапанов, оснащенных пассивным устройством затвора, которое расплавляется кориумом, вызывая открытие клапанов.

После того как пассивное устройство затвора расплавится, клапаны откроются, и борная вода поступит в зону растекания кориума. Этого объема достаточно для обеспечения требуемых условий охлаждения кориума.

Фильтры и противозасорные устройства защищают насосы SIS/RHRS и EVU (CHRS) от мусора во время проектных аварий.

Система дополнительного борирования [RBS (EBS)]

Система RBS (EBS), состоящая из двух отдельных независимых линий, способна впрыскивать борированную воду в первый контур под высоким давлением. Каждый из каналов RBS (EBS) состоит из резервуара с борированной водой, объемного насоса и двух линий впрыска в холодные нитки петель через аварийные патрубки. Насосы и баки RBS (EBS) размещаются в здании топливного корпуса.

Электроснабжение осуществляется автономными каналами, поддерживаемыми аварийными дизель-генераторами. Каждый насос может питаться от двух электрических силовых агрегатов.

Система аварийной питательной воды парогенераторов [ASG (EFWS)]

Система ASG (EFWS) состоит из четырех независимых каналов, каждый из которых подает питательную воду в парогенератор из резервуара ASG (EFWS) с помощью насоса. Резервуары ASG (EFWS) содержат обессоленную воду. Коллекторы, установленные между четырьмя резервуарами, обычно закрытые, позволяют подавать резервную воду из любого резервуара ASG (EFWS) в любой из четырех каналов. Коллекторы, установленные между линиями впрыска, обычно закрытые, позволяют подавать воду на все парогенераторы в случае отказа насоса ASG (EFWS).

Электроснабжение насосов ASG (EFWS) осуществляется независимыми каналами, поддерживаемыми аварийными дизель-генераторами. Кроме того, для восстановления после аварий с полной потерей электроснабжения два из четырех каналов также снабжаются от резервной дизель-генераторной установки, которая запускается вручную при полном обесточении станции SBO (Station Black Out) и состоит из четырех аварийных дизель-генераторных установок.

Промежуточный контур охлаждения [RRI (CCWS)]

Система RRI (CCWS) состоит из 4 отдельных, независимых каналов, каждый из которых обеспечивает охлаждение теплообменников 4 каналов RIS/RRA (SIS/RHRS) через замкнутый контур охлаждения, состоящий из насоса и теплообменника (на выходе из насоса). RRI (CCWS) охлаждается системой основного технического водоснабжения [SEC (ESWS)].

Петли RRI (CCWS), которые охлаждают RIS/RRA (SIS/RHRS), являются независимыми. Зависимость от каналов RRI (CCWS) обеспечивается запорной арматурой: конфигурация клапанов позволяет нормально соединять общие контуры с одним из двух каналов и отключать его от другого.

Насосы и теплообменники RRI (CCWS) расположены в защитных зданиях, за пределами контролируемой зоны. Сами насосы RRI (CCWS) охлаждаются водой из RRI (CCWS).

Электроснабжение RRI (CCWS) обеспечивается независимыми каналами, поддерживаемыми аварийными дизельными генераторами.

Электроэнергия системы обеспечивается двумя разными электроканалами. Большинство электроприводов арматур и электронасосов RCV (CVCS) снабжаются аварийными дизельными генераторами.

Система удаления водорода [ETY (CGCS)]

Система удаления водорода [ETY (CGCS)] основана на использовании пассивных каталитических рекомбинаторов, распределенных в здании реактора. Их работа способствует общей конвекции воздуха внутри защитной оболочки.

Пассивные каталитические рекомбинаторы работают без внешнего источника питания, когда концентрация водорода на каталитической поверхности превышает минимальный пороговый уровень.

В проекте предусмотрены жалюзи и разрывные мембраны для автоматического соединения основного контейнмента с помещениями расположения основного оборудования при повышении давления в помещениях с основным оборудованием, с целью снижения концентрации водорода в последнем.

Система удаления водорода [ETY (CGCS)] предназначена для снижения концентрации водорода, образующегося во время тяжелых аварий, и, кроме того, может снизить концентрацию водорода в защитной оболочке после LOCA.

Система ETY (CGCS) при нормальной работе находится в режиме ожидания. Система вступает в действие при достижении пороговой концентрации водорода при воздействии водородно-паровой среды. ETY (CGCS) представляет собой полностью пассивную систему, в которой пассивные автокаталитические рекомбинаторы, расположенные по всей защитной оболочке, снижают концентрацию водорода и система заслонок способствует созданию естественной конвекции воздуха в отсеках оболочки.

Система вентиляции межоболочечного пространства [EDE (AVS)]

Функции системы вентиляции межоболочечного пространства:

- поддержание отрицательного (ниже атмосферного) давления в межоболочечном пространстве между защитными стенками в аварийных ситуациях с целью сбора утечек через внутреннюю оболочку, в том числе из системы улавливания утечек радиоактивных жидкостей из трубопроводов в случае нарушения их герметичности;
- отвод воздуха из пространства вентиляционной трубы после прохождения через высокоэффективные сажевые и йодные фильтры;
- выдержка радиоактивных аэрозолей, чтобы обеспечить естественный распад продуктов деления.

Вентиляционная система межоболочечного пространства защитной оболочки представляет собой:

- два 100% резервируемых канала безопасности, разделенных физически и оснащенных высокоэффективными сажевыми и йодными фильтрами;

- один 100% резервируемый канал, используемый в нормальном режиме, без йодных фильтров, но оснащенный высокоэффективными механическими фильтрами. В случае тяжелой аварии этот канал изолируется приводными заслонками, а вентиляция обеспечивается каналами безопасности системы EDE (AVS).

Система аварийного отвода тепла в защитной оболочке [EVU (CHRS)]

Система аварийного отвода тепла EVU (CHRS) предназначена для ограничения давления в защитной оболочке и обеспечения отвода тепла из защитной оболочки и IRWST при отказах, приводящих к аварии с расплавлением активной зоны (RRC-B), или в случае аварии с потерей охлаждающей жидкости (LOCA) с отказом насосов низкого давления (LHSI).

В случае тяжелой аварии EVU [CHRS] должна работать только на 100% мощности во время краткосрочной фазы, чтобы снизить давление в защитной оболочке. На этапе длительной аварии одного канала EVU [CHRS] достаточно для отвода остаточного тепла и поддержания давления в защитной оболочке близкого к атмосферному.

Когда давление и температура защитной оболочки достаточно снижены, одна или обе линии CHRS могут использоваться для непосредственного затопления зоны растекания расплава, более эффективного отвода тепла и контроля температуры и давления в защитной оболочке. Режим работы CHRS может быть изменен по мере необходимости, чтобы обеспечить дальнейшую локализацию тепла и удаление продуктов деления на долгосрочной фазе. Чтобы свести к минимуму возможность выброса радиоактивности, вызванного циркуляцией сильно загрязненной воды за пределы защитной оболочки, предусмотрены соответствующие конструктивные решения. К ним относятся специальный герметичный отсек для компонентов системы, а также соответствующие экранирующие или продувочные соединения и фильтры, позволяющие производить ремонт систем на этапе длительной эксплуатации.

CHRS состоит из двух отдельных физически разделенных и идентичных каналов (в каждом 2 подканала 50% резервирования для краткосрочного использования/2 подканала длительного действия со 100% резервированием).

Каждый канал состоит из выделенной всасывающей линии от IRWST, а также насоса и теплообменника, расположенных в специальном помещении в защитных зданиях 1 и 4. Каждый канал EVU (CHRS) имеет в своем составе:

- выделенную всасывающую линию от IRWST (In-containment Refueling Water Storage Tank);
- насос и теплообменник;

- купольную систему спринклерного распыления, подающую воду в кольцевой коллектор, оснащенный распылительными форсунками, предназначенными для снижения давления и температуры внутри защитной оболочки.

CHRS предназначена как для краткосрочных, так и для долгосрочных этапов развития аварии. Объем, конструкция и теплоемкость защитной оболочки и IRWST позволяют обеспечивать невмешательство оператора примерно 12 часов после начала тяжелой аварии. В течение этого времени не требуется активная система для поддержания давления защитной оболочки ниже его проектного значения. Во время краткосрочной фазы аварии давление и температура защитной оболочки не превышает установленных значений путем распыления через спринклерную линию CHRS. В течение этого периода продукты деления удаляются из защитной оболочки.

Система охлаждения фундаментной плиты

Предназначена для пассивной системы охлаждения кориума, высвобождаемого при гипотетической аварии с расплавлением активной зоны. Во время фазы застывания кориума вода сначала проходит через охлаждающие каналы. Охлаждающая конструкция состоит из цельнокованых стальных блоков, нижняя часть которых образует охлаждающие каналы прямоугольного сечения.

Вода подается в каналы охлаждения с помощью центральной системы труб, которая соединяет две симметричные полости, окружающие систему охлаждения кориума. Каналы опорожняются в свободный объем на периферии трубопроводной системы.

После попадания кориума в зону растекания и срабатывания механизма заброса вода из IRWST под действием силы тяжести заливает центральную систему трубопроводов. Затем он проходит через каналы охлаждения и, наконец, в свободный объем.

Пассивное естественное циркуляционное охлаждение устанавливается до тех пор, пока не будет достигнут баланс в отсеках воды в зоне растекания и IRWST. В конце концов вода для охлаждения кориума начинает кипеть, образующийся пар выпускается в защитную оболочку. Распыление воды из EVU (CHRS) необходимо для снижения давления в защитной оболочке, чтобы предотвратить ее разрушение.

Когда насосы EVU (CHRS) недоступны или не работают, конструкция позволяет отводить достаточное количество тепла путем испарения в охлаждающих каналах в течение длительного периода времени.

Система стабилизации расплава активной зоны (кориума) (CMRS)

Реакторная установка EPR-1600 оснащена системой стабилизации расплава активной зоны (CMSS) для предотвращения катастрофического воздействия расплавленной активной зоны при запроектной аварии. Она расположена внутри защитной оболочки, под корпусом реактора (рис. 3.41, 3.42).

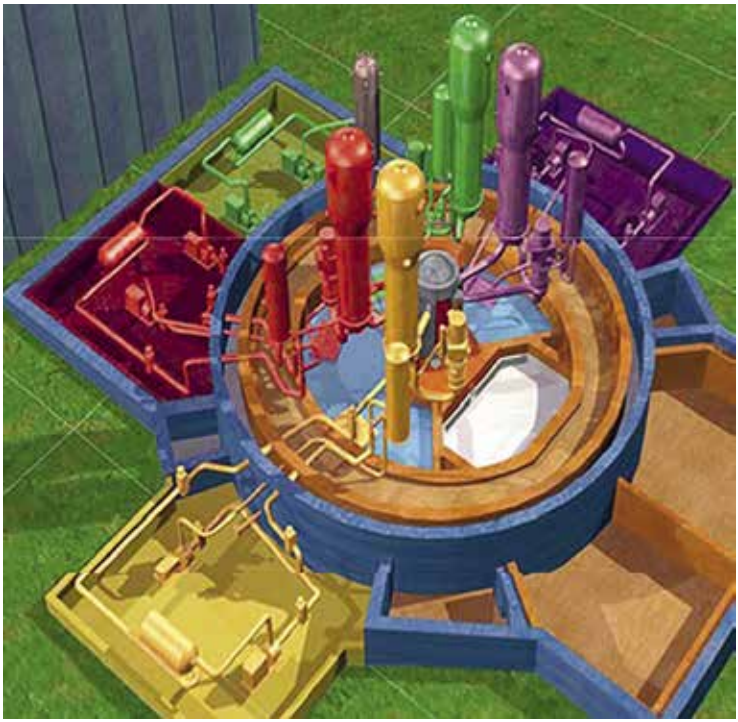


Рис. 3.41. Общий вид фундаментной плиты с оборудованием РУ и системой стабилизации расплава активной зоны EPR-1600

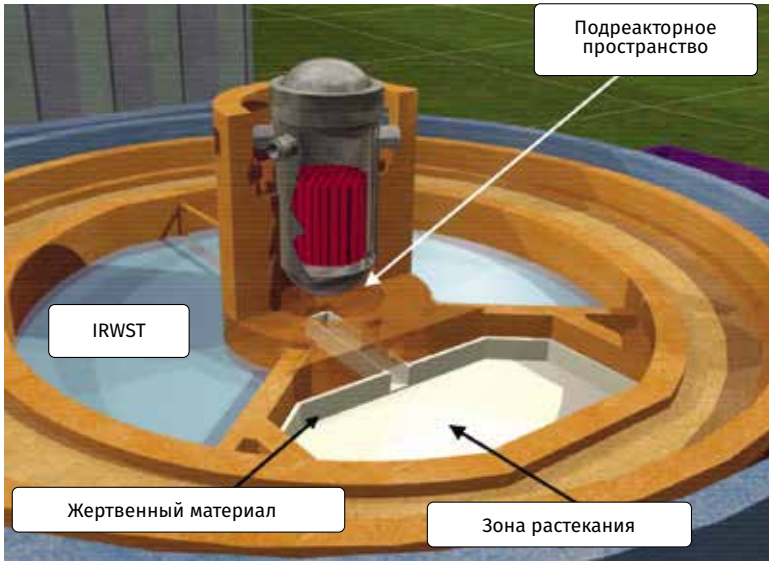


Рис. 3.42. Конструкция оборудования системы стабилизации расплава активной зоны реактора EPR-1600

Непосредственно под корпусом реактора расположен канал приема расплавленного кориума с уклоном от приямка шахты реактора в зону растекания и удержания. Зона растекания площадью около 170 м^2 расположена сбоку от реакторной шахты, окруженной с двух сторон IRWST.

Запас раствора борной кислоты для аварийного охлаждения обеспечивается резервуаром для хранения борированной воды в защитной оболочке (IRWST).

Резервуар IRWST расположен между приямком шахты реактора и стенкой вторичного экрана биозащиты на нижнем уровне защитной оболочки. Промежуток между IRWST и защитной оболочкой заполнен бетоном, чтобы избежать невосполнимых потерь борной воды при авариях.

В случае возникновения запроектных аварий с проплавлением корпуса реактора расплавом активной зоны стратегия управления аварией заключается в следующем:

- предотвращение взаимодействия расплава активной зоны (кориума) и конструкционного бетона фундаментной плиты, чтобы избежать значительных выбросов и длительного загрязнения грунтовых и подземных вод;
- локализация и временное удержание расплава активной зоны в корпусе реактора, а после проплавления металла корпуса реактора — удержание кориума в подреакторном пространстве;
- обеспечение замедленного плавления металлического затвора, расположенного на дне подреакторного пространства;
- распределение кориума на большой поверхности зоны растекания за пределами подреакторного пространства;
- затопление и охлаждение зоны растекания с помощью борной воды из резервуара для хранения воды в защитной оболочке (IRWST).

Общий подход включает временное удержание расплава в реакторной шахте для обеспечения долгосрочной стабилизации расплава в ловушке активной зоны независимо от неопределенностей, связанных с поздними фазами прогрессирования аварии, в частности, последовательности высвобождения расплава, состава расплава и соответствующих свойств расплава.

Принцип действия системы представлен на рис. 3.43.

Накопление и кондиционирование расплава достигается за счет жертвенного материала, подкрепленного защитным слоем диоксида циркония, взаимодействуя с которым расплав должен разрушиться, прежде чем он соприкоснется и расплавит затвор канала ловушки расплава, и распространится по зоне растекания ловушки (рис. 3.43, 3.44). Охлаждающая борная вода, необходимая для отвода тепла от расплава и, следовательно, для долгосрочной стабилизации, непрерывно подается из резервуара для хранения боросодержащей воды в защитной оболочке (IRWST) пассивно свободным сливом.

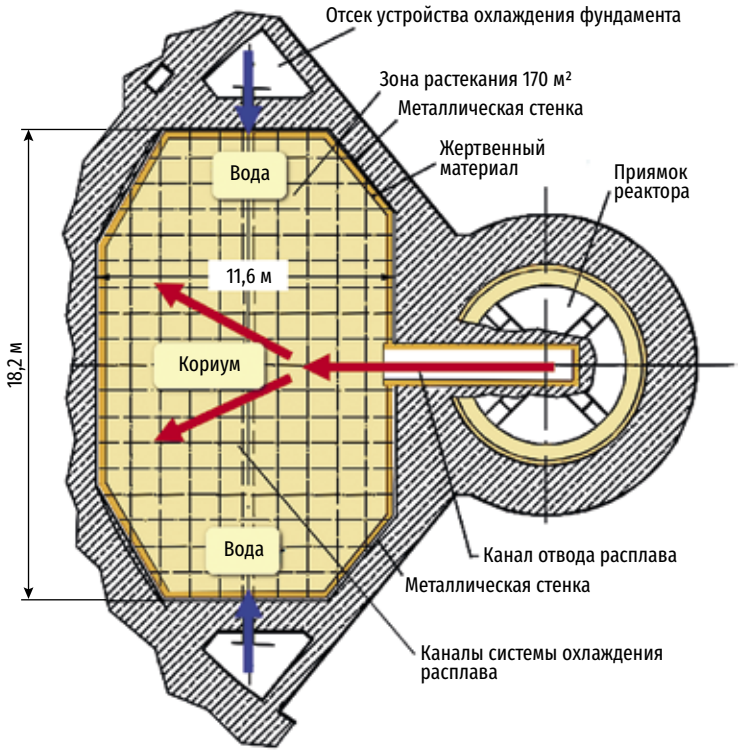


Рис. 3.43. Принцип действия системы стабилизации расплава активной зоны EPR-1600

Реализация всех стадий (удержание, растекание, затопление, охлаждение) полностью основана на пассивных принципах и не требует вмешательства персонала.

В дополнение к пассивному охлаждению, концепция отвода тепла от ловушки расплава включает в себя активный режим охлаждения с использованием EVU [CHRS], который может применяться в длительном режиме. В этом режиме один или оба канала EVU [CHRS] используются для непосредственной подачи воды в ловушку кориума. Активное охлаждение является преимуществом, поскольку оно приводит к образованию переохлажденного водяного бассейна над расплавом, что прекращает выброс пара в защитную оболочку и в конечном итоге приводит к установлению атмосферного давления в оболочке.

В результате расположения ловушки активной зоны сбоку, а не непосредственно в шахте под корпусом реактора, она защищена от потенциально критических нагрузок, возникающих из-за проплавления корпуса реактора (рис. 3.44). В то же время такая компоновка гарантирует, что ловушка кориума не может нарушить нормальную работу установки или работу систем, необходимых для контроля проектных аварий.

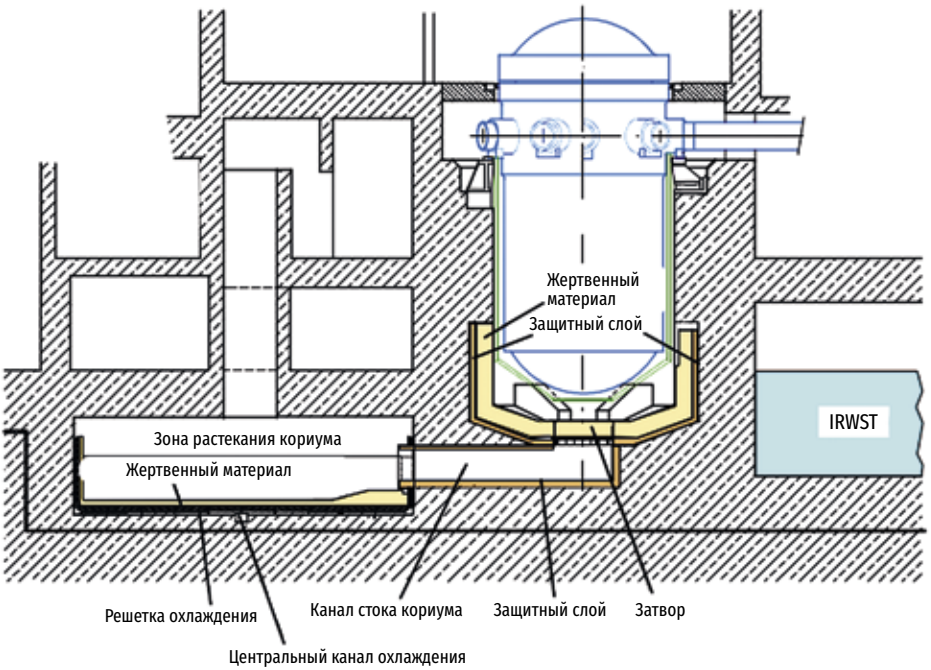


Рис. 3.44. Поперечный разрез конструкций зоны растекания кориума в EPR-1600

По сути, улавливание и стабилизация расплава активной зоны в постоянно охлаждаемой конструкции позволяет избежать взаимодействия расплавленного топлива с конструкционным бетоном, что может привести к следующим последствиям:

- ослабление несущих конструкций и проплавление фундамента реакторного здания;
- локальное проплавление фундаментной плиты и загрязнение природных недр;
- устойчивый выброс неконденсирующихся газов в атмосферу защитной оболочки;
- длительный нагрев бетона фундамента и, как следствие, механическая деформация защитной оболочки здания с риском образования трещин и протечек.

Архитектурно-строительные решения проекта EPR-1600

Строительные решения площадки EPR1600 базируются на унификации элементов блочно-модульной компоновки энергоблоков с реакторами PWR (рис. 3.45).

Здание реактора окружено четырьмя зданиями систем безопасности и зданием хранилища топлива (рис. 3.46). Внутренние конструкции и компо-

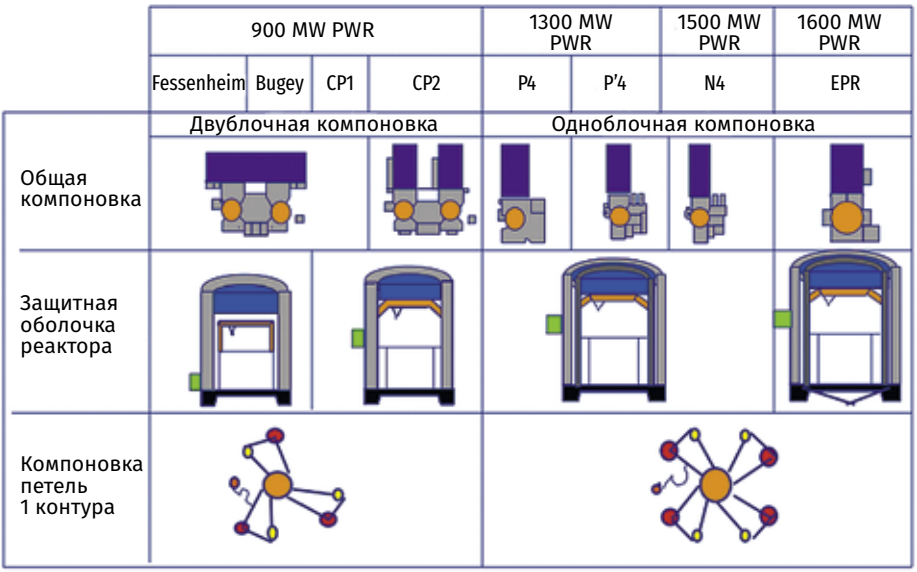


Рис. 3.45. Компоновочные решения различных типов энергоблоков с реакторами PWR



Рис. 3.46. Общий вид комплекса основных зданий энергоблока EPR-1600

ненты оборудования систем в реакторном здании, в здании хранения топлива и двух зданиях систем безопасности, включая блочный пункт управления, защищены от авиационной опасности и внешних воздействий типа ударной волны.

Два других здания систем безопасности не защищены от авиационной опасности, но они разделены зданием реактора, что позволяет ограничить ущерб от внешних событий одним каналом систем безопасности.

В случае отключения внешних источников электроэнергии за пределами площадки каждый защитный канал питается от отдельного аварийного дизель-генератора. В дополнение к четырем резервным дизелям, которые питают системы безопасности, два независимых дизельных генератора готовы для питания основного оборудования во время предполагаемого события — отключение станции от внешних источников, т.е. потери питания переменного тока за пределами площадки с одновременным отказом всех четырех резервных дизелей.

Бассейн выдержки ОЯТ расположен в специальном здании за пределами реакторного здания, чтобы упростить доступ для транспортировки топлива во время работы блока и обращения с топливными транспортными упаковочными контейнерами. Как указывалось ранее, топливный корпус (хранилище ЯТ) защищен от авиационной опасности и внешних воздействий типа ударной волны.

Здания ядерного острова, расположенные на общем основном фундаментном основании (рис. 3.47):

- здание реактора;
- здания систем безопасности;
- хранилище ЯТ (топливный корпус).

Ядерный остров также включает в себя:

- вспомогательное здание атомной электростанции;
- здание транспортного портала;
- здания резервных дизель-генераторных установок;
- здание переработки РАО.

Вспомогательное здание АЭС построено на отдельном фундаменте рядом со зданием хранилища топлива.

В каждом из двух дизельных зданий находятся две аварийные дизель-генераторные (или главные дизель-генераторные) установки и одна независимая дизель-генераторная установка, обеспечивающая электропитание при полном обесточивании станции SBO (Station Black Out) для охлаждения реакторной установки энергоблока в условиях ЗПА.

Здание реактора имеет цилиндрическую форму. Защитная оболочка имеет тип «двойной корпус» с предварительно напряженным бетонным

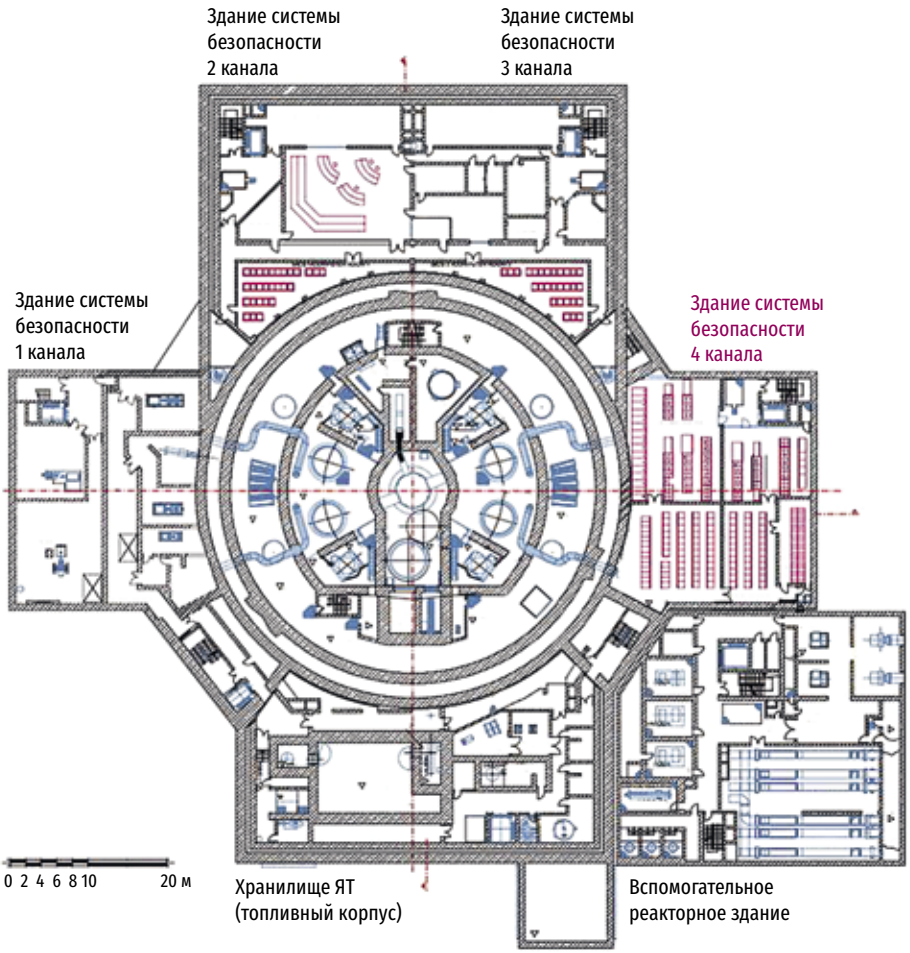


Рис. 3.47. План зданий «ядерного острова» энергоблока ERP-1600 и размещение оборудования РУ и СБ

внутренним корпусом и железобетонным внешним корпусом. Здание хранилища ЯТ имеет трапециевидную форму с основанием, примыкающим к зданию реактора.

Четыре группы электротехнических и защитных зданий похожи по форме. Каждая группа включает в себя оборудование канала безопасности и электрооборудование. На нижних отметках реакторного здания расположена галерея для обеспечения натяжения и обслуживания вертикальных тросов предварительного напряжения внутренней защитной оболочки (рис. 3.47, 3.48).

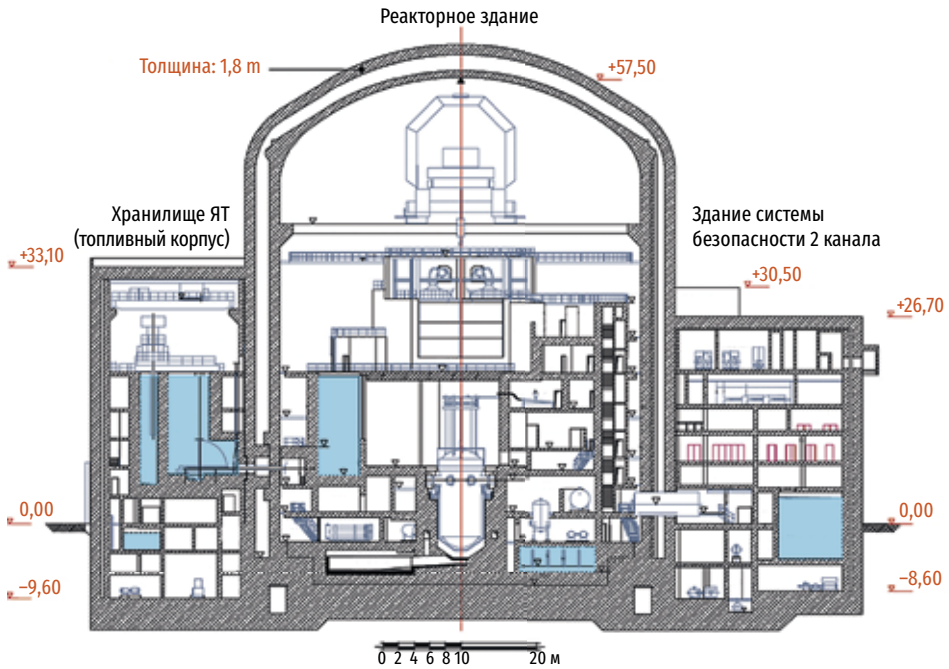


Рис. 3.48. Расположение систем РУ в реакторном здании энергоблока с EPR-1600 (вертикальный разрез)

3.3. APR1400 — усовершенствованный энергетический реактор

APR1400 (Advanced Power Reactor) — усовершенствованный энергетический реактор, который представляет собой реактор с водой под давлением мощностью 1400 МВт, разработанный в Корее. Основываясь на собственных технологиях и опыте проектирования, строительства, эксплуатации и технического обслуживания реакторной установки OPR1000, APR1400 обладает передовыми проектными возможностями для дальнейшего повышения безопасности, экономической эффективности и удобства эксплуатации и технического обслуживания оборудования.

В 2008 году был начат первый этап строительства энергоблоков № 3 и № 4 АЭС «Син-Кори» (SKN 3 и 4) по проекту APR1400, а в октябре 2015 года были выданы лицензии на эксплуатацию энергоблока SKN 3 и в феврале 2019 года на энергоблок SKN 4. Промышленная эксплуатация энергоблока SKN 3 началась в декабре 2016 года.

27 декабря 2009 года ОАЭ и Корея подписали генеральный контракт на поставку 4 блоков APR1400 в ОАЭ — первую атомную электростанцию в арабских странах. В качестве места строительства была выбрана провинция Барака, расположенная на побережье Персидского залива, к западу

от Абу-Даби. В декабре 2010 года в Федеральное управление по ядерному регулированию (FANR) был представлен предварительный отчет об анализе безопасности (PSAR) энергоблоков № 1 и № 2 АЭС «Барака», а в июле 2012 года была выдана лицензия на строительство. Строительство энергоблока № 1 началось в июле 2012 года, а строительство энергоблока № 2 началось в мае 2013 года и в феврале 2020 года энергоблок № 1, а 14 сентября 2021 энергоблок № 2 были подключены к сети. Энергоблоки № 3 и 4 начали коммерческую эксплуатацию в феврале 2023 и в сентябре 2024 соответственно.

Проект APR1400 характеризуется как двухконтурный эволюционный легководный реактор под давлением (Pressurized Water Reactor – PWR). Функционирование РУ основано на двухконтурной схеме теплопередачи: первичная система циркуляции (первый контур) с источником тепловой энергии – ядерным реактором, вторичная система циркуляции (второй контур) с турбогенераторной установкой и с системой охлаждения конденсата. Основные технико-экономические характеристики APR-1400 представлены в табл. 3.4.

Таблица 3.4. Технико-экономические характеристики APR1400

Мощность тепловая (брутто), МВт	4000
Мощность электрическая, МВт	1450
Расход теплоносителя через реактор, м^3/ч	101 340
Давление номинальное на выходе из активной зоны, МПа	15,82
Температура теплоносителя в реакторе, °С	
– на входе в активную зону	290,6
– на выходе из активной зоны	323,9
Количество циркуляционных петель, шт.	2
Число горячих ниток петель	2
Число холодных ниток петель (по 2 на каждую петлю)	4
Число ТВС в активной зоне, шт.	241
Тип ТВС	Квадрат, 17×17
Количество твэлов в ТВС	236
Диаметр твэлов, мм	9,5
Количество приводов СУЗ в реакторе, шт.	93
Тип парогенератора	Вертикальный
Количество ГЦН, шт.	4

Основное оборудование первого контура APR1400

Поскольку проект APR1400 развился из OPR1000, базовая конфигурация системы пароснабжения АЭС осталась прежней.

Реакторная установка APR1400 представляет собой водо-водяной реактор под давлением с двумя контурами теплоносителя.

Все компоненты РУ расположены внутри здания защитной оболочки. При нормальной работе теплоноситель циркулирует по первому контуру РУ и ПГ с помощью ГЦН. Теплоноситель реактора нагревается при прохождении через активную зону РУ за счет энергии деления ядерного топлива и охлаждается в ПГ, отдавая тепло второму контуру. Теплоноситель реактора также служит поглотителем нейтронов (водный раствор бора) для управления реактивностью.

Основными компонентами первого контура являются корпус реактора, две симметричные петли контура теплоносителя реактора, каждая из которых содержит одну горячую ветвь, две холодные ветви, один парогенератор и два насоса ГЦН теплоносителя реактора, а также компенсатор давления, подключенный к одной из горячих ветвей. Два парогенератора и ГЦН расположены симметрично относительно оси реактора (рис. 3.49, 3.50).

Принципиальная схема системы первого контура приведена на рис. 3.51.

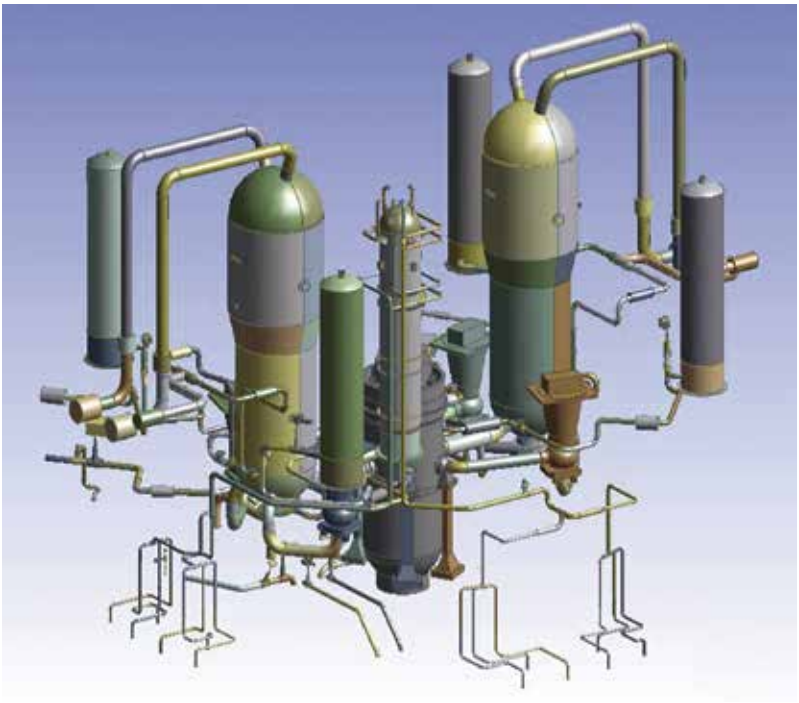


Рис. 3.49. Общий вид пространственной компоновки систем реакторной установки APR1400

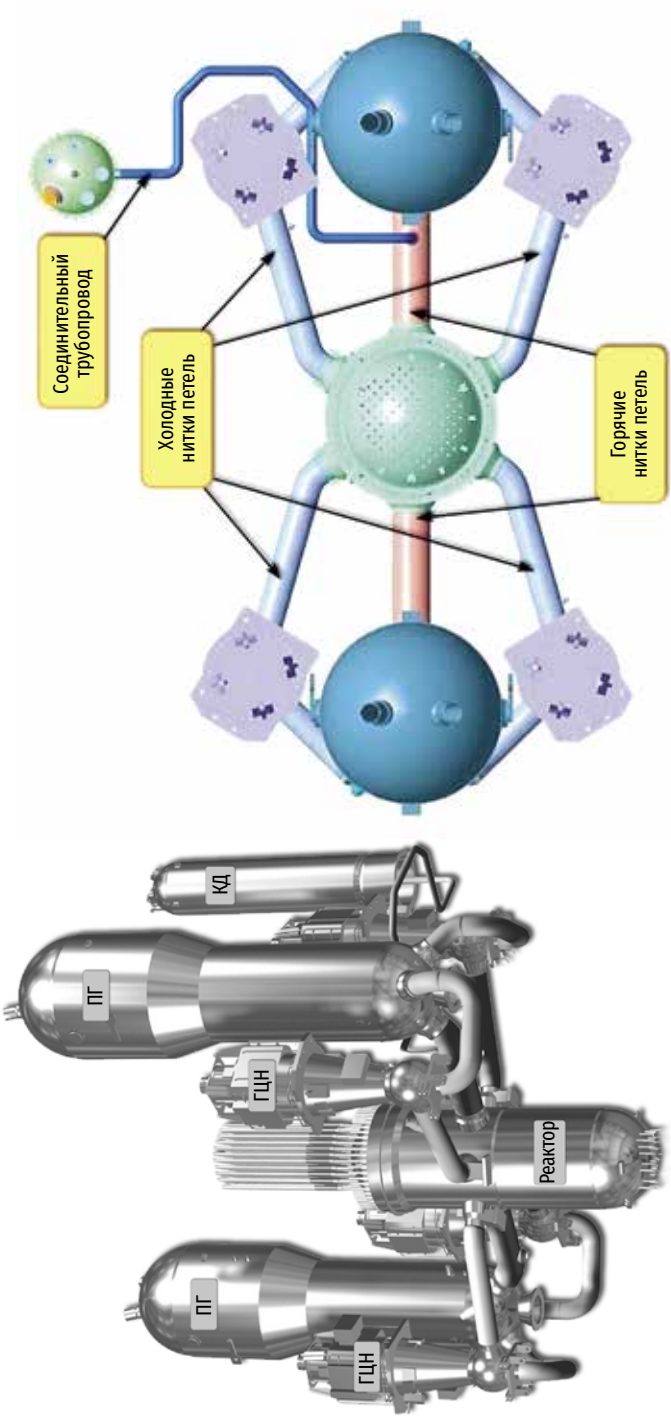


Рис. 3.50. Общий вид основного оборудования реакторной установки APR1400

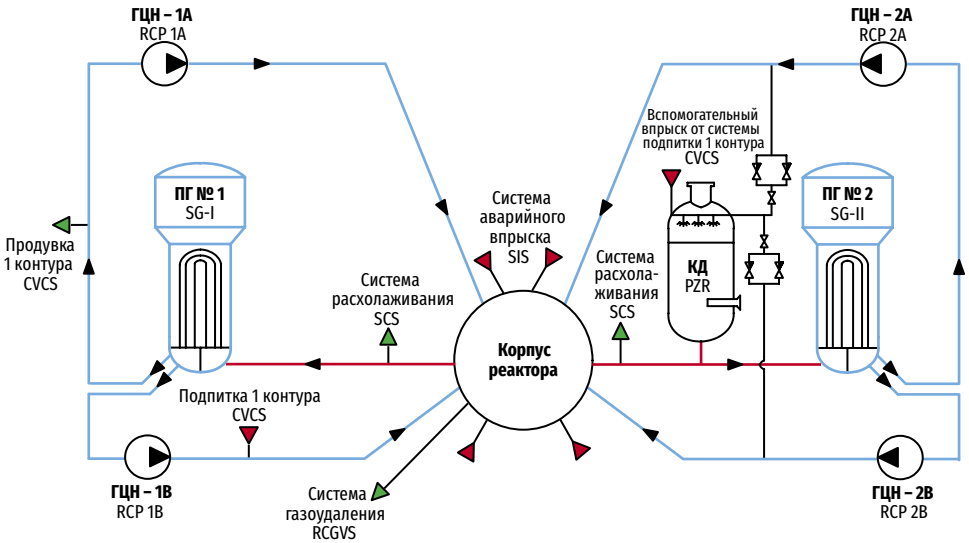


Рис. 3.51. Принципиальная схема первого контура APR1400

Реактор APR1400

Реактор APR1400 представляет собой тип реактора с водой под давлением (PWR) с двумя петлями контура теплоносителя. Общий вид реактора и внутрикорпусных устройств в разрезе показан на рис. 3.52.

Теплоноситель реактора поступает во входные патрубки корпуса реактора, течет вниз между стенкой корпуса реактора и выгородкой активной зоны, проходит через секцию направляющую поток, где распределение потока выравнивается, и теплоноситель попадает в нижнюю камеру. Затем теплоноситель течет вверх через активную зону, отводя тепло от топливных стержней. Нагретый теплоноситель поступает в зону выхода из активной зоны, где он течет по внешней стороне направляющих труб СУЗ к выпускным патрубкам корпуса реактора (рис. 3.53).

Корпус реактора

Корпус реактора APR1400 представляет собой вертикально установленный цилиндрический сосуд с приваренным к нему полусферическим днищем и съемной фланцевой полусферической крышкой (рис. 3.54).

Корпус реактора служит оболочкой для размещения внутренних устройств (RVI), несущих конструкций активной зоны, тепловыделяющих сборок, групп регулирующих стержней СУЗ, а также элементов управления и контрольно-измерительных приборов и обеспечивает циркуляцию теплоносителя через активную зону.

Корпус реактора состоит из деталей фланца корпуса, полусферического приварного днища, трех сварных обечаек (верхней, промежуточной и ниж-

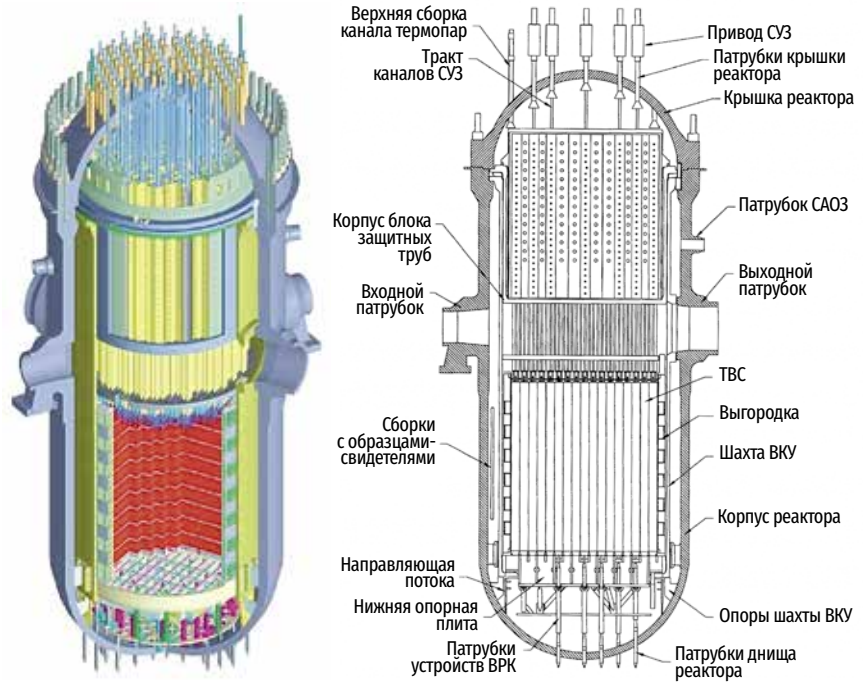


Рис. 3.52. Общий вид реактора APR1400 и внутрикорпусных устройств в разрезе

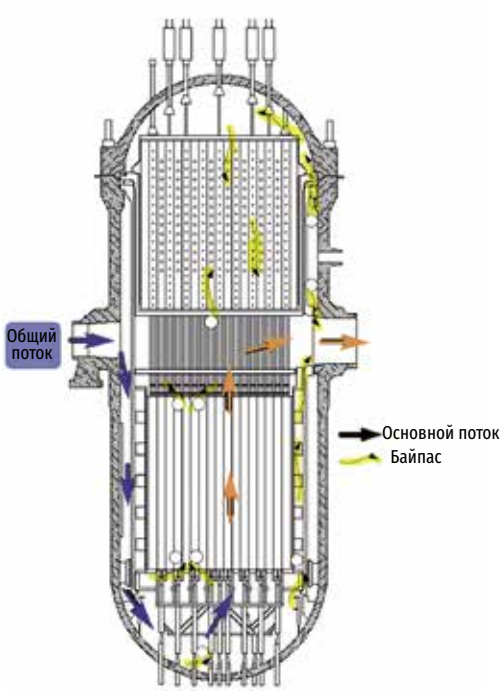


Рис. 3.53. Схема основных потоков теплоносителя в реакторе APR1400

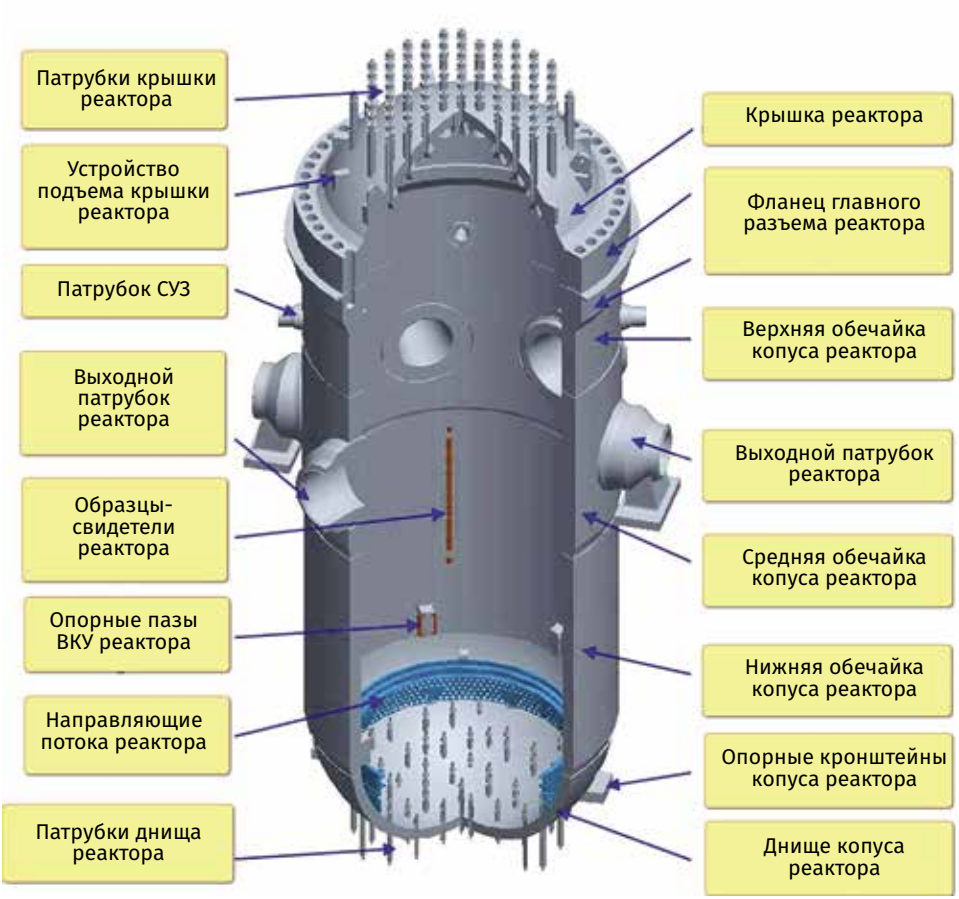


Рис. 3.54. Корпус реактора APR1400 с фланцевой крышкой в разрезе

ней), а также фланцевой верхней крышки. Фланец корпуса представляет собой профилированное кольцо с обработанным выступом на внутренней поверхности для поддержки опорной шахты активной зоны, которая, в свою очередь, поддерживает внутренние устройства реактора и конструкцию активной зоны. Днище изготовлено из цельной полусферической поковки. Три обечайки, поковка днища и поковка фланца соединяются вместе сваркой. Кроме того, к корпусу приварены четыре поковки входных патрубков, две поковки выходных патрубков, четыре поковки патрубков непосредственного аварийного впрыска (DVI) и шестьдесят один патрубок каналов внутриреакторного контроля (ВРК) (ICI). Патрубки DVI находятся выше патрубков холодной ветви петли и распределены таким образом, чтобы избежать помех патрубкам и опорным конструкциям корпуса реактора.

Верхняя крышка изготавливается из отдельной поковки и соединяется с корпусом реактора фланцевым резьбовым соединением. Купол полус-

ферической крышки и фланец соединены вместе сваркой, образуя верхнюю крышку, к которой приварены патрубки механизмов приводов СУЗ (CEDM).

Верхний блок реактора

Интегрированный верхний блок реактора в сборе (IHA) представляет собой конструкцию на верхней части крышки корпуса реактора и состоит из системы охлаждения приводов СУЗ CEDM, кожуха системы охлаждения, термопар, защитной конструкции шлейфов электроразводок и подъемной рамы-траверсы. Эти компоненты обычно разбираются, отдельно хранятся и снова собираются во время каждой разборки реактора. IHA представляет собой конструкцию, объединяющую и интегрирующую все элементы зоны верхней крышки корпуса реактора в одну сборку, как показано на рис. 3.55.

Основным назначением IHA является сборка всех конструкций головной части реактора, компонентов систем, кабельной системы и их опор в один блок, что позволяет сократить эксплуатационные операции по установке и снятию компонентов верхней части реактора. Кроме того, такая конструкция верхнего блока способствует снижению радиационного воздействия на обслуживающий персонал, так как сокращается время разборки и сборки реактора.

Внутрикорпусные устройства

Внутрикорпусные устройства реактора (рис. 3.56) разделены на две основные части, состоящие из нижних опорных конструкций активной зоны и верхних направляющих конструкций. ВКУ состоят из опорных конструкций активной зоны, которые включают в себя нижнюю опорную конструкцию (LSS), шахту внутрикорпусных устройств (CSB), выгородку активной зоны (CS), а также внутриреакторный канал-воздушник аварийного охлаждения зоны (ECBD). Верхняя направляющая конструкция (UGS) включает в себя блок защитных труб (IBA).

Направляющие потока, хотя и функционируют как неотъемлемая часть тракта потока теплоносителя, конструктивно отделены от внутренних устройств реактора и находятся на днище корпуса реактора (см. рис. 3.54).

Опорные конструкции активной зоны предназначены для поддержки и ориентации тепловыделяющих сборок активной зоны реактора и групп элементов управления и защиты, а также для направления и распределения потока теплоносителя в активной зоне.

Опорные конструкции активной зоны опираются на бурт верхнего фланца шахты внутрикорпусных устройств, которая, в свою очередь, опирается на выступ фланца корпуса реактора. Регулировка положения опорных конструкций осуществляется с помощью четырех равноудаленных шпонок во фланце, которые вставляются в шпоночные пазы в выступе корпуса реактора и крышке реактора. Нижняя опорная конструкция обе-

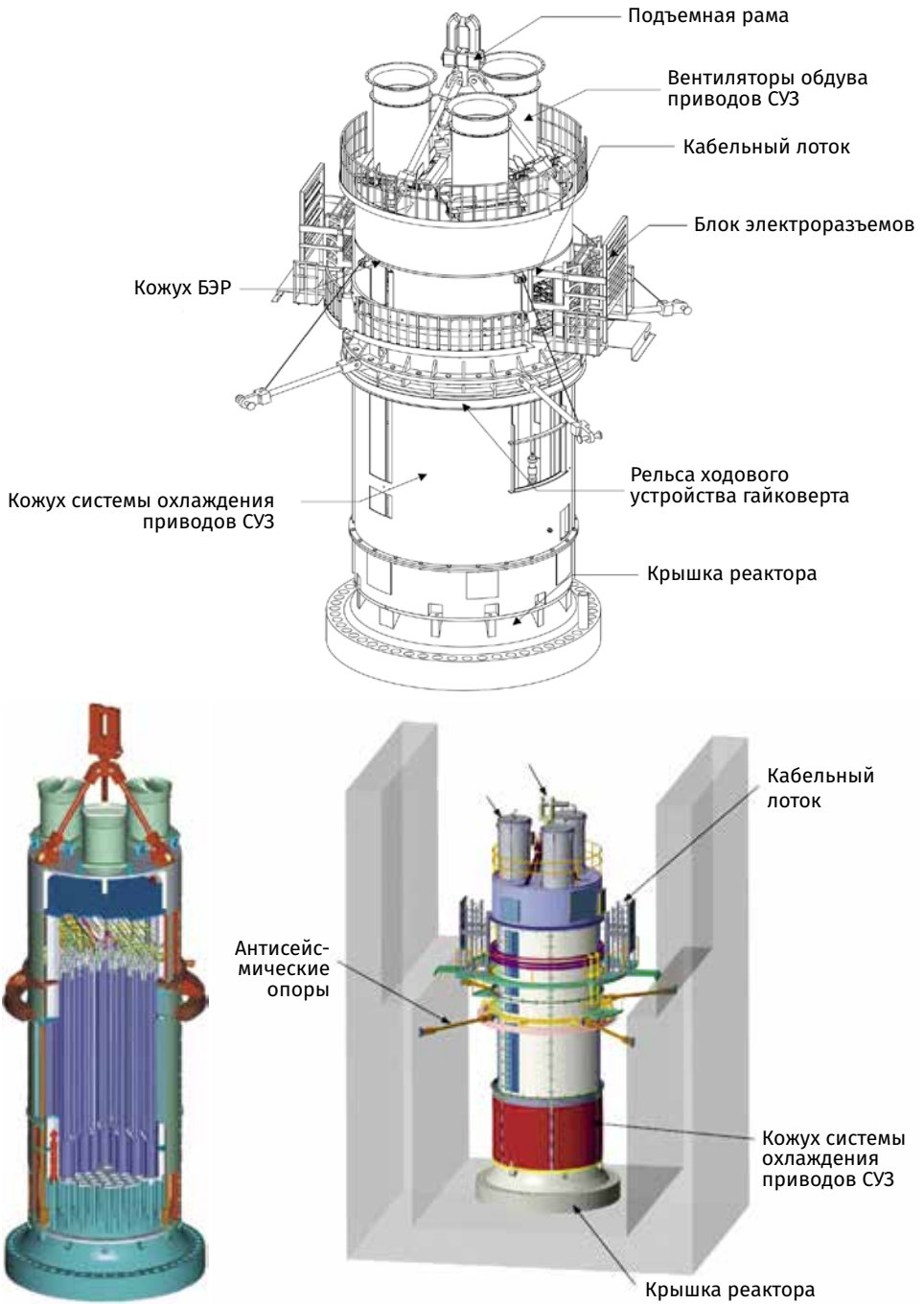


Рис. 3.55. Верхний блок реактора APR1400 с интегрированными системами в сборе с крышкой реактора

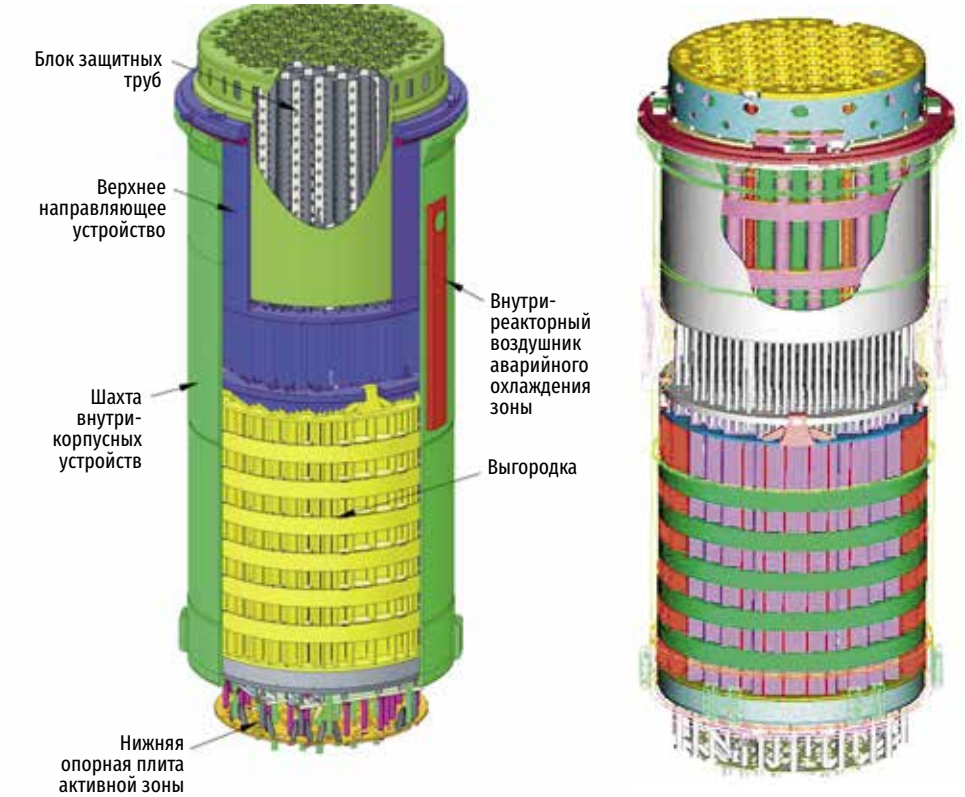


Рис. 3.56. Конструкция и компоненты внутрикорпусных устройств реактора APR1400

спечивает поддержку активной зоны с помощью опорных решеток, которые передают нагрузку на нижний фланец шахты внутрикорпусных устройств. Установочные штифты в решетках обеспечивают ориентацию нижних концов тепловыделяющих сборок.

Опорные конструкции активной зоны показаны на рис. 3.57.

Опора и позиционирование тепловыделяющих сборок обеспечиваются нижней опорной конструкцией. Нижний конец шахты внутрикорпусных устройств ограничен от чрезмерного бокового и радиального смещения шестью шпоночнами демпферами, которые входят в пазы на стенке корпуса реактора.

Верхняя направляющая конструкция (UGS), состоящая из регулировочной плиты тепловыделяющих сборок, чехловых труб приводов СУЗ, верхней опорной плиты с решеткой, опорного корпуса верхней направляющей конструкции (рис. 3.58). Верхняя направляющая конструкция (UGS) извлекается из корпуса реактора при операциях по перегрузке топлива с помощью специальной подъемной траверсы.

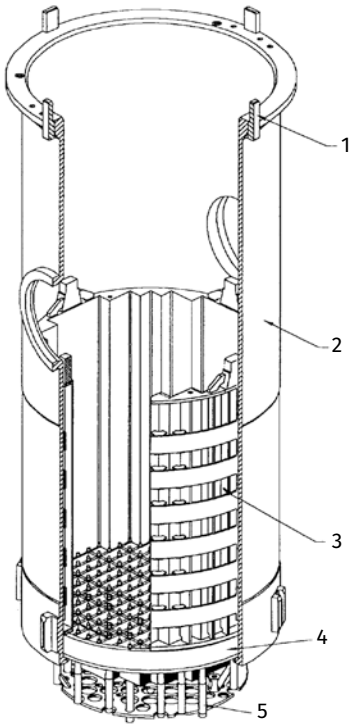


Рис. 3.57. Опорные конструкции активной зоны в шахте внутрикорпусных устройств РУ APR1400.
1 – направляющие; 2 – шахта внутрикорпусная; 3 – выгородка активной зоны; 4 – нижняя плита активной зоны; 5 – каналы устройств ВКУ

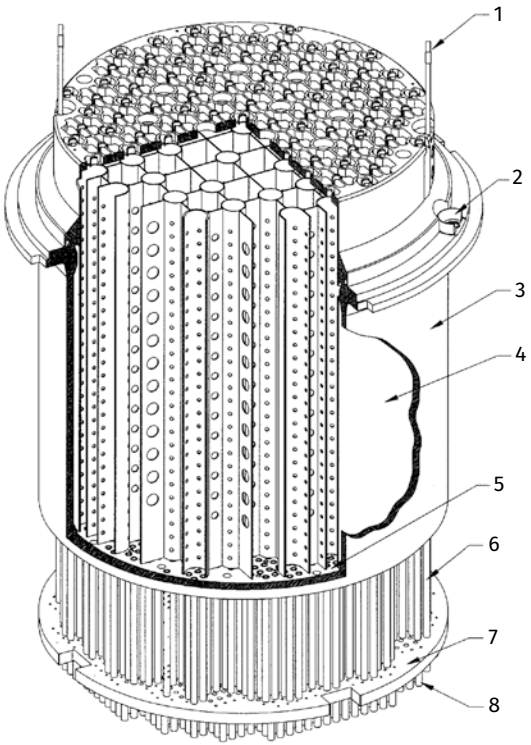


Рис. 3.58. Верхняя направляющая конструкция реактора APR1400.
1 – трубы термопар; 2 – направляющая подъемной системы; 3 – корпус блока защитных труб; 4 – внутренние элементы блока защитных труб; 5 – опорная плита блока защитных труб; 6 – каналы элементов СУЗ; 7 – плита позиционирования ТВС; 8 – направляющие гильзы ТВС

Блок защитных труб (IBA) ограничивает перекрестный поток теплоносителя и обеспечивает выравнивание штанг ОР СУЗ (CEA). Блок защитных труб состоит из верхней пластины, приваренной к цилиндрической обечайке, открытой снизу и содержащей набор больших вертикальных труб, соединенных вертикальными пластинами в виде сетки, приваренных к внутренней части обечайки. Блок защитных труб удерживается в нужном положении с помощью непрерывного сварного шва между фланцем обечайки и верхней поверхностью фланца верхней направляющей конструкции UGS.

Выгородка активной зоны обеспечивает целостность геометрии активной зоны и ограничивает величину перепускного потока теплоносителя. Выгородка состоит из сварного вертикального узла пластин, предназначенных для пропуска теплоносителя через активную зону. Кольцевые обоймы

и верхняя и нижняя торцевые плиты обеспечивают боковую поддержку. Кольца крепятся к вертикальным пластинам с помощью приварных по всей длине ребер и горизонтальных скоб. Между наружным периметром выгородки и шахтой ВКУ предусмотрен небольшой зазор для обеспечения восходящего потока охлаждающей жидкости в затрубном пространстве, тем самым сводя к минимуму тепловые напряжения конструкции выгородки. Выгородка показана на рис. 3.59. Четыре направляющих упора с твердым покрытием, расположенные на перпендикулярных осях, выступают вертикально из верхней части выгородки и входят в соответствующие пазы с твердым покрытием в верхней пластине направляющей конструкции, чтобы обеспечить выравнивание между верхней направляющей конструкцией и выгородкой/нижней опорной конструкцией.

Нижняя опорная конструкция (LSS) и патрубки каналов ВРК (ICI) в сборе позиционируют и поддерживают тепловыделяющие сборки, выгородку активной зоны и патрубки ВРК (ICI). Конструкция представляет собой сварной узел, состоящий из короткого цилиндра, опорных решеток, нижней плиты, патрубков ICI и опорной плиты каналов ВРК. Установочные

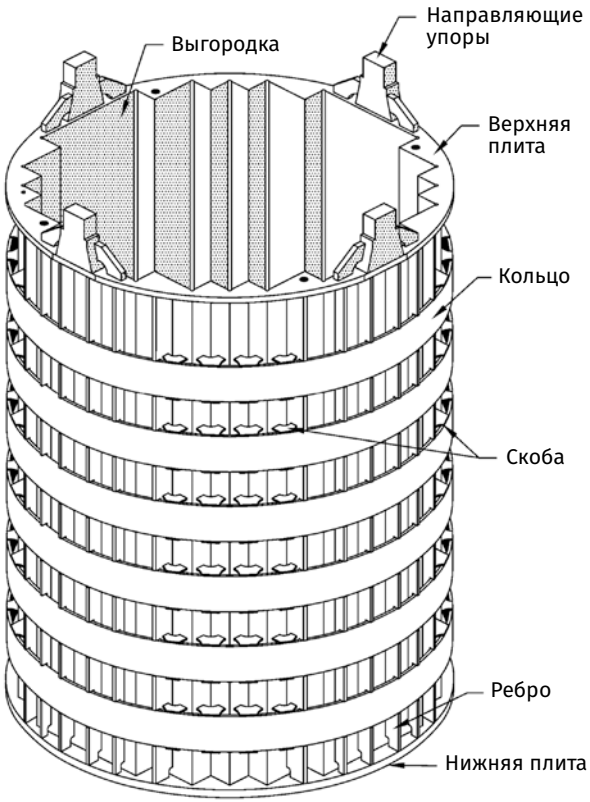


Рис. 3.59. Выгородка активной зоны РУ APR1400

гильзы-фиксаторы тепловыделяющих сборок крепятся к верхней части балок решетки. Снизу основные опорные балки решетки в одном направлении приварены к нижней плите, которая содержит проточные отверстия для обеспечения правильного распределения потока. Эти плиты также обеспечивают опору для патрубков ICI, опорных колонн и опорной плиты каналов ICI. Обечайка направляет основной поток теплоносителя первого контура и ограничивает байпасный поток выгородки активной зоны с помощью отверстий, расположенных у основания. Опорная плита каналов ICI обеспечивает боковую поддержку патрубков ВРК. Эта плита снабжена проточными отверстиями для распределения потока теплоносителя. Нижняя опорная конструкция показана на рис. 3.60.

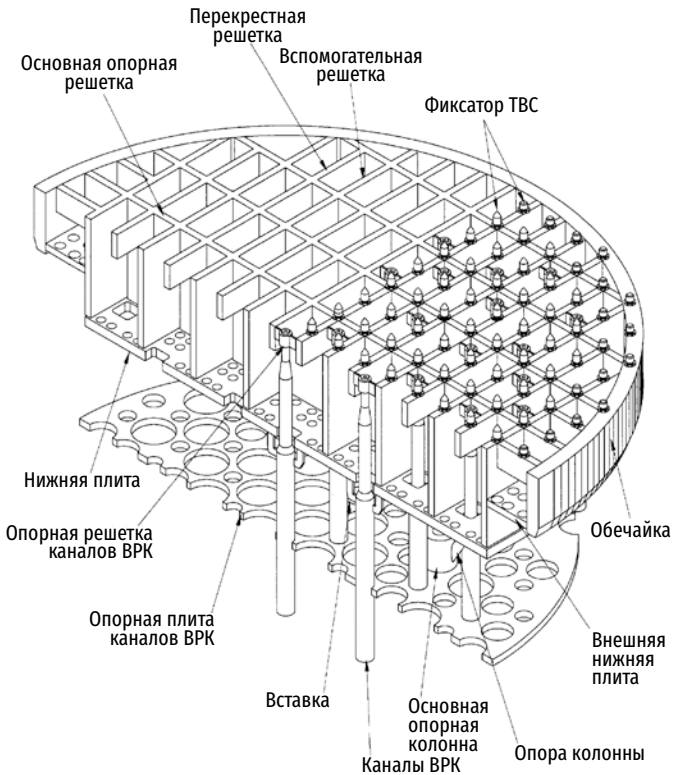


Рис. 3.60. Нижняя опорная конструкция реактора APR1400

Активная зона и ТВС APR1400

Активная зона реактора APR1400 представляет собой массив из 241 ТВС типа «Квадрат». ТВС расположены таким образом, чтобы вписаться в сечение цилиндра с эквивалентным диаметром 3647 мм и активной длиной 3810 мм (рис. 3.61).

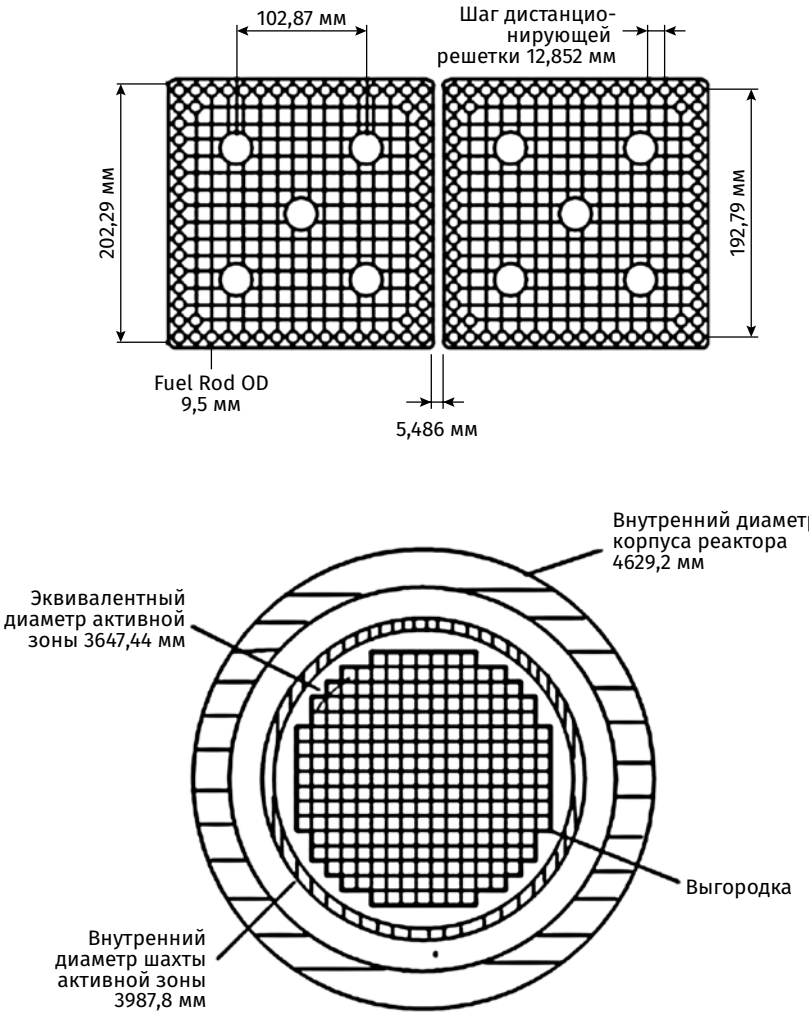


Рис. 3.61. Схема размещения активной зоны в поперечном сечении корпуса реактора APR1400

Тепловыделяющая сборка содержит 236 твэлов и твэгов в ортогональном массиве 16×16 с каркасом из четырех направляющих каналов и одного измерительного трубчатого канала приборов ВРК, приваренного к дистанционирующим решеткам.

Оболочкой твэлов для APR1400 является циркониевый сплав ZIRLO, который был разработан компанией Westinghouse Electric Company, LLC для повышения коррозионной стойкости.

Таблетки UO_2 имеют выемки с обоих концов для обеспечения теплового расширения и набухания топлива.



Рис. 3.62. Конструкция ТВС и элементов сборки реактора APR1400

ТВС (рис. 3.62) состоит из 236 твэлов и твэгов, 4 направляющих трубчатых каналов, 1 трубки измерительного канала, 12 решеток, 1 верхнего сопла и 1 нижнего сопла. Направляющие каналы, дистанционирующие решетки, верхнее сопло и нижнее сопло образуют структурный каркас ТВС.

Тепловыделяющие сборки имеют матричную конфигурацию различных типов для разных циклов и зон загрузки активной зоны (рис. 3.63).

Группы ОР СУЗ (CEA) состоят из 4 или 12 стержней с нейтронным поглотителем (показаны на рис. 3.64), расположенных в периферийных направляющих каналах тепловыделяющих сборок. Стержни поглотителя нейтронов соединены крестообразной рамой, которая штангой соединяется с приводными механизмами СУЗ (CEDM). Поглотители нейтронов четырехстержневой группы CEA входят в четыре направляющих канала в тепловыделяющей сборке. Четырехэлементные CEA используются для управления распределением мощности и реактивностью активной зоны в рабочем диапазоне мощности. 12-элементные группы CEA вводятся в четыре направляющих канала в тепловыделяющей сборке и в два ближайших направляющих обеспечивают ввод в активную зону отрицательной реактивности для полного заглушения реактора.

Рабочие органы групп СУЗ позиционируются с помощью магнитного привода СУЗ (CEDM), установленного на крышке корпуса реактора. Привод соединяется штангой с крестовиной рамы группы СУЗ CEA.

CEA вводится в активную зону под действием силы тяжести при отключении электроэнергии от катушек электромагнитного привода CEDM. Подача электроэнергии на катушки CEDM отключается автоматическими выключателями, которые получают сигнал останова реактора. Гидравлические системы для управления приводами СУЗ CEDM не используются.

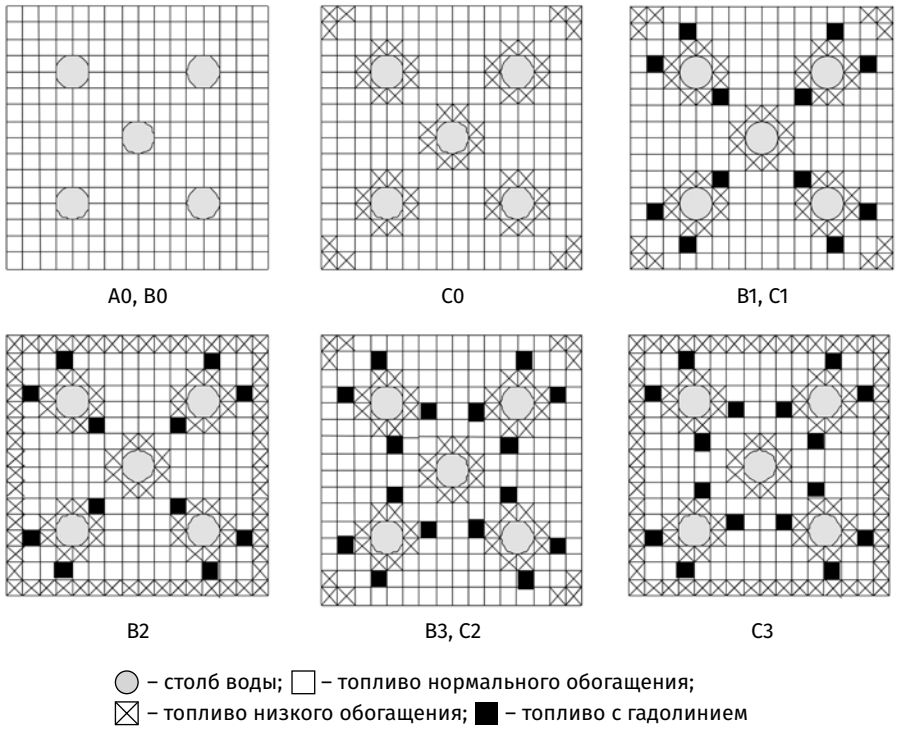


Рис. 3.63. Картограмма матриц ТВС различных типов реактора APR1400

Компенсатор давления APR1400

Компенсатор давления представляет собой вертикально установленный цилиндрический сосуд высокого давления с приварными эллиптическими днищем и оголовком (рис. 3.65). Сменные электронагреватели прямого погружения установлены вертикально в днище корпуса. Компенсатор давления снабжен патрубками для линии впрыска, соединительного трубопровода, предохранительных клапанов с сервоприводом (POSRV), а также контрольно-измерительными приборами давления и уровня.

Линия соединительного трубопровода соединена с одной из горячих ниток петли первого контура реактора, а линии впрыска соединены с двумя холодными нитками петли первого контура на выходе ГЦН. Компенсатор давления поддерживает давление и уровень теплоносителя в первом контуре в заданных пределах в сочетании с системами контроля давления и уровня во всех нормальных и аварийных условиях эксплуатации без останова реактора.

В AP1400 применены 4 предохранительных клапана КД с сервоприводами. При срабатывании по превышению давления в первом контуре они сбрасывают пар из КД в резервуар хранения воды в защитной оболочке (IRWST).

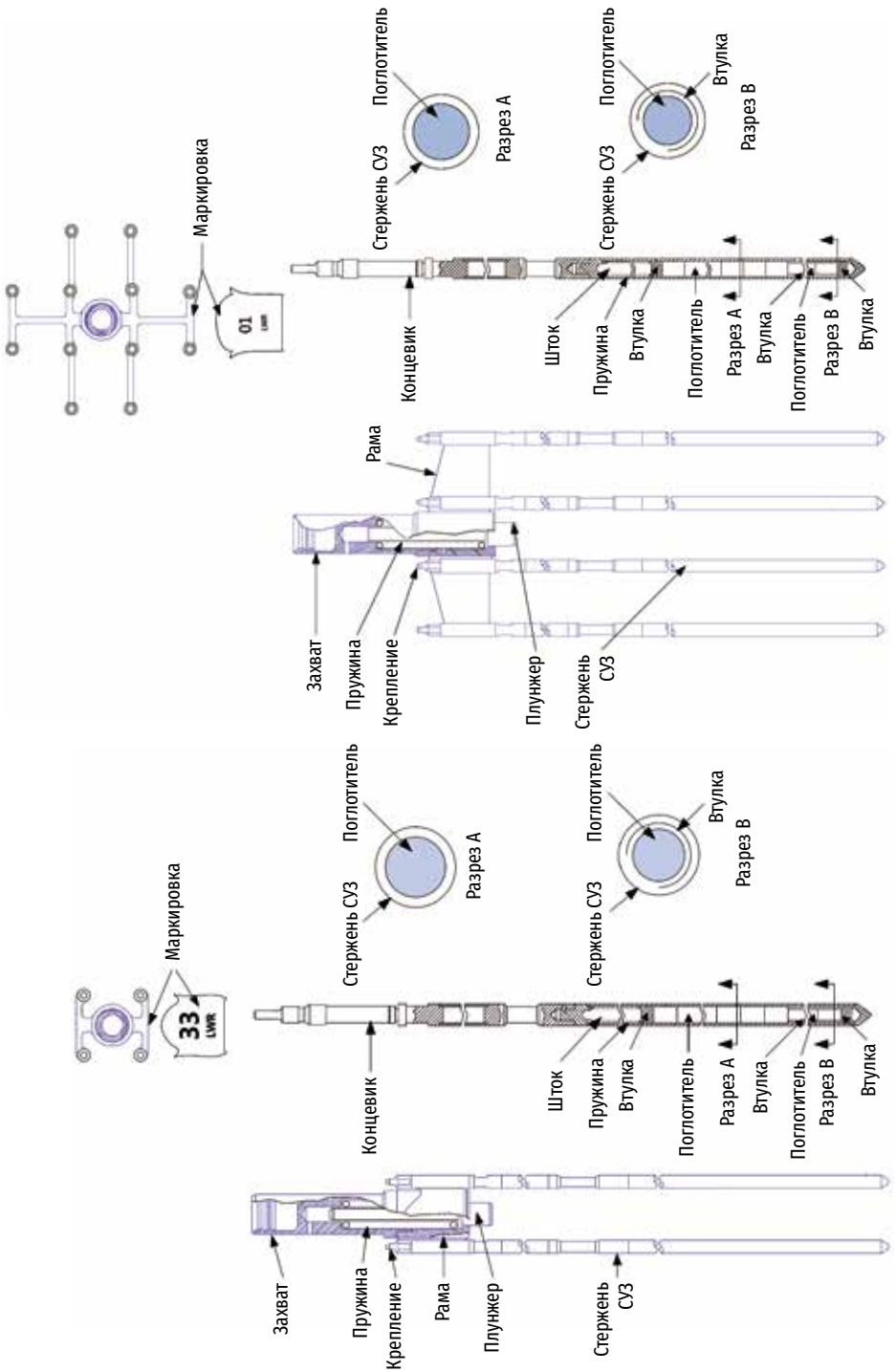


Рис. 3.64. Конструкция группы ОР СУЗ из 4 стержней (а) и 12 стержней (б) реактора APR1400

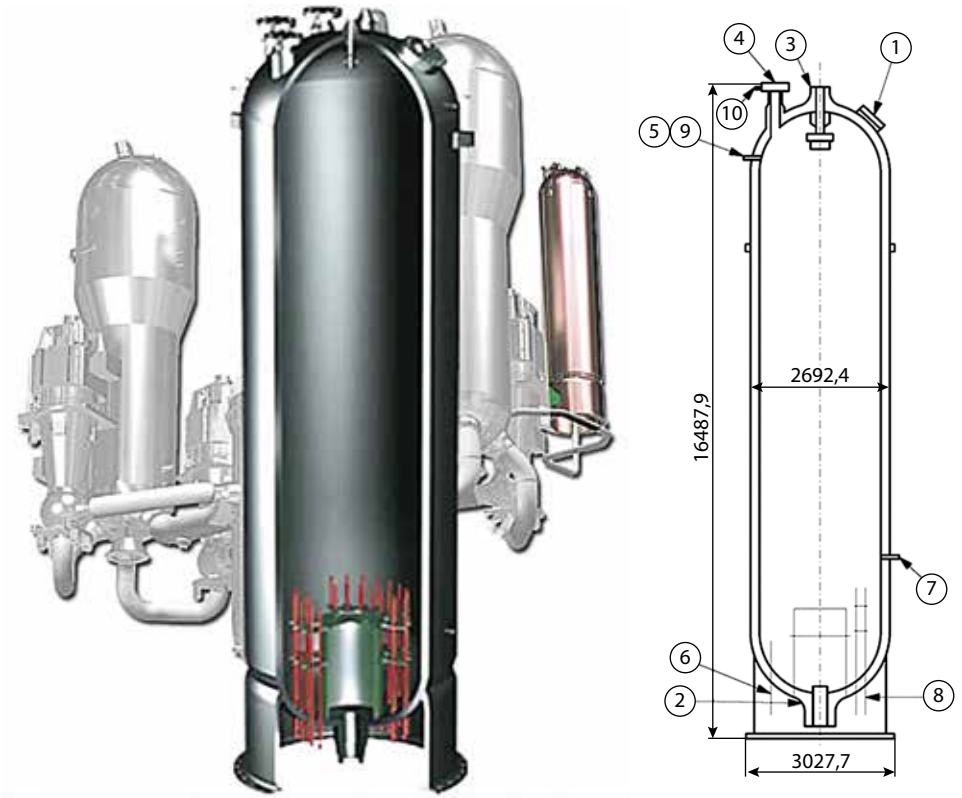


Рис. 3.65. Конструкция, патрубки и основные размеры компенсатора давления APR1400.

1 – люк-лаз; 2 – соединительный трубопровод; 3 – линия впрыска; 4 – устройства предохранительные; 5 – уровнемер верхний; 6 – уровнемер нижний; 8 – электронагреватели (48 шт.); 9 – термоконтроль; 10 – контроль давления; 11 – сдувки газовые

Главный циркуляционный насос APR1400

Насосы теплоносителя реактора (Reactor Coolant Pump — RCP) – главные циркуляционные насосы (ГЦН) обеспечивают циркуляцию теплоносителя между корпусом реактора и парогенераторами для передачи тепла от активной зоны реактора к ПГ. Для каждой петли первого контура теплоносителя предусмотрено два насоса, расположенных в каждой холодной нитки петли.

Насос представляет собой одноступенчатый центробежный агрегат вертикального типа, приводимый в движение электродвигателем мощностью 13 320 л.с. (рис. 3.66).

Герметичность гидравлической части обеспечивается блоком уплотнения, предназначенным для предотвращения утечки теплоносителя.

Насосы теплоносителя реактора обеспечивают достаточный поток принудительной циркуляции через систему первого контура теплоносителя

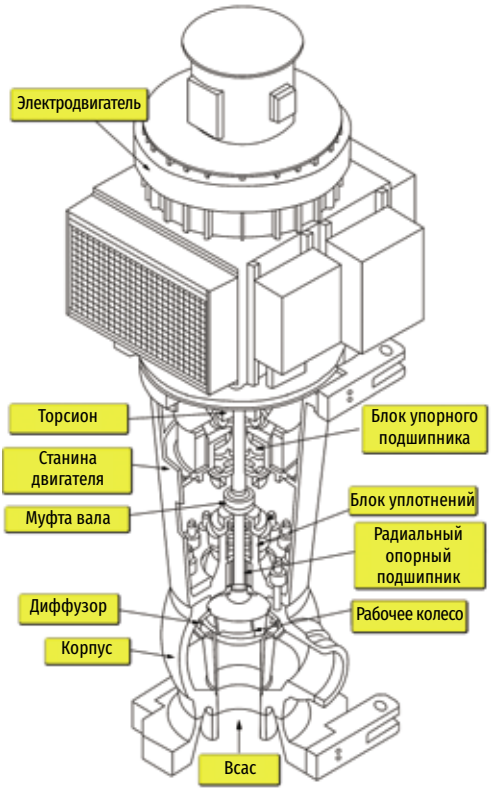


Рис. 3.66. Основные компоненты конструкции ГЦН APR1400

реактора (RCS), чтобы обеспечить расчетный отвод тепла от активной зоны реактора при работе на мощности. ГЦН обеспечивают достаточный расход при выбеге после потери мощности насосов, чтобы обеспечить охлаждение активной зоны.

Четыре насоса теплоносителя реактора представляют собой вертикальные одноступенчатые центробежные насосы с нижним всасыванием и горизонтальным нагнетанием. Рабочее колесо насоса имеет шлицы и зафиксировано на валу. Соосность вала насоса поддерживается радиальным подшипником с водяной смазкой внутри насоса, а также радиальными и упорными подшипниками, расположенными в стойке двигателя. Валы насоса и двигателя напрямую соединены муфтой.

Рабочее колесо насоса на валу смонтировано в корпусе насоса диффузорного типа. Корпус насоса представляет собой цельную конструкцию. Узел вала насоса поддерживается нижним опорным подшипником, смазываемым водой, и комбинированным опорно-упорным подшипником, смазываемым маслом. Нижний подшипник представляет собой обычный гидродинамический подшипник скольжения. Комбинация опорно-упорного подшипника состоит из двух опорных подшипников и упорного подшипника двойного действия с наклонной пластиной. Упорный подшипник воспринимает тягу вверх при нормальной работе и тягу вниз при работе при низком давлении в системе. Два опорных подшипника используются для увеличения жесткости вала и обеспечения надежного ограничения биения вала во время нормальной работы насоса.

Узел уплотнения вала состоит из двух типов торцовых механических уплотнений, расположенных последовательно, с контролируемым перепуском протечек, обеспечивающим одинаковый перепад давления на каждой ступени уплотнения (рис. 3.67). Узел уплотнения рассчитан на перепад давления 175,8 кг/см^2 и снижает давление утечки от давления первого контура RCS до давления в компенсаторе давления.

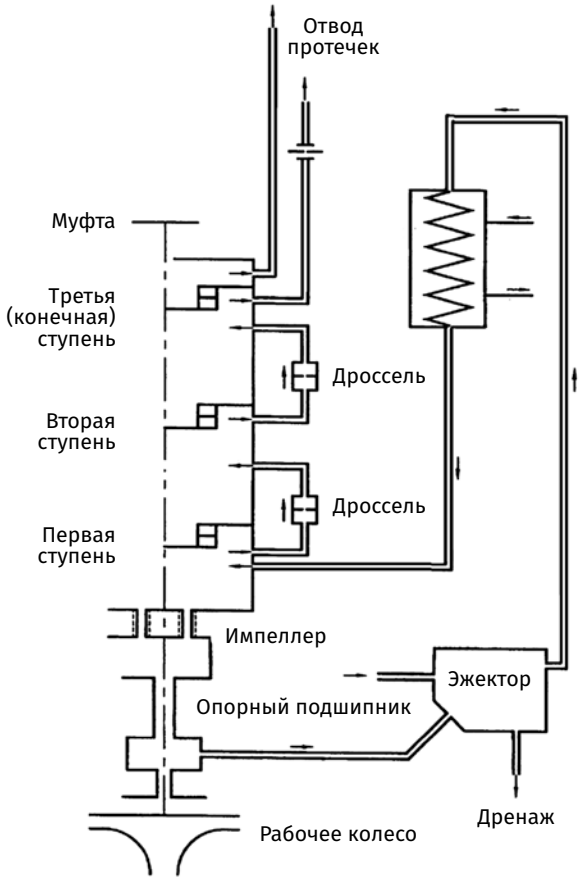


Рис. 3.67. Принципиальная схема узла уплотнения вала ГЦН APR1400

Третье торцевое пароизоляционное уплотнение низкого давления в верхней части предназначено для того, чтобы выдерживать рабочее давление системы, когда насосы не работают. Вода для запирания уплотнений поступает в трубопровод высокого давления в точке ниже смазываемого водой подшипника и направляется через узел циклонного фильтра/струйного насоса в охладитель высокого давления перед впрыскиванием в систему уплотнений. Слив из охладителя высокого давления поступает на сторону высокого давления первого уплотнения и разделяется на два пути. Большая часть потока перекачивается через опорный подшипник вспомогательным импеллером. Это охлаждает опорный подшипник и сводит к минимуму попадание загрязнений в систему уплотнений. Второй путь потока проходит через первое уплотнение и через дроссельную катушку к стороне высокого давления второго уплотнения. Поток от второго уплотнения продолжается

через другой дроссельный змеевик к третьему уплотнению. Контролируемая утечка вокруг уплотнений необходима для распределения давления в уплотнениях. В случае прекращения подачи запирающей воды контролируемая байпасная утечка происходит из корпуса насоса и проходит через охладитель высокого давления посредством естественной циркуляции. Как описано выше, часть этой воды циркулирует посредством вспомогательного рабочего колеса через подшипник скольжения, охладитель высокого давления и обратно в зону уплотнения.

Утечки за паровым уплотнением низкого давления собираются и подаются по трубопроводу в дренажный бак реактора.

Подшипник ротора двигателя RCP состоит из нижнего радиального подшипника скольжения и верхнего комбинированного подшипника скольжения и упора. Оба подшипника смазываются маслом и имеют водомасляные охладители, которые отводят тепло от подшипников при вращении вала.

Каждый двигатель снабжен устройством предотвращения обратного вращения. Устройство предназначено для предотвращения вращения крыльчатки в обратном направлении при выполнении каждого из следующих двух условий:

1) пусковой момент двигателя, если двигатель был неправильно подключен для обратного вращения;

2) поток теплоносителя реактора через насос в обратном направлении из-за наибольшего разрыва трубопровода.

Подшипники насоса и двигателя смазываются внутренними масляными системами. Каждый подшипниковый узел имеет внутреннюю масляную систему, состоящую из масляной ванны или системы принудительной подачи. При нормальной работе внешние насосы не требуются, поскольку перекачивание осуществляется внутренними насосными устройствами. Масло охлаждается промежуточными охладительными контурами.

Парогенератор APR1400

Парогенераторы РУ APR1400 (рис. 3.68) представляют собой вертикальные U-образные теплообменники со встроенным экономайзером, в которых тепло передается от первого контура теплоносителя реактора ко второму контуру и паровой турбине.

Два парогенератора (по одному на каждой петле первого контура) предназначены для передачи 4000 МВт тепловой энергии из системы первого контура (RCS) в систему второго контура, производя приблизительно $8{,}141 \times 10^6$ кг/ч насыщенного пара под давлением 70,30 кг/см^2 при температуре 232,2 °С. Влагоотделители и пароосушители в корпусе парогенератора ограничивают содержание влаги в пару максимум до 0,25% мас. при нормальной работе на полной мощности.

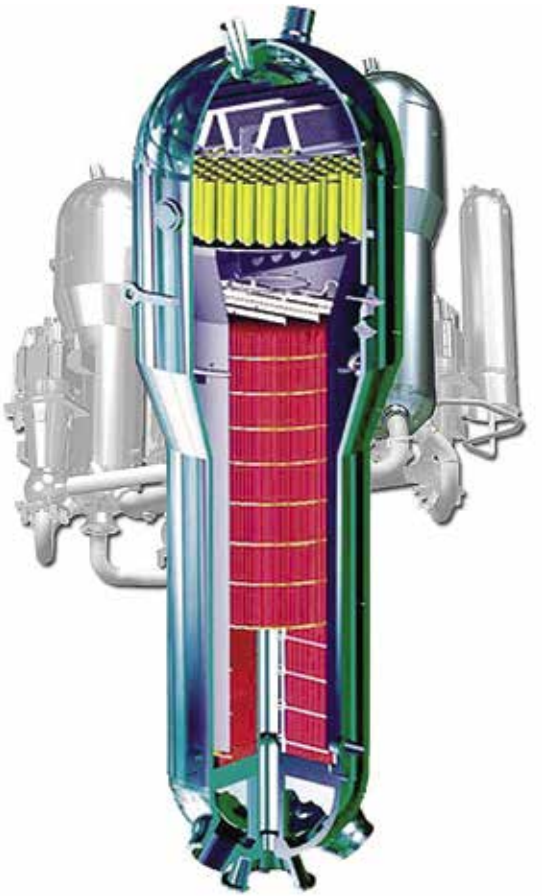


Рис. 3.68. Общий вид конструкции парогенератора в разрезе APR1400

Влагоотделительное оборудование в корпусе парогенераторов ограничивает влажность выходящего пара. Для доступа к внутренним компонентам парогенератора предусмотрены люки и смотровые отверстия.

Теплоноситель первого контура поступает в нижнюю часть каждого парогенератора через один входной патрубок, проходит через U-образные трубы и выходит через два выходных патрубка. Вертикальная перегородка разделяет впускную и выпускную камеры в днище ПГ (рис. 3.69).

Системы безопасности APR1400

Системы безопасности и их функции реакторной установки APR1400 (рис. 3.70) спроектированы как гибридная система, в которой активные и пассивные системы выполняют необходимые функции безопасности.

Основными системами безопасности (для управления проектными авариями) являются система аварийного впрыска (SIS), система расхола-

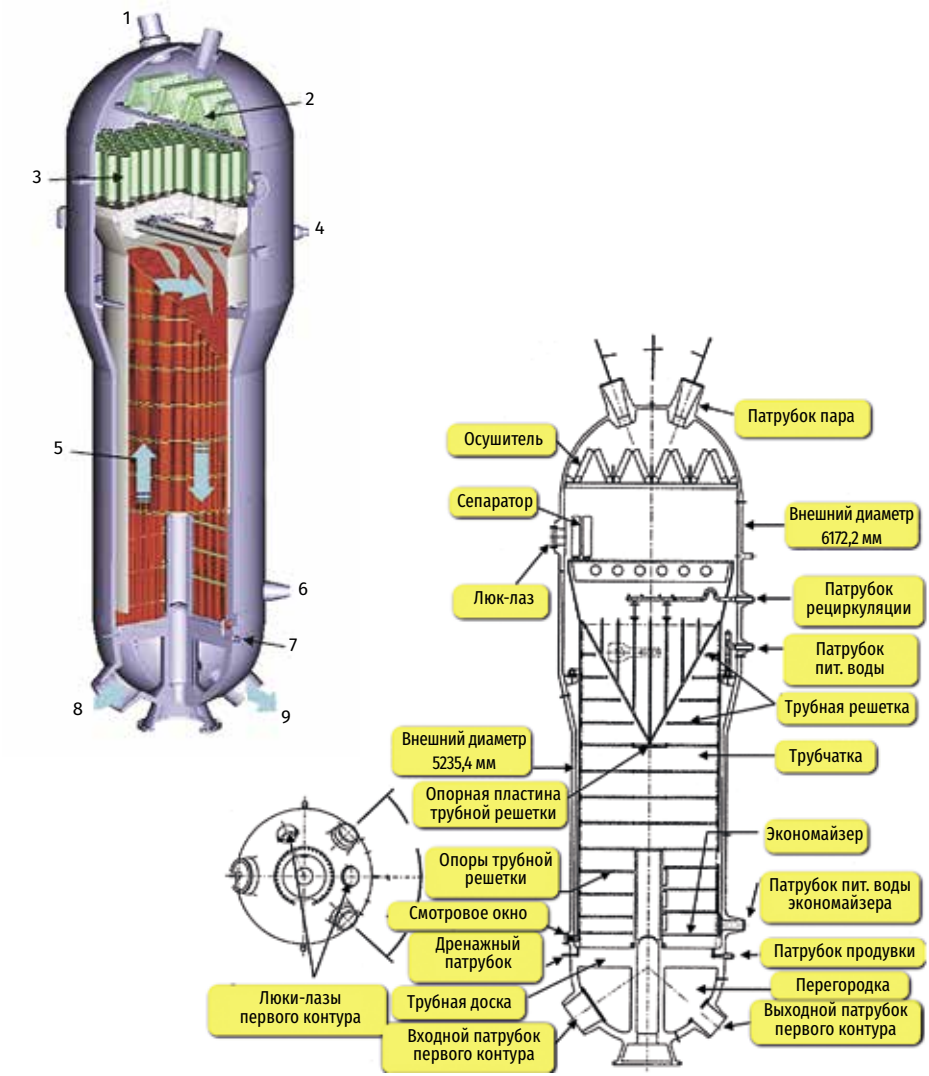


Рис. 3.69. Устройство парогенератора APR1400 и направление потока теплоносителя первого контура в теплообменных трубках.

1 – патрубок пара; 2 – осушитель; 3 – сепаратор; 4 – патрубок питательной воды; 5 – трубчатка; 6 – патрубок питательной воды экономайзера, 7 – патрубок продувки; 8 – входной патрубок 1 контура; 9 – выходной патрубок 1 контура

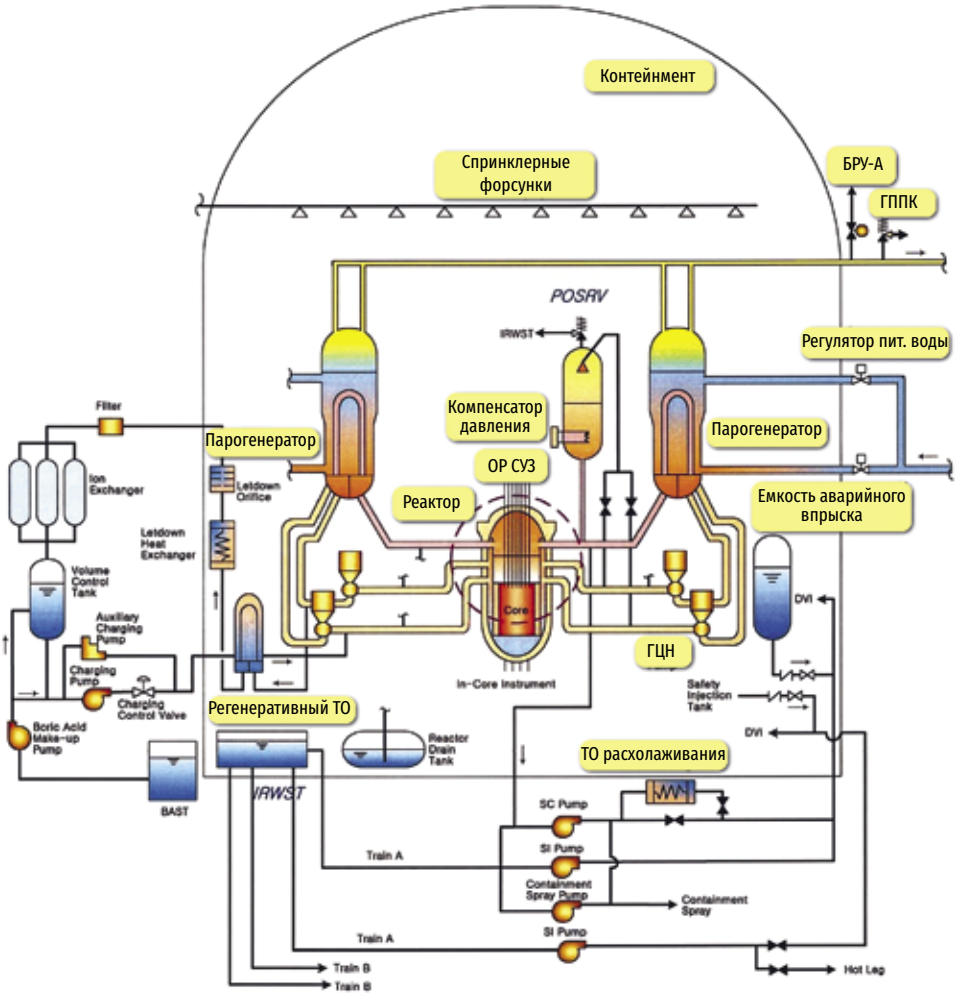


Рис. 3.70. Блок-схема систем безопасности РУ APR1400

живания (SCS), резервуар для хранения борной воды в защитной оболочке (IRWST), система сброса давления первого контура (SDVS), система спринклерная в защитной оболочке (CSS) и вспомогательная система питательной воды (AFWS).

Системы для управления тяжелыми и запроектными авариями: система защитной оболочки из преднапряженного бетона (RCB), система подавления водорода (HMS) с пассивными рекомбинаторами PAR, аварийная спринклерная система в защитной оболочке (ECSBS), система залива шахты реактора (CFS), система внешнего охлаждения корпуса реактора (ERVCS).

Система аварийного впрыска (SIS)

Система аварийного впрыска (SIS) состоит из четырех независимых тепломеханических каналов безопасности без каких-либо соединительных линий между линиями впрыска (рис. 3.71).

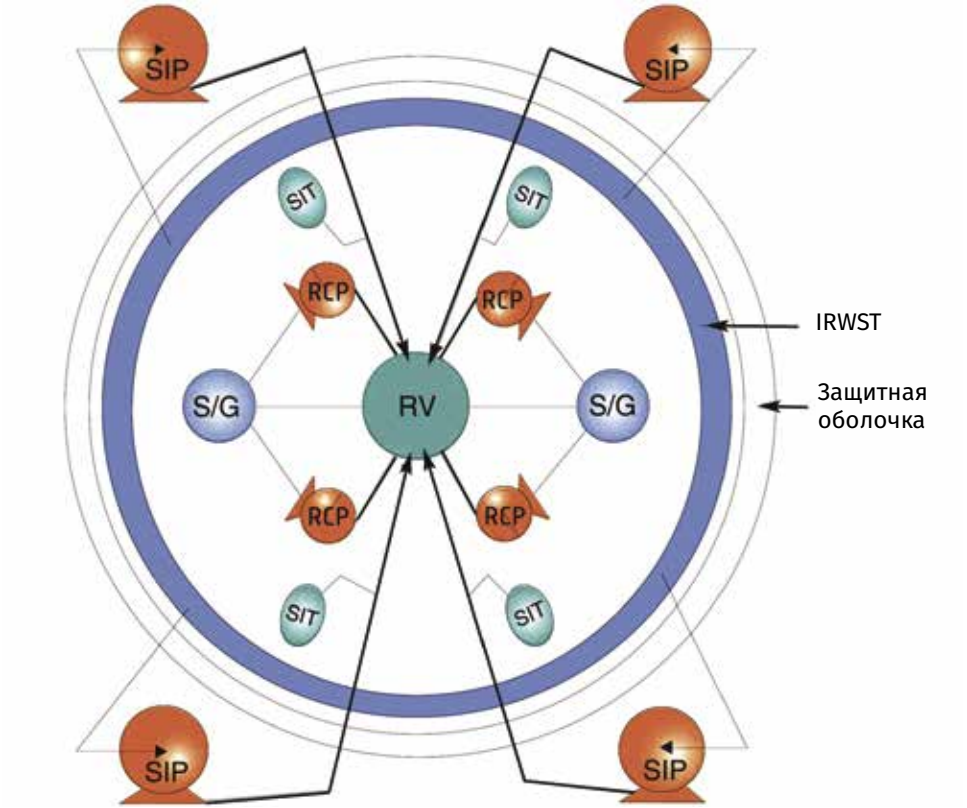


Рис. 3.71. Блок-схема каналов системы аварийного впрыска (SIS) APR1400.
SIP – насос аварийного впрыска; SIT – резервуар пассивного залива активной зоны; S/G – парогенератор; RCP – ГЦН; RV – реактор

Каждый канал имеет один активный насос аварийного впрыска (SIP) и один резервуар пассивного залива активной зоны (SIT), оснащенный устройством профилирования потока (FD). Чтобы удовлетворить требования к производительности, каждый канал обеспечивает 50% минимальной производительности впрыска для разрывов, превышающих диаметр труб линии прямого впрыска в реактор (DVI). Для разрывов, равных или меньших диаметра трубопровода прямого впрыска в реактор, каждая линия имеет 100% требуемой производительности.

В компоновке SIS отсутствуют насосы низкого давления и общий коллектор, а функции аварийного впрыска и расхолаживания разделены. Каждый канал имеет независимый трубопровод от IRWST (кольцевая ем-

кость запаса борировонной воды, расположенная в гермооболочке) до патрубка DVI в верхней части корпуса реактора. Насос аварийного впрыска и клапаны с электрическим приводом могут питаться как от штатных источников электропитания, так и от аварийных источников питания, таких как аварийные дизельные генераторы (EDG). Силовые соединения осуществляются через четыре независимых канала электропитания.

Благодаря использованию пассивного регулятора [устройство жидкостного профилирования потока (FD)] в SIT рабочие режимы впрыска под высоким давлением, впрыска под низким давлением и рециркуляции объединяются в один аварийный режим работы системы. Соответственно, насосы низкого давления исключены из системы SIS, а вода для аварийного впрыска берется только из IRWST.

Вода, охлаждающая активную зону, подается непосредственно в корпус реактора таким образом, чтобы исключить возможность течи нагнетаемого потока через возможный разрыв холодной ветви петли. Для этого четыре линии аварийного впрыска соединены непосредственно с патрубками DVI, расположенными над горячей и холодной ветвями в верхней части корпуса реактора.

Устройство жидкостного профилирования потока (FD)

В APR1400 используется устройство профилирования потока FD (рис. 3.72), установленное внутри гидроемкости SIT в качестве пассивного конструктивного элемента, чтобы обеспечить эффективное использование воды SIT. Эта конструктивная особенность позволяет APR1400 минимизировать потери воды в системе аварийного охлаждения активной зоны (ECC).

Основой концепции FD является гидравлическое сопротивление вихревому потоку. Когда вода течет через трубный вертикальный стояк, который установлен в соосном направлении с выходным патрубком, в FD создается низкое вихревое сопротивление и поддерживается высокая скорость потока. Когда уровень воды становится ниже верхней части стояка, входной поток переключается на регулировочные отверстия, которые установлены в тангенциальном направлении с выходным патрубком, что создает высокое вихревое гидравлическое сопротивление и снижает расход потока впрыска.

Конструкция устройства такова, что позволяет уменьшить возможность попадания газообразного азота N_2 в контур во время впрыска воды и эффективно использовать объем воды, расположенной ниже уровня устройства FD.

Устройство FD в APR1400 обеспечивает высокий расход воды впрыска на начальной стадии. Когда фаза наполнения полостей трубопроводов при разрыве прекращается, расход воды в системе резко падает, но все еще остается достаточно большим, чтобы компенсировать любое остаточное тепловыделение во время фазы повторного заполнения.

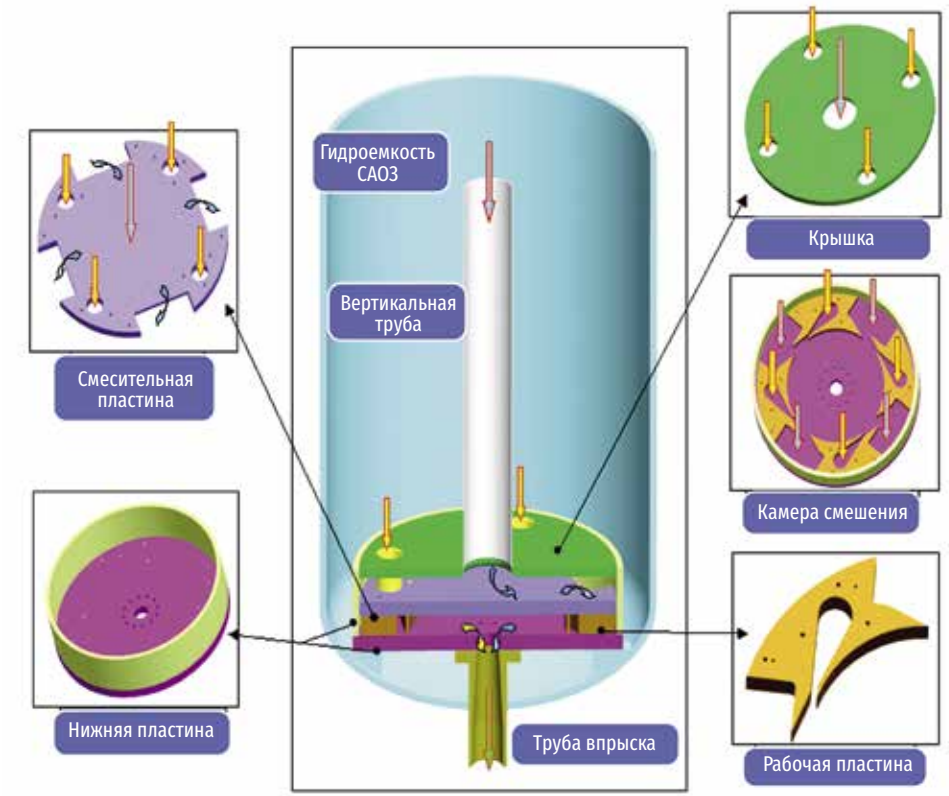


Рис. 3.72. Конструкция и элементы устройства профилирования потока (FD)

Из-за сильного вихревого движения в FD коэффициент потерь давления в период низкого расхода почти в десять раз выше, чем в период с высоким расходом. Изменение перепада давления помогает увеличить общую продолжительность впрыска воды в систему SIS и позволяет эффективно использовать запасы борной воды SIT в течение длительного периода времени, сдерживая скорость опорожнения SIT, что также позволяет отказаться от насоса аварийного впрыска низкого давления.

Резервуар для хранения борной воды в защитной оболочке (IRWST)

Резервуар для хранения борной воды в защитной оболочке (IRWST) расположен внутри защитной оболочки и спроектирован таким образом, чтобы закачиваемая охлаждающая вода активной зоны могла возвращаться в резервуар. Такая конструкция исключает действия оператора по переключению всаса насосов SIP с IRWST на приямок рециркуляции воды в защитной оболочке. IRWST является компонентом системы хранения воды в защитной оболочке (IWSS).

IRWST является неотъемлемой частью внутренней конструкции здания защитной оболочки и представляет собой железобетонную конструкцию с облицовкой из нержавеющей стали. IRWST расположен на плите фундамента, между внешней защитной стеной и защитной оболочкой (рис. 3.73).

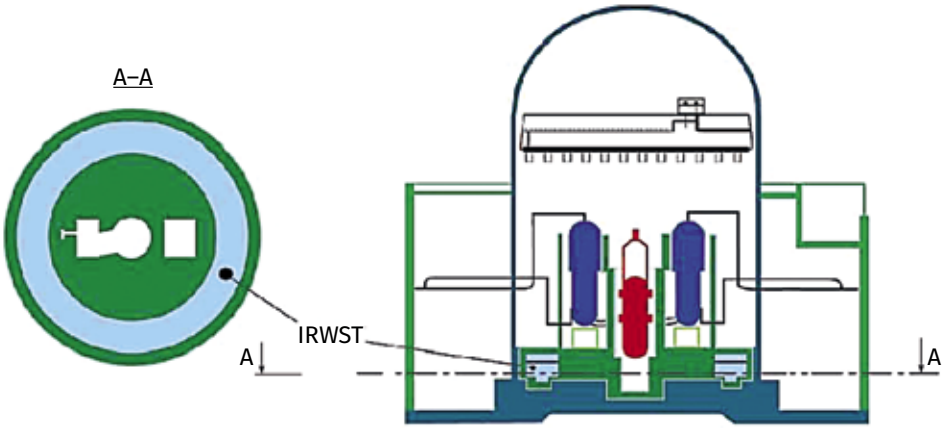


Рис. 3.73. Расположение кольцевого резервуара для хранения воды в защитной оболочке APR1400 (IRWST)

Конструктивно IRWST состоит из кольцевого цилиндрического резервуара, расположенного на образующей защитной оболочки на небольшой высоте, резервуара для выдержки (HVT) и четырех внутренних приямков. Устойчивость резервуара для хранения воды к внешним воздействиям обеспечивается путем размещения его внутри защитной оболочки непосредственно на фундаментной плите.

Функции IRWST заключаются в следующем:

- хранение запаса борной воды (теплоносителя первого контура) для бассейна перегрузки;
- источник борной воды для систем безопасности аварийного впрыска SIS, расхолаживания SCS и спринклерной системы CSS;
- емкость для конденсации пара, отводимого системой сброса давления первого контура (SDVS) из компенсатора давления PZR, при авариях для предотвращения расплавления активной зоны под высоким давлением или обеспечения условий аварийного расхолаживания;
- подача охлаждающей жидкости в систему затопления шахты реактора (SFC) для защиты активной зоны от расплавления в случае серьезных аварий.

Резервуар для хранения боросодержащей воды в защитной оболочке (IRWST) используется в качестве аварийного бака компенсатора давления. IRWST собирает и конденсирует пар, сбрасываемый из компенсатора давления через главные предохранительные клапаны (POSRV) и систему газоотвода теплоносителя реактора (RCGVS), в случае быстрого сброса давления в первом контуре RCS, чтобы предотвратить выброс расплава активной зоны под высоким давлением.

Система сброса давления первого контура (SDVS)

Система сброса давления первого контура (SDVS) — это специализированная система безопасности, предназначенная для обеспечения аварийного сброса давления в первом контуре RCS, если линия впрыска PZR неработоспособна во время расхолаживания установки до холодного останова. Система SDVS состоит из 4 предохранительных клапанов с пилотным управлением (POSRV) и системы газоотвода теплоносителя реактора RCGVS. Эта система обеспечивает сброс среды из парового пространства КД в IRWST.

Четыре клапана POSRV КД соединены с верхней частью компенсатора давления отдельными входными линиями. К IRWST ведут две основные линии сброса. Пар от двух линий POSRV объединяется в общий выпускной трубопровод. Трубопровод системы газоотвода теплоносителя реактора RCGVS позволяет оператору направлять выпуск газовых сбросов в IRWST.

Система газоотвода теплоносителя реактора (RCGVS) используется для сброса неконденсирующихся газов и пара из верхней точки купола крышки реактора для вентиляции или регулирования давления в послеаварийных условиях.

RCGVS является частью системы сброса давления первого контура (SDVS). Клапаны сброса газов теплоносителя реактора установлены над верхней крышкой корпуса реактора. Диаметр вентиляционной линии обеспечивает достаточную пропускную способность для отвода половины объема RCS в течение одного часа при условии одиночного отказа.

Система расхолаживания (SCS)

Система расхолаживания SCS — это система безопасности, которая используется в сочетании с системами подачи основной или вспомогательной питательной воды для снижения температуры первого контура (RCS) после останова реактора от рабочей температуры горячего состояния реактора до температуры холодного останова. После первоначального отвода тепла через ПГ в конденсатор или атмосферу SCS вступает в работу при температуре 176,7 °C и давлении 31,6 кг/см^2. Система SCS и спринклерная система защитной оболочки (CSS) используются совместно с общими 4 каналами безопасности, механически и электрически разделенными.

Система SCS предназначена для отвода остаточного тепла первого контура RCS и тепла, выделяемого главными циркуляционными насосами при останове реактора во время расхолаживания РУ после завершения частичного охлаждения, а также во время аварийного холодного останова.

Предусмотрены два независимых канала SCS, каждый со своими всасывающими и напорными патрубками. Каждый канал имеет 100% пропускную способность, необходимую для обеспечения безопасности, и состоит из собственного насоса, теплообменника, трубопроводов и клапанов. Блок-схема SCS показана на рис. 3.74.

Кроме того, SCS используется вместе с клапанами сброса в атмосферу (ADV) и вспомогательной системой питательной воды для охлаждения первого контура RCS после аварии с потерей теплоносителя (LOCA). SCS также используется после разрывов линий пара и питательной воды, разрывов труб парогенератора, а также во время пуска реакторной установки перед запуском ГЦН для поддержания потока через активную зону. После аварии система может быть введена в эксплуатацию при температуре и давлении в ней до 193,3 °C и 28,1 кг/см^2 соответственно.

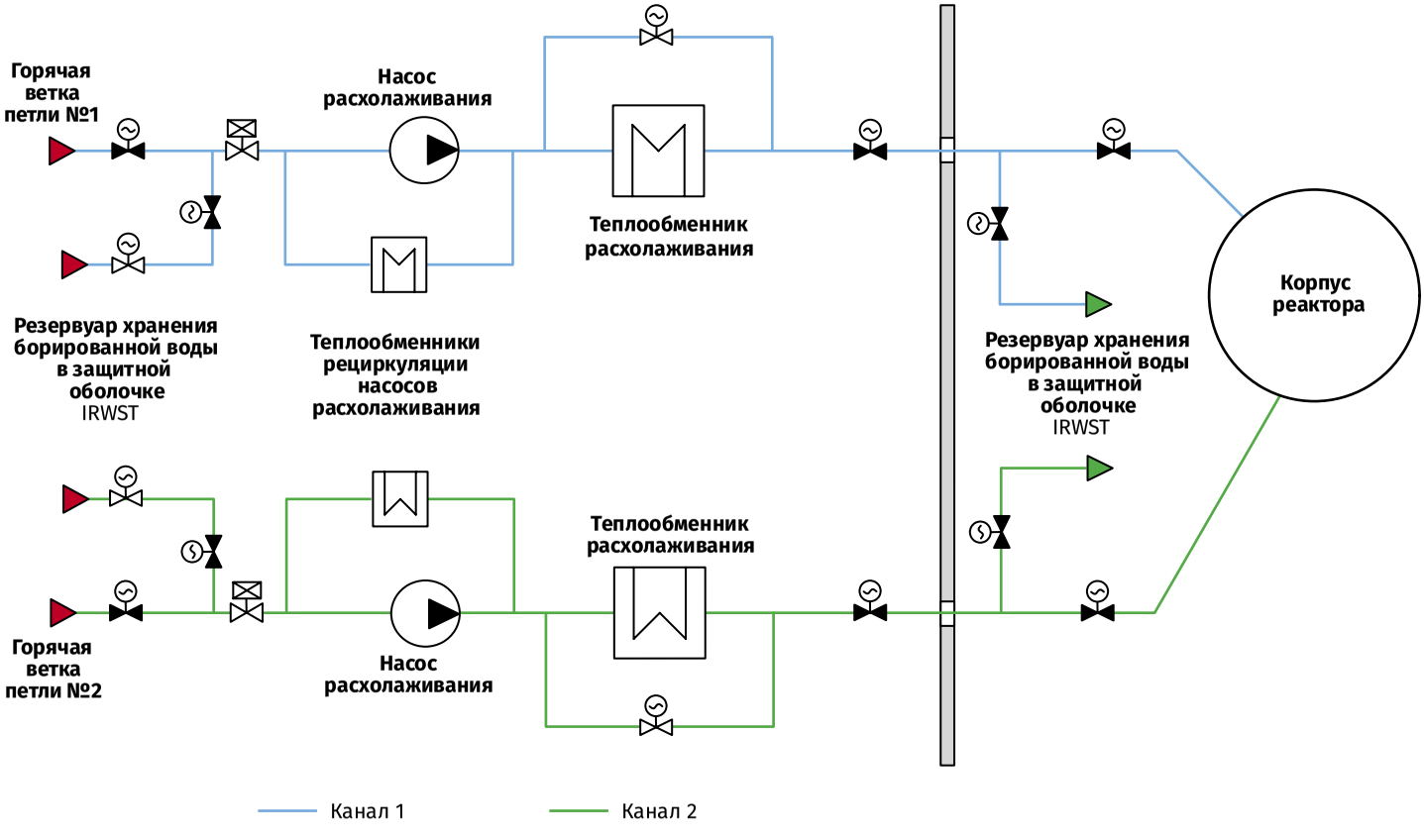
Вспомогательная система питательной воды (AFWS)

Система вспомогательной питательной воды (AFWS) представляет собой специальную систему безопасности, предназначенную для подачи питательной воды к ПГ для отвода тепла от первого контура в случаях, когда основная или пусковая системы питательной воды неработоспособны. Кроме того, AFWS заполняет полость ПГ после разрыва трубы парогенератора, чтобы свести к минимуму потерю теплоносителя второго контура. Вспомогательная система питательной воды представляет собой независимую систему из 2 каналов, по одному на каждый ПГ, и каждый канал имеет 2 линии питательной воды.

Надежность AFWS обеспечивается по принципам разнообразия и резервирования за счет использования одного насоса с приводом от электродвигателя и одного насоса с паровым приводом от турбины, а также одного специального вспомогательного резервуара для хранения питательной воды, связанного с системой безопасности, в каждом канале в качестве источника воды в дополнение к резервуару для хранения конденсата, не относящемуся к безопасному классу.

Функция AFWS заключается в обеспечении независимого способа подачи подпиточной воды к ПГ для отвода тепла от активной зоны реактора во время аварии. AFWS — это специальная система безопасности, которая не имеет функций во время нормальной работы.

Каждый вспомогательный питательный насос забирает воду из соответствующего расширительного бака (AFWST) и нагнетает воду в собственный напорный коллектор. Линия вспомогательного питательного насоса с при-



© Яуров С.В.

Рис. 3.74. Блок-схема системы расхолаживания (SCS) AP1400

водом от электродвигателя и линия вспомогательного питательной воды с приводом от турбины соединены вместе внутри защитной оболочки для подачи воды в ПГ через общий коллектор вспомогательной питательной воды (AFW), который соединяется с линией основной питательной воды ПГ. Каждый общий коллектор вспомогательной питательной воды содержит кавитирующий клапан Вентури для ограничения максимальной скорости потока для каждого парогенератора.

Система AFWS приводится в действие вручную или автоматически с помощью вспомогательного сигнала срабатывания питательной воды (AFAS) от инженерной системы управления функциями безопасности (ESFAS) или диверсной системы защиты (DPS).

Система пассивного отвода тепла
(PAFS в проекте модернизированной РУ APR+)

Система пассивного отвода тепла (PAFS) является одним из элементов пассивной безопасности, принятых в конструкции последующей модернизации проекта APR1400 — проекте реакторной установки APR+ путем использования системы с естественным механизмом действия и заменяет обычную активную вспомогательную систему питательной воды (AFWS) проекта типовой РУ APR1400. Блок-схема системы PAFS и принципиальная схема канала системы пассивного отвода тепла (PAFS) приведены на рис. 3.75.

Система PAFS спроектирована таким образом, чтобы иметь возможность работать без питания переменного тока в течение как минимум 8 часов, чтобы обеспечить длительное охлаждение первого контура (RCS) до состояния входа в режим холодного останова, даже если расхолаживание начинается через 5 минут после останова реактора.

PAFS состоит из четырех независимых каналов, удовлетворяющих критерию единичного отказа. Два трубных пучка пассивного конденсационного теплообменника (PCHX) установлены внутри бака охлаждающей воды (PCCT).

Пар, образующийся в парогенераторе, поступает в теплообменник PCHX и конденсируется в трубках теплообменника. Когда нормально закрытый изолирующий клапан с питанием от постоянного тока открывается по автоматическому или ручному сигналу, конденсат под действием силы тяжести стекает в патрубок экономайзера парогенератора, поскольку теплообменник PCHX в баке PCCT расположен на большей высоте по отношению к патрубку ПГ.

Пар, образующийся в PCCT, выбрасывается в атмосферу. Таким образом, остаточное тепло активной зоны отводится естественным циркуляционным потоком между стороной второго контура ПГ и теплообменником PCHX в бак PCCT.

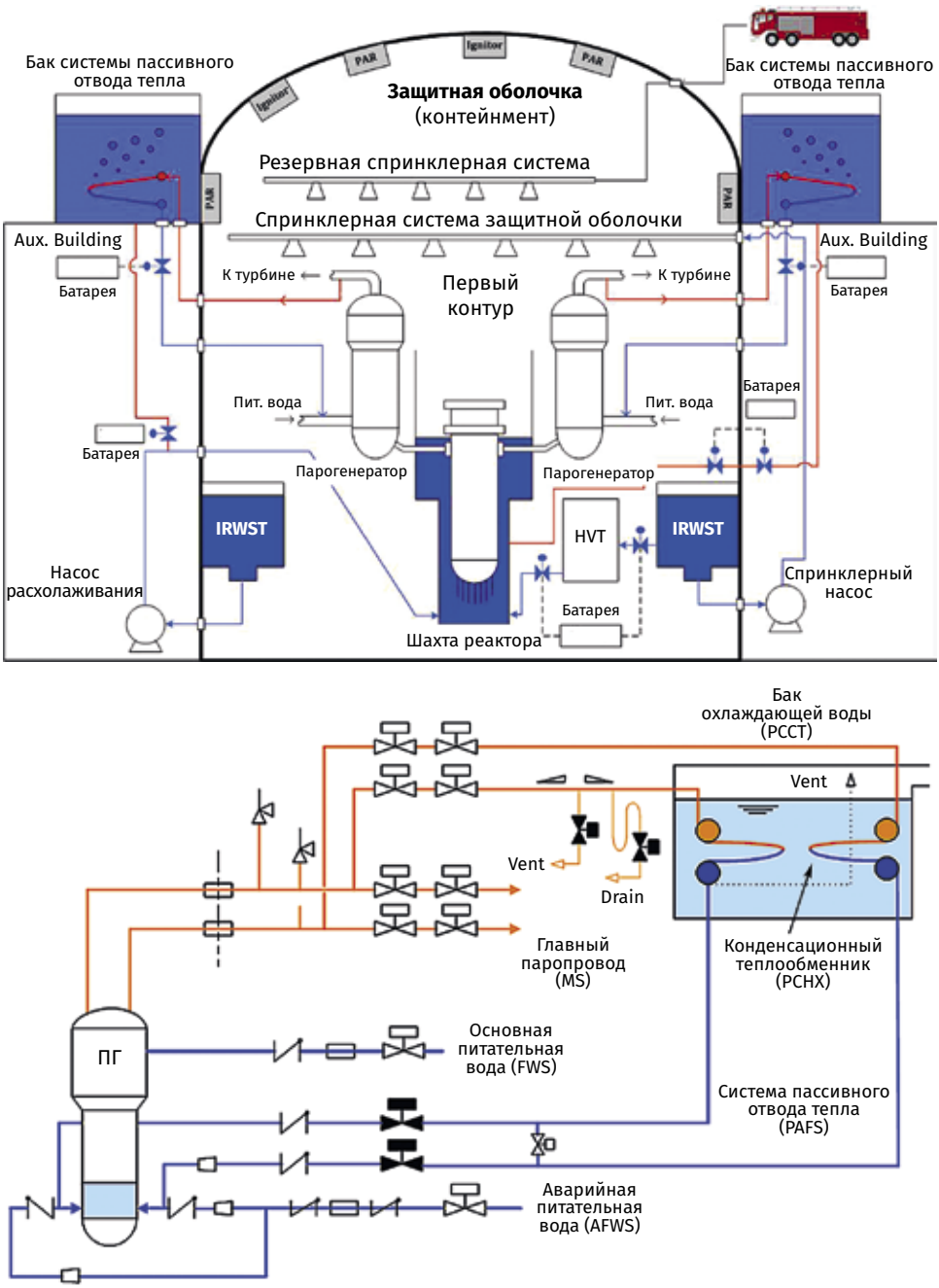


Рис. 3.75. Блок-схема и принципиальная схема канала системы пассивного отвода тепла (PAFS) APR+

Спринклерная система защитной оболочки (CSS)

Спринклерная система защитной оболочки (CSS) — это система, связанная с безопасностью. Она отводит тепло и снижает концентрацию радионуклидов, выделяемых внутри защитной оболочки, и передает тепло в систему промконтура после событий, повышающих температуру и давление в защитной оболочке. CSS также отводит тепло из резервуара для хранения воды в защитной оболочке (IRWST). Два механических канала безопасности CSS физически разделены.

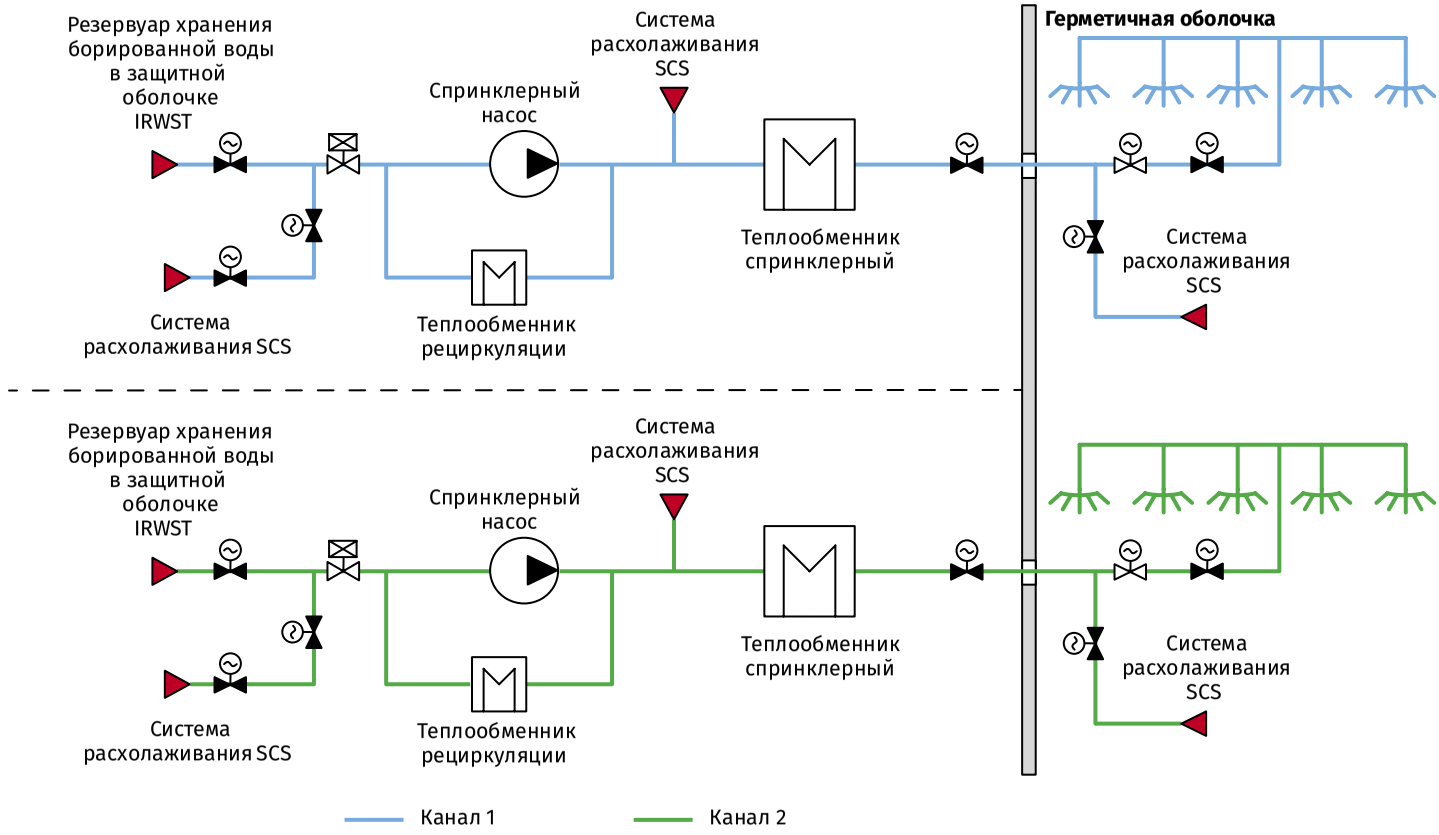
Спринклерная система защитной оболочки CSS состоит из двух каналов и использует воду из IRWST для снижения температуры и давления в защитной оболочке за счет распыления воды в объеме оболочки во время аварий (рис. 3.76). CSS спроектированы таким образом, чтобы быть соединенными с системой расхолаживания (SCS), которая также состоит из двух каналов. Кроме того, насосы этих систем спроектированы таким образом, чтобы иметь одинаковый тип и производительность. Такая конструкция обеспечивает более высокую надежность CSS по сравнению с обычной компоновкой. В дополнение к основной системе предусмотрена аварийная спринклерная система (ECSBS) с возможностью использования внешних источников воды, например пожарных автоцистерн.

ECSBS также предназначена для защиты целостности защитной оболочки от избыточного давления и предотвращения неконтролируемого выброса радиоактивных материалов в окружающую среду. Подача воды в ECSBS осуществляется от внешних источников воды (резервуар подпиточной воды реактора, резервуар для хранения деминерализованной воды, резервуар для пресной воды или резервуар для технической воды) пожарным насосом с дизельным приводом к аварийному соединению линии ECSBS, расположенному на уровне земли рядом с вспомогательным зданием через линию системы противопожарной защиты. Работа ECSBS начинается через 24 часа после начала повреждения активной зоны и способна контролировать давление в защитной оболочке и снижать температуру среды в защитной оболочке в течение 48 часов. Максимальное допустимое давление и температура, следующие за начальным 24-часовым периодом, обеспечиваются на том же уровне максимального давления и температуры в течение начального 24-часового периода. Это предотвращает неконтролируемый выброс продуктов деления в атмосферу.

Защитная оболочка (RCB)

Защитная оболочка APR1400 (RCB) представляет собой предварительно напряженную бетонную конструкцию в форме цилиндра с полусферическим куполом, отнесенную к I категории сейсмостойкости (рис. 3.77).

Внутренняя поверхность RCB покрыта стальной облицовкой для обеспечения герметичности. Защитный слой бетона покрывает также часть оболочки над фундаментной плитой. Резервуар хранения боросодержащей



© Яуров С.В.

Рис. 3.76. Принципиальная схема двух каналов спринклерной системы защитной оболочки (CSS) APR1400



Рис. 3.77. Конструкция защитной оболочки реакторного здания APR1400 (RCB)

воды в защитной оболочке IRWST расположен в RCB в кольцевой конструкции между второй внешней бетонной стенкой цилиндрической части и защитной оболочкой.

Для сохранения целостности защитной оболочки (RCB) и предотвращения утечки радиоактивных материалов при серьезных авариях RCB спроектирована таким образом, чтобы иметь достаточный свободный объем для того, чтобы избыточное давление внутри оставалось ниже предельно допустимого в течение 24 часов после тяжелых аварий.

Система удаления водорода (HMS)

Система удаления водорода (HMS) в защитной оболочке предназначена для контроля горючего газа, в первую очередь удаления газообразного водорода (H_2), внутри защитной оболочки в допустимых пределах или обеспечения адиабатического контролируемого сжигания водорода при достаточно низких концентрациях, чтобы предотвратить повышение концентрации во-

дорода до детонационных уровней образования гремучей смеси с кислородом воздуха.

Система удаления водорода (HMS) состоит из системы пассивных автокаталитических рекомбинаторов водорода (PAR), дополненных электротермическими устройствами сжигания водорода (HI), установленными в защитной оболочке.

Рекомбинаторы PAR служат для аварий, при которых ожидаются умеренные или медленные скорости высвобождения водорода, и поэтому рекомбинаторы устанавливаются равномерно в защитной оболочке.

При аварии с плавлением активной зоны водород будет вырабатываться с большей скоростью, чем при максимальной проектной аварии. HMS спроектирована таким образом, чтобы обеспечить удаление водорода из условий 100% прореагировавших материалов активной зоны в результате пароциркониевой реакции и ограничить среднюю концентрацию водорода в защитной оболочке до 10% при авариях с расплавлением активной зоны.

Принимая во внимание, что устройства сжигания водорода HI дополняют PAR при авариях с очень низкой вероятностью, но при которой ожидается очень быстрая скорость высвобождения водорода, они размещаются вблизи источников поступления водорода для контролируемого сжигания водорода.

Система удаления водорода в защитной оболочке состоит из 30 устройств PAR и 8 устройств HI, установленных в защитной оболочке, предназначеных для поддержания концентрации водорода в защитной оболочке при запроектных авариях и в IRWST ниже 10% по объему (рис. 3.78). Использование водородообразующих материалов, таких как алюминий и цинк, в защитной оболочке сведено к минимуму, насколько это практически возможно.

Конструктивно рекомбинатор (HMS) состоит из корпуса из нержавеющей стали, в котором установлены элементы-катализаторы картриджного типа, покрытые каталитическим материалом. Корпус открыт снизу и сверху, чтобы обеспечить тягу для повышения эффективности вентиляции каталитического устройства.

Устройство сжигания водорода (HI) представляет собой электротермическое устройство накаливания с питанием от сети переменного тока непосредственно от понижающего трансформатора. Каждая сборка HI состоит из толстого стального корпуса, в котором располагаются трансформатор, воспламенитель и все электрические соединения. Герметичный корпус включает в себя тепловой экран для минимизации повышения температуры внутри узла HI и брызгозащитный экран для защиты попадания воды сверху.

При отключении внеплощадочного питания и отказе аварийных дизель-генераторов (обесточивание станции) устройства сжигания водорода имеют альтернативное электропитание от аварийного генератора перемен-

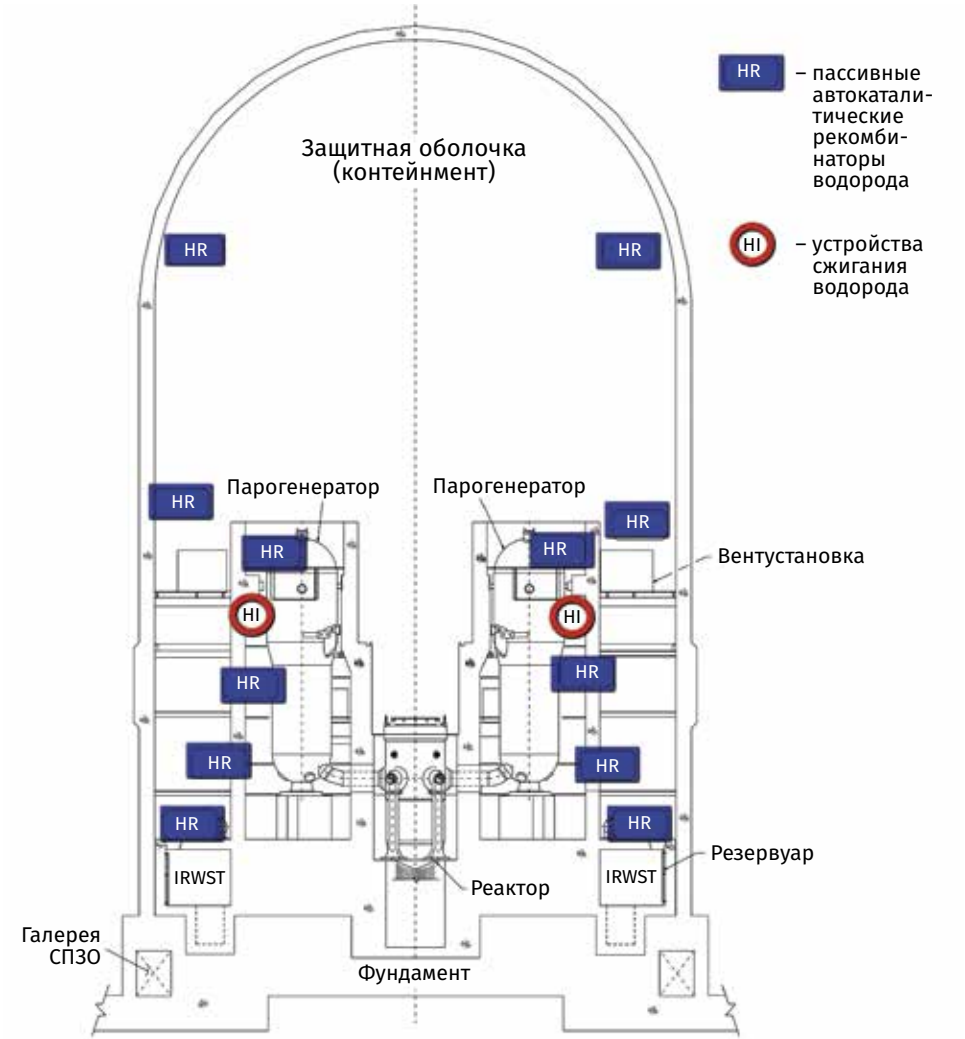


Рис. 3.78. Схема размещения пассивных автокаталитических рекомбинаторов водорода и электротермических устройств сжигания водорода в объеме защитной оболочки APR1400

ного тока (ААС). При полном отключении питания переменного тока, в том числе от генератора ААС, устройства HI питаются от батареи бесперебойного питания постоянного тока. Устройства HI приводятся в действие оператором вручную при сигнализации, что концентрация водорода превышает заданное значение объемной концентрации.

Рекомбинатор, установленный в IRWST, предназначен для удаления водорода, образующегося в результате радиолиза воды в отстойнике резервуара IRWST.

Система внешнего охлаждения корпуса реактора (ERVCS)

В проекте реактора APR1400 используется принцип внутрикорпусного удержания расплава. Система затопления шахты реактора (CFS) обеспечивает затопление полости шахты реактора под корпусом реактора (рис. 3.79). CFS является резервной системой, используемой на случай неработоспособности системы ERVCS, и обеспечивает охлаждение кориума в случае проплавления корпуса реактора. Система затопления шахты реактора, состоит из двух трубопроводов, соединенных с IRWST, на каждой линии установлены по два запорных клапана.

Шахта реактора способствует удержанию и отводу тепла от предполагаемых обломков расплава активной зоны во время тяжелой аварии, выполняя функции по смягчению последствий аварии (рис. 3.80).

Реализация принципа внешней (внекорпусной) локализации расплава активной зоны была предусмотрена в проекте реактора EU-APR1400, который не был реализован. Шахта реактора EU-APR1400 оснащалась камерой для локализации расплава активной зоны, которая была спроектирована таким образом, чтобы площадь теплопередачи от кориума превышала 0,02 $м^2$/МВт (рис. 3.81). Проточная часть шахты реактора препятствует перемещению обломков и части расплава активной зоны в верхнюю часть защитной оболочки.

Во время тяжелых аварий открываются два запорных клапана, вода подается из резервуара IRWST в шахту реактора под действием силы тяжести, вызванной разницей напора воды между ними, а затем охлаждает расплав активной зоны, находящийся в камере локализации расплава шахты реактора, очищает от выбросов продуктов деления и смягчает возможное взаимодействие расплавленного кориума с бетоном при предполагаемом проплавлении корпуса реактора (MCCI).

Удержание расплава активной зоны в камере локализации предполагала исключение возможности возникновения значительной радиационной нагрузки на защитную оболочку. Большая площадь дна шахты должна была позволить расплаву активной зоны течь и распространяться, что повышало способность к охлаждению в области шахты реактора и способствовало снижению вероятности выброса расплава под высоким давлением (HPME), тем самым сводя к минимуму возможность прямого нагрева защитной оболочки (DCH) после проплавления корпуса реактора. Проект системы локализации расплава пока не получил развития в последующих проектах реакторов APR.

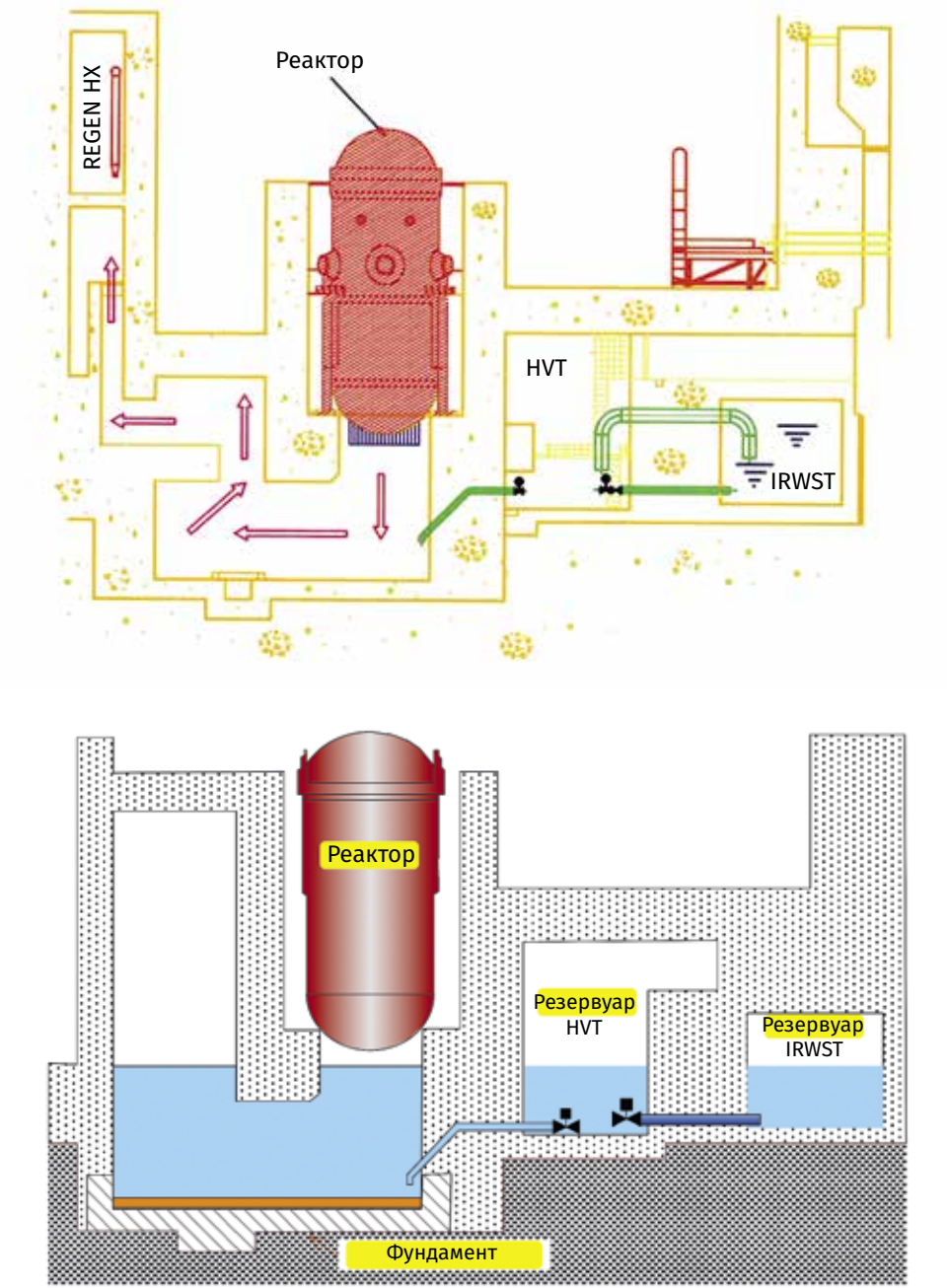


Рис. 3.79. Общая конструкция шахты реактора и схема принципа действия системы затопления шахты реактора (CFS) APR1400

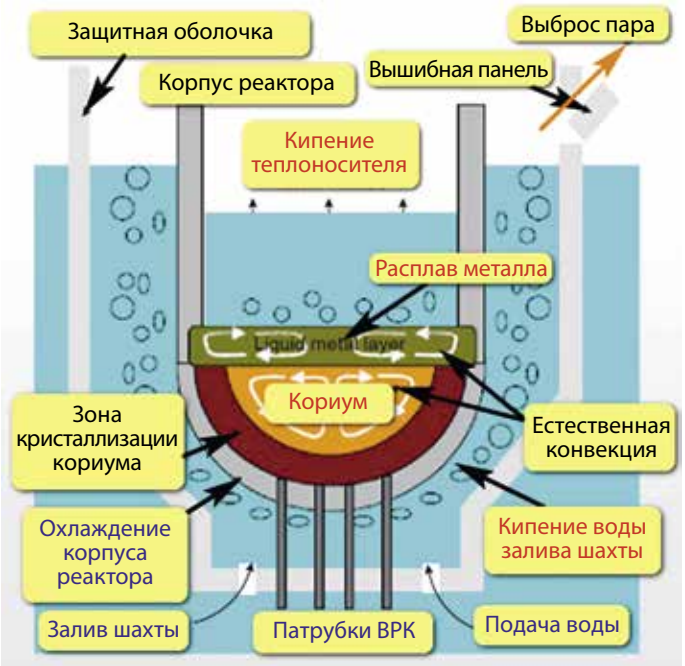


Рис. 3.80. Схема охлаждения корпуса реактора APR1400 при аварии с плавлением активной зоны

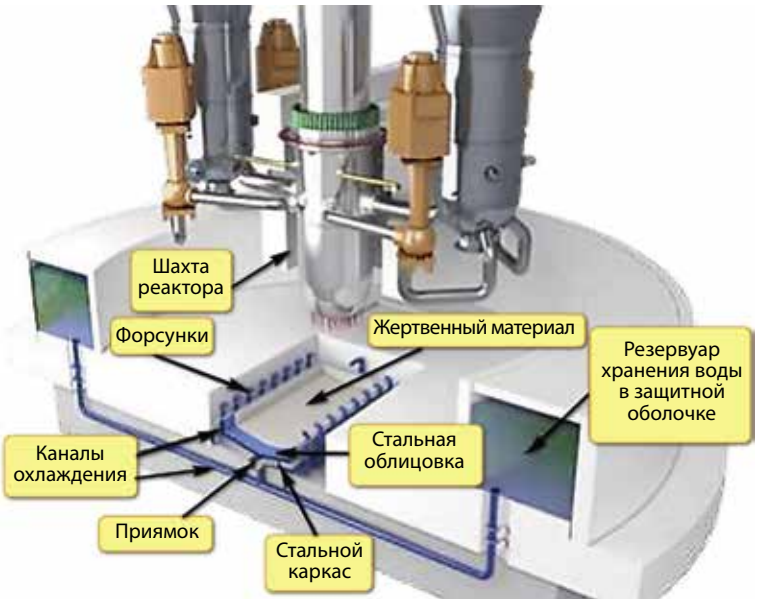


Рис. 3.81. Конструкция камеры для локализации расплава активной зоны реактора проекта EU-APR1400

Архитектурно-строительные решения проекта APR1400

В качестве основного проектного решения компоновки площадки с энергоблоками APR1400 был выбран вариант площадки с двумя блоками, составляющими законченный эксплуатационный комплекс электрической станции (рис. 3.82).

Общая планировка APR1400, спроектированная на основе концепции двух блоков, включает в себя такие объекты, как общее здание, которое соединяет в себе функции здания для захоронения радиоактивных отходов, здания контроля доступа и т.п.

Вспомогательное здание, в котором размещаются системы безопасности и компоненты вспомогательных систем, окружает собой здание защитной оболочки реактора. Вспомогательное и реакторное здания возведены на общем фундаменте. Общая базовая фундаментная плита повышает устойчивость к сейсмическим событиям и уменьшает количество стен между зданиями, что позволяет снизить затраты на арматуру и бетонные конструкции.

На компоновку большое влияние оказывают соображения безопасности, в частности физическое разделение оборудования и систем безопасности. Аварийные насосы высокого давления расположены во вспомогательном здании в условных отсеках (квадрантах), по одному насосу в каждом квадранте (рис. 3.83). Такая компоновка обеспечивает физическое разделение насосов, сводя к минимуму распространение повреждений из-за пожара, внешнего воздействия и внутреннего затопления. Аварийные дизель-генераторные помещения также разделены и расположены на симметрично противоположных сторонах.

Ядерный остров (Nuclear Island — NI) состоит из здания защитной оболочки реактора (RCB), вспомогательного здания (AB) и комплексного здания (SB). В состав SB входят зона контролируемого доступа, зона обращения с радиоактивными отходами и цех спецводоочистки (здание используется в качестве общего для варианта площадки с двумя энергоблоками).

Здание защитной оболочки (контейнмента) реактора RCB расположено в центре NI и размещается на общем со вспомогательным зданием базовом фундаменте, на котором расположены резервные дизель-генераторы EDG и зона обращения с ядерным топливом (FHA). Планировка NI повышает запас прочности конструкции от различных внешних воздействий, таких как сейсмические, техногенные и т.п.

Вспомогательное здание AB спроектировано в виде железобетонной конструкции I сейсмической категории и размещено на общем фундаменте с зданием защитной оболочки реактора RCB. Оно располагается по квадрантам вокруг RCB. В AB находятся блочный пункт управления MCR, помещения резервных дизель-генераторов EDG, зона обращения с ядерным топливом FHA.

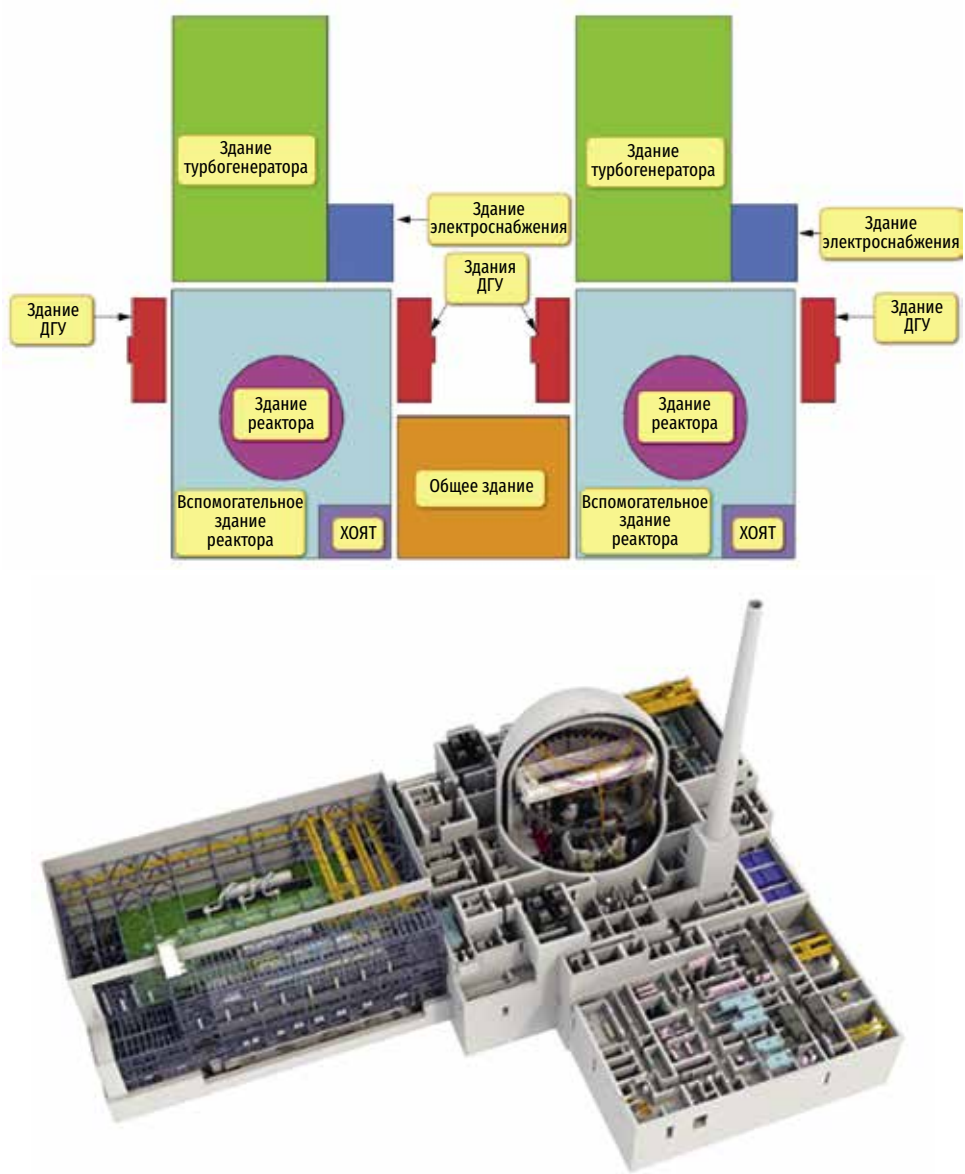


Рис. 3.82. Общее расположение зданий площадки с двумя энергоблоками APR1400

Системы и внутренние структуры в здании АВ организованы таким образом, чтобы обеспечить физическую изоляцию для минимизации опасности от внутренних и внешних событий. С целью повышения удобства эксплуатации и обслуживания внутренняя компоновка здания АВ спроектирована таким образом, чтобы обеспечить достаточное пространство и подъемное

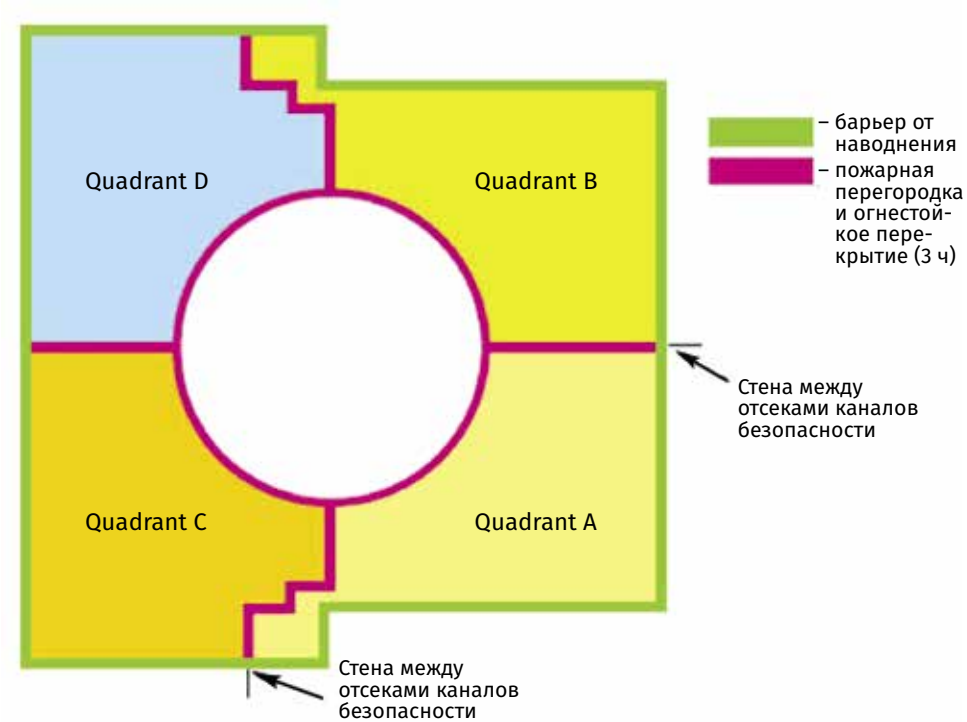


Рис. 3.83. Схема физических барьеров безопасности здания AB APR1400

оборудование для замены теплообменников, насосов и замены дизель-генератора EDG без демонтажа наружной стены. Центр технической поддержки (TSC) расположен рядом с MCR для улучшения связи между операторами и техническими бригадами во время нештатных ситуаций на станции.

3.4. HPR1000 — реактор под давлением «Дракон»

Китайский реактор под давлением HPR1000 (Hua-long Pressurised Reactor, Hualong One, Хуалун-1 – «Дракон») представляет собой эволюционную конструкцию двухконтурного реактора с водой под давлением (PWR), основанную на технологии, систематически усовершенствованной и разработанной на основе эксплуатации китайского парка PWR. В проекте HPR1000 используется единая компоновка блока. Основная блочная планировка HPR1000 основана на конструкции одного блока.

В 1980-х гг. China General Nuclear Power Corporation (CGN) импортировала технологию ядерного реактора M310 из Франции и построила первую крупную коммерческую атомную электростанцию в Китае — АЭС Даявань. Технология M310 изначально основана на аналогичной французской серии, но имеет некоторые модификации, проистекающие из анализа аспектов

безопасности и экономичности в соответствии с опытом ядерной аварии на АЭС Три-Майл-Айленд и мирового опыта эксплуатации реакторов с водой под давлением. Эта технология соответствовала мировым стандартам ядерной энергетики того времени. После этого CGN построила блоки АЭС Линъао 1 и 2 на основе опыта эксплуатации АЭС Даявань и комплекса модификаций, реализованного на аналогичных блоках во Франции.

Основываясь на опыте эксплуатации энергоблоков Линъао 1 и 2 и внедрив дополнительные усовершенствования, CGN построила блоки Линъао 3 и 4, которые являются первой в Китае собственной, самостоятельно спроектированной, изготовленной и построенной атомной электростанцией мощностью 1000 МВт на блок.

После этого CGN разработала свою китайскую продвинутую технологию реактора под давлением (CPR1000). В настоящее время CPR1000 стала доминирующей технологией на китайском ядерном рынке серийного строительства и применяется на блоках Хунъянхэ 1–4, Ниндэ 1–4, Янцзян 1 и 2 и Фанчэнган 1 и 2.

В 2009 году, в целях дальнейшего повышения безопасности и экономичности CPR1000, CGN внесла дополнительные модификации на основе технологии CPR1000 и спроектировала китайский реактор под давлением модернизированный (CPR1000+). Он был реализован на блоках Янцзян 3 и 4.

После аварии на АЭС Фукусима, чтобы адаптироваться к новой национальной стратегии и требованиям ядерного развития, основанным на проекте CPR1000+, CGN предложила соответствующие значительные изменения, которые включали модификации и дополнительные значительные изменения, воплотившиеся в усовершенствованный китайский реактор под давлением ACPR1000.

Эти усовершенствования вносились исходя из анализа нескольких аспектов безопасности и экономичности, таких как соответствие действующим международным правилам и стандартам, оценка результатов вероятностной оценки безопасности, изучение обстоятельств аварии на АЭС Фукусима и т.д. Технология ACPR1000 была реализована на блоках АЭС Янцзян 5 и 6 и Хунъянхэ 5 и 6.

В дальнейшем CGN разработала проект HPR1000 (Hualong One), основанный на полном 30-летнем опыте проектирования, строительства и эксплуатации АЭС. Проект HPR1000 объединил передовые международные требования безопасности АЭС со значительным уровнем оптимизации. Эволюция китайских реакторов PWR вплоть до HPR1000 показана на рис. 3.84.

Первый энергоблок с реактором HPR1000 был подключен к сети 27 ноября 2020 года на АЭС Фуцин 5. На начало 2025 года в Китае эксплуатируются пять энергоблоков HPR1000: на АЭС Фуцин 5 и 6 (провинция Фуцзянь) начали строиться 7 мая 2015 года и 22 декабря 2015 года и введены в эксплуатацию 30 января 2021 года и 25 марта 2022 года соответственно; Фанчэнган

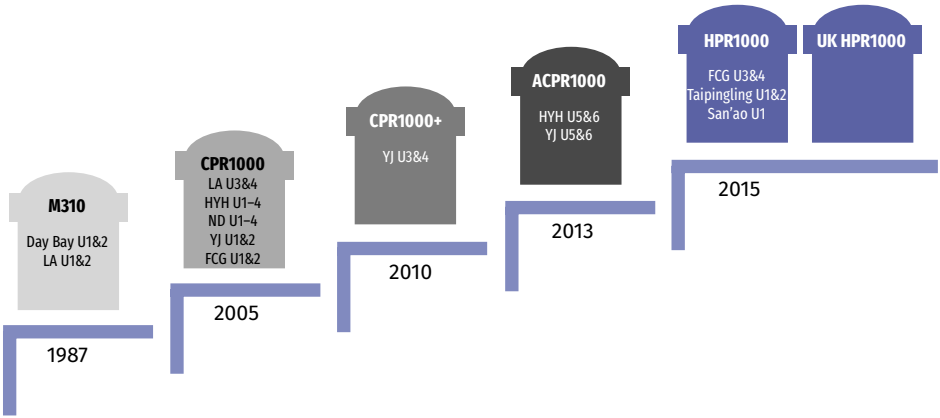


Рис. 3.84. Эволюция проектов реакторных установок PWR в Китае.
M310 – реактор под давлением, импортированный из Франции; CPR1000 – китайский реактор под давлением; CPR1000+ – китайский реактор под давлением модернизированный; ACPR1000 – усовершенствованный китайский реактор под давлением; HPR1000 – китайский реактор под давлением «Дракон-1»

3 и 4 (Гуанси) начали строиться в декабре 2015 и 2016 года и введены в эксплуатацию 25 марта 2023 года и 3 апреля 2024 года. 1 января 2025 введен в эксплуатацию еще один энергоблок на АЭС Чжанчжоу 1 (Фуцзянь), сооружавшийся с 16 октября 2019 года.

Наряду с ними последовало сооружение четырнадцати блоков HPR1000 на АЭС Китая: Чжанчжоу 2, 3 и 4 (Фуцзянь) в сентябре 2020, феврале и сентябре 2024 года; Тайпинлин 1 и 2 (Гуандун) в декабре 2019 и октябре 2020 года; Санъао 1 и 2 (Чжэцзян) в декабре 2020 и 2021 года; Чанцзян 3 и 4 (Хайнань) в марте и декабре 2021 года; Луфэн 5 и 6 (Гуандунь) в сентябре 2022 и августе 2023 года; Шидаован (известная также как «Шидао Бэй») 1 и 2 (Шаньдун) и Ниндэ 5 (Фуцзянь) в июле 2024 года.

Государственным советом Китая в 2024 году одобрено строительство серии энергоблоков HPR1000:

- двух энергоблоков в составе первой очереди АЭС «Xuwei» (Сюйвэй). Проект будет реализован силами корпорации CNNC.
- двух энергоблоков на АЭС Ниндэ (6) и Чжанчжоу (4) и двух энергоблоков в составе второй очереди АЭС Санъао (3 и 4). Эти проекты будет реализовывать корпорация CGN.

Энергоблоки с реакторами Hualong One, запланированные для сооружения в Пакистане, включают два реактора на Карачинском ядерном энергетическом комплексе – АЭС Карачи 2 и 3 (начато строительство в августе 2015 и в мае 2016 года) и один реактор на АЭС Чашма 5 (сооружение начато 31 декабря 2024 года), два энергоблока из них введены в эксплуатацию на АЭС Карачи 2 и 3 в мае 2021 и апреле 2022 года соответственно.

Строительство еще одного реактора Hualong One ожидалось после 2025 года в Аргентине (Nucleoeléctrica Argentina и China National Nuclear в 2022 году подписали EPC-контракт на строительство третьего блока АЭС «Атуча» с реактором «Хуалун-1» (HPR1000, «Дракон»). Но сведений о реализации данного проекта после политических изменений в Аргентине пока нет.

Основываясь на эволюции парка АЭС CGN, блок HPR1000 спроектирован так, чтобы быть более надежным и устойчивым, с тремя каналами физически разделенных систем безопасности и комбинацией систем активной и пассивной безопасности.

В системе охлаждения реактора (первом контуре) HPR1000 первичный теплоноситель (вода) под давлением перекачивается ГЦН (RCP) через активную зону реактора, где он нагревается за счет энергии, выделяемой при делении ядер топлива. Затем нагретая вода поступает в парогенератор, где передает свою тепловую энергию во вторичную систему (второй контур) с водой под более низким давлением, где вода испаряется. Передача тепла осуществляется без смешивания двух жидкостей, что предотвращает распространение радиоактивности во второй контур.

Пар под давлением приводит в движение турбину, соединенную с генератором, для выработки электроэнергии. Конденсатор с водяным охлаждением конденсирует отработанный пар, который проходит через турбину. Конденсат доводится до требуемого давления и температуры и подается в парогенераторы системой питательной воды. Система охлаждающей технической воды представляет собой замкнутый контур с системой оборота воды, использующей морскую воду. Реактор HPR1000 разработан с тепловым запасом более 15% для повышения безопасности и эксплуатационных характеристик.

Основные технико-экономические характеристики HPR1000 представлены в табл. 3.5.

Таблица 3.5. Технико-экономические характеристики HPR1000

Мощность тепловая (брутто), МВт	3150
Мощность электрическая, МВт	1170
Расход теплоносителя через реактор, м^3/ч	72 000
Давление номинальное на выходе из активной зоны, МПа	15,5
Температура теплоносителя в реакторе, °С	
– на входе в активную зону	289,5
– на выходе из активной зоны	324,5
Количество циркуляционных петель, шт.	3
Число горячих ниток петель	3

Окончание табл. 3.5

Число холодных ниток петель (по 2 на каждую петлю)	3
Число ТВС в активной зоне, шт.	177
Тип ТВС	Квадрат, 17×17
Количество твэлов в ТВС	264
Диаметр твэлов, мм	9,5
Количество приводов СУЗ в реакторе, шт.	68
Тип парогенератора	Вертикальный
Количество ГЦН, шт.	3

Основное оборудование первого контура HPR1000

Реакторная установка HPR1000 представляет собой 2-контурный водо-водяной реактор с водой под давлением третьего поколения с номинальной выходной электрической мощностью 1180 МВт, расчетный срок службы которого составляет 60 лет.

Система теплоносителя реактора — первый контур (RCP [RCS]) РУ HPR1000 состоит из трех контуров охлаждения или петель (рис. 3.85). Каждая петля состоит из одного насоса теплоносителя реактора ГЦН (RCP),

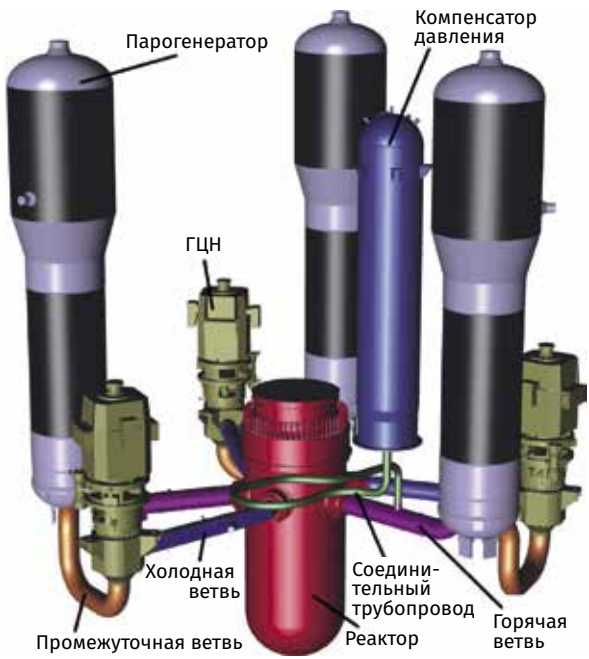


Рис. 3.85. Общий вид основного оборудования реакторной установки HPR1000

одного ПГ (SG) и трубопроводов первого контура — главных циркуляционных трубопроводов (ГЦТ). Рабочее давление каждого контура составляет 15,5 МПа абс.

Система RCP [RCS] передает тепло, выделяемое активной зоной реактора, системе второго контура через теплообменные трубки парогенератора и образовавшийся пар транспортируется паропроводами на турбогенераторную установку.

ГЦТ состоит из следующих основных элементов:

- горячая нитка петли от патрубка реактора до ПГ (SG);
- холодная нитка петли между ГЦН (RCP) и патрубком реактора RPV;
- промежуточная нитка между ПГ (SG) и ГЦН реактора;
- соединительный трубопровод (SL) подключает КД (PZR) к горячей нитке 3-й петли.

Принципиальная схема первого контура HPR1000 представлена на рис. 3.86.

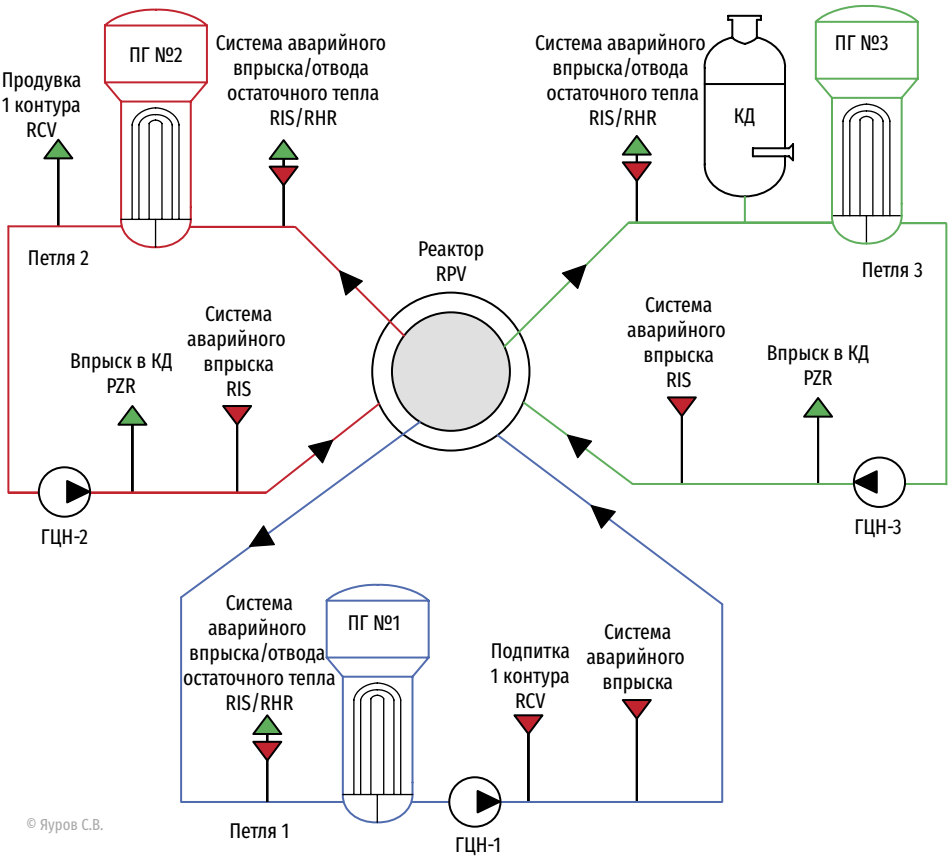


Рис. 3.86. Принципиальная схема первого контура HPR1000

Реактор HPR1000

Реактор состоит из верхней крышки, корпуса реактора с патрубками, внутриреакторных компонентов с активной зоной, крепежных элементов и уплотнений, опорных конструкций. Общее устройство реактора показано на рис. 3.87 и 3.88.



Рис. 3.87. Общий вид корпуса реактора с ВКУ HPR1000

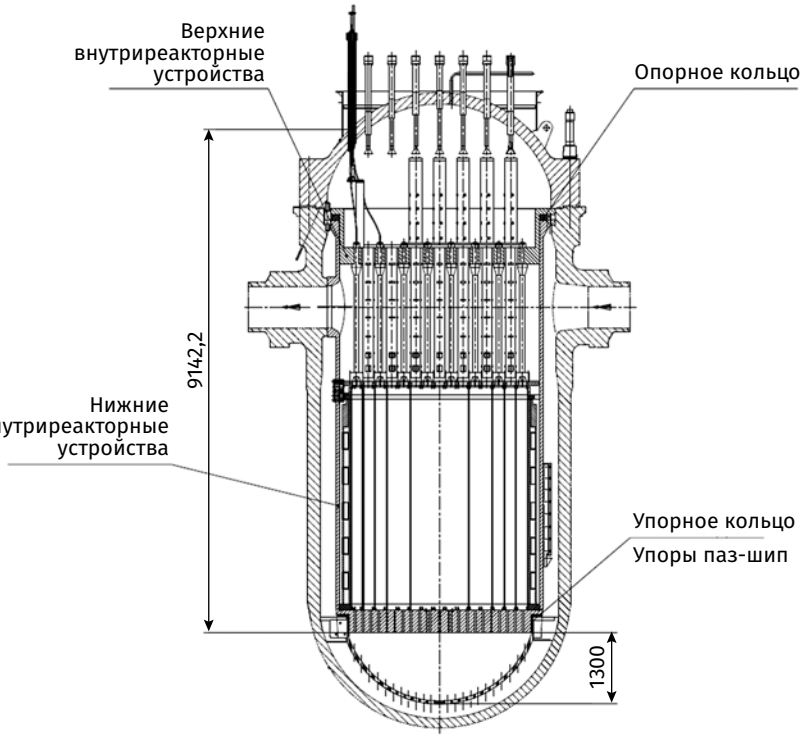


Рис. 3.88. Общий вид устройств реактора HPR1000

Теплоноситель подается насосом в патрубок холодной петли и течет в нисходящем кольцевом пространстве между корпусом реактора и шахтой в нижнюю камеру, затем поток поворачивается и проходит через область активной зоны, выходя из реактора через выпускные патрубки, обеспечивая отвод тепла от активной зоны (рис. 3.89).

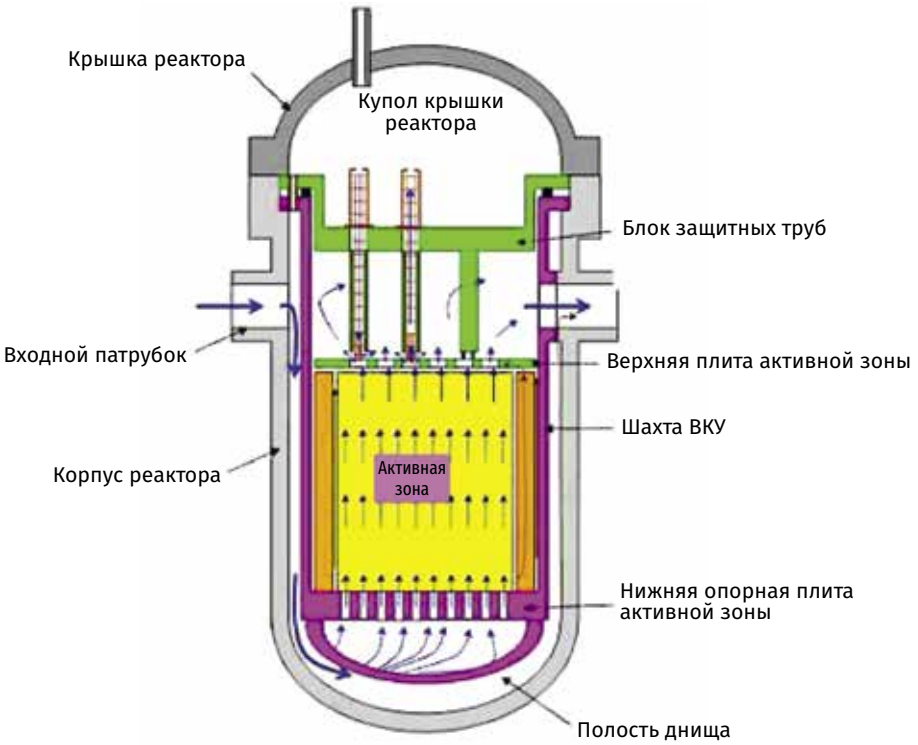


Рис. 3.89. Схема потоков теплоносителя в реакторе HPR1000

Корпус реактора

Корпус реактора под давлением RPV является сосудом, содержащим элементы активной зоны, опорную конструкцию активной зоны и легководный теплоноситель, а также обеспечивающим конструктивное размещение для механизмов приводов регулирующих стержней СУЗ CRDM, внутрикорпусных устройств RVI и приборов внутриреакторного контроля. Он состоит из крышки, корпуса, крепежных элементов и уплотнений. Конструкция корпуса реактора показана на рис. 3.90.

Корпус реактора представляет собой цилиндрический сварной кованый сосуд, который состоит из обечайки с фланцем и отверстиями под впускные и выпускные патрубки петель, обечайки активной зоны, переходного

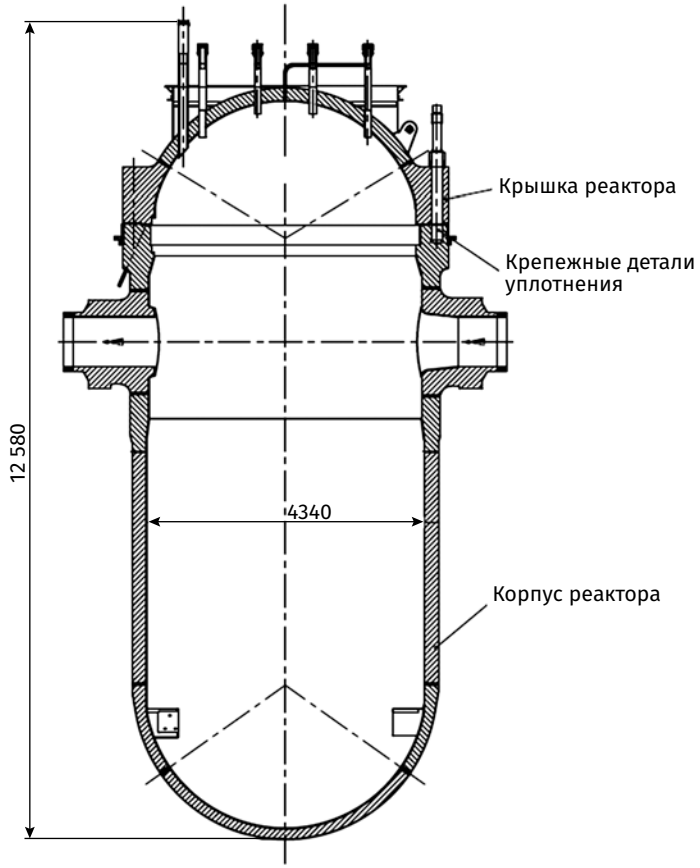


Рис. 3.90. Конструкция корпуса реактора HPR1000

кольца и днища, соединенных между собой кольцевыми сварными швами. Фланец обечайки имеет в общей сложности 58 резьбовых отверстий для установки шпилек для уплотнения крышки реактора и 3 резьбовые отверстия с направляющим стержнем для выравнивания и позиционирования крышки. С внешней стороны фланца приварен уплотнительный выступ для предотвращения попадания теплоносителя реактора в шахту реактора при загрузке и выгрузке топлива. На внутренней стороне фланца имеется опорный выступ для поддержки внутрикорпусной шахты, который имеет четыре прямоугольные прорези для опоры и позиционирования внутреннего оборудования реактора RVI (верхние и нижние внутренние устройства).

Впускные и выпускные патрубки петель (3 пары) расположены на корпусе в соответствии с положением оборудования реактора. Угол между входным и выходным патрубками для каждой петли составляет 50°, а сами

3 петли распределены симметрично под углом 120° по окружности корпуса реактора.

Верхняя крышка реактора RPV представляет собой съемную фланцевую кованую полусферическую конструкцию, которая состоит из фланца и верхнего купола, сваренных между собой круговым сварным швом.

Патрубки и опоры на крышке реактора предназначены для установки механизмов привода регулирующих стержней СУЗ (CRDM) и адаптеров контрольно-измерительных приборов внутриреакторного контроля, а также для установки конструкций верхнего блока реактора (рис. 3.91).

Нижние части корпуса реактора состоят из одной обечайки активной зоны, переходного кольца и днища.

На верхней крышке реактора расположены 68 приводов СУЗ (CRDM) и 12 патрубков измерительных приборов, обеспечивающих доступ к измерительным каналам в активной зоне. На внешней поверхности крышки имеются 3 проушины, приваренные по окружности купола, для подъема/установки крышки.

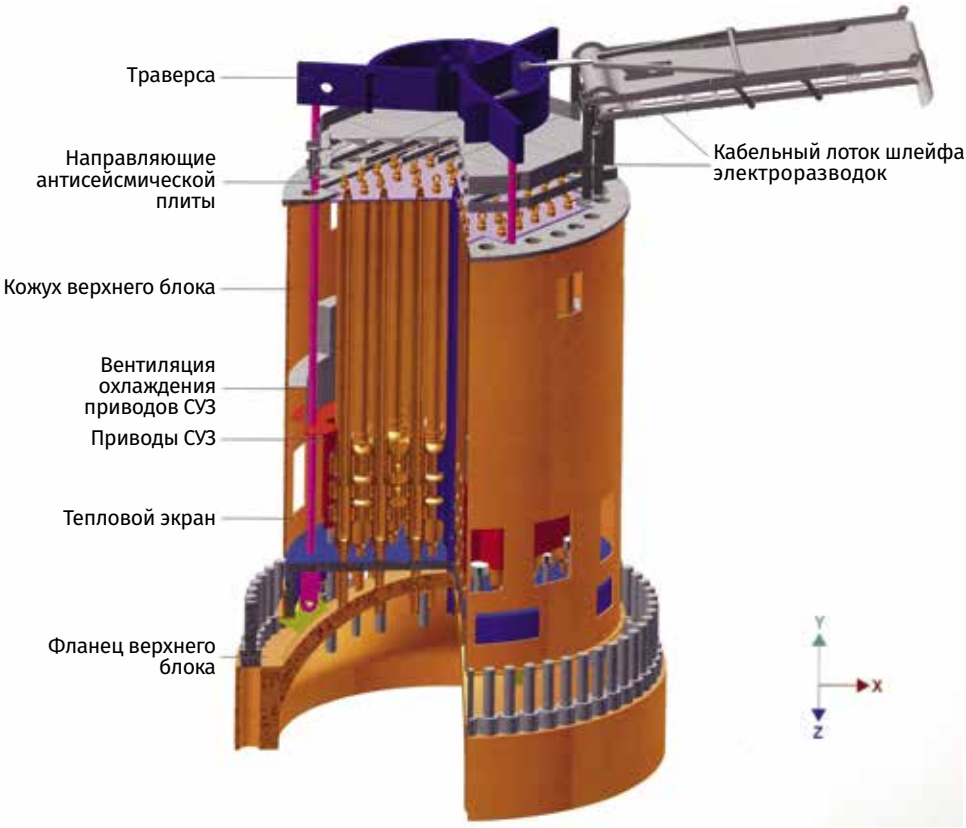


Рис. 3.91. Общий вид конструкций верхнего блока реактора HPR1000

Внутрикорпусные устройства. Внутренние устройства корпуса реактора (RVI) состоят из нижних внутренних устройств, верхних внутренних устройств, прижимной пружины и направляющих элементов. Компоновка RVI показана на рис. 3.92.

Нижние внутренние устройства в RPV являются основными опорными конструкциями для активной зоны реактора.

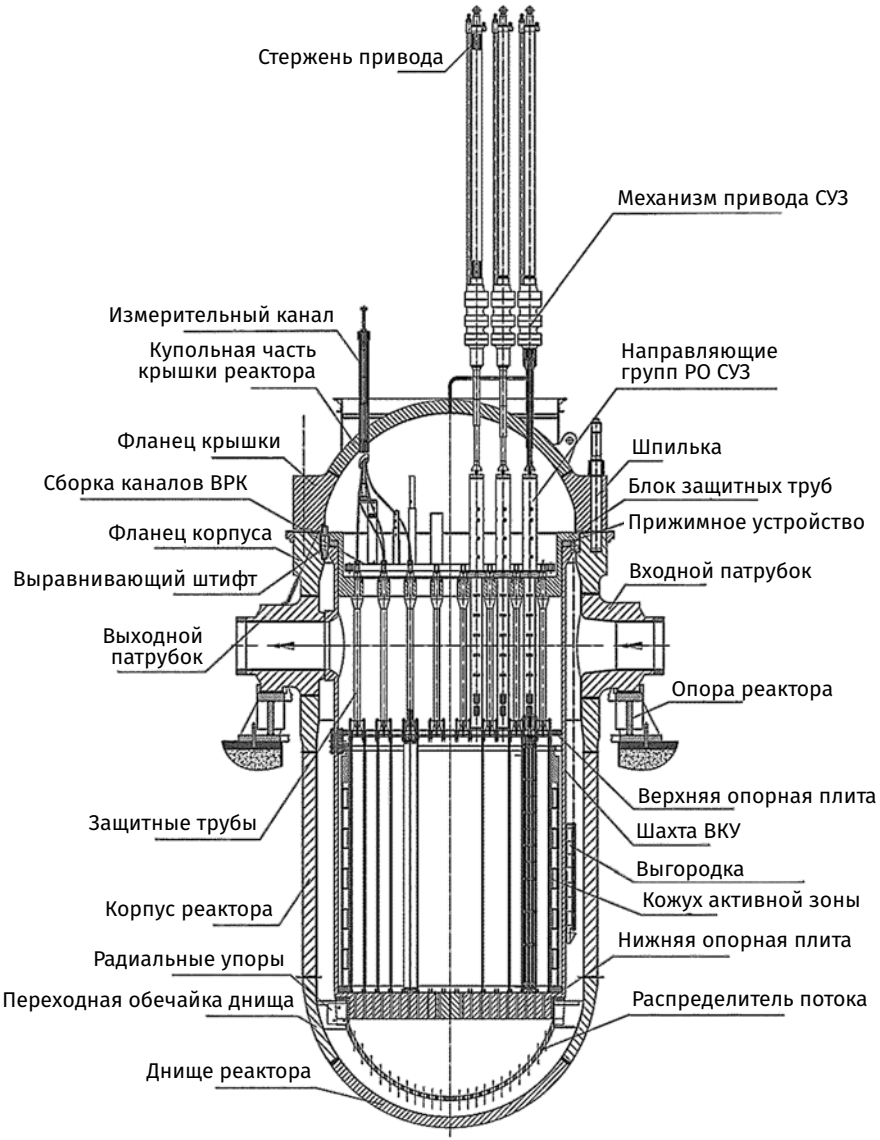


Рис. 3.92. Конструкция внутрикорпусных устройств реактора HPR1000

Нижние внутренние устройства состоят из трубного блока, нижней опорной плиты, кожуха активной зоны с отражателем, узла распределения потока. Кожух активной зоны и нижняя опорная пластина сварены вместе, образуя корзинообразную конструкцию для активной зоны реактора. На нижней опорной плите для каждой ТВС имеется 4 отверстия, соответствующие положению тепловыделяющей сборки. Кроме того, нижняя опорная плита оснащена 2 направляющими штифтами для обеспечения поддержки и позиционирования каждой топливной сборки.

Металлическая конструкция отражателя расположена внутри кожуха активной зоны и опирается на нижнюю опорную плиту. Отражатель имеет цельносварную конструкцию, которая состоит из ряда W-образных, C-образных и ребристых пластин.

Узел распределения потока, представляющий собой полусферическую конструкцию с отверстиями, крепится болтами к нижней части нижней опорной плиты. Это обеспечивает хороший коэффициент распределения потока теплоносителя на входе в активную зону реактора.

Верхние внутренние устройства включают в себя верхнюю опорную плиту, верхнюю опорную пластину, блок защитных труб, узел направляющих труб для приводных стержней CRDM и стержней управления RCCA (CRGA) и узел контрольно-измерительных каналов в активной зоне (IGA).

Верхний опорный узел разделяет верхнюю и купольную камеру. Он состоит из верхней опорной пластины, юбки и фланца и сварен между собой кольцевыми сварными швами. Верхняя опорная пластина и верхняя опорная плита образуют верхнюю камеру. Между верхней опорной пластиной и верхней опорной плитой имеется 46 опорных колонн.

Активная зона и ТВС HPR1000

Активная зона реактора HPR1000 состоит из 177 ТВС типа CF3, распределенных в ортогональной конструктивной решетке внутриреакторной шахты, что обеспечивает достаточный тепловой запас при увеличении выходной мощности.

В холодных условиях высота активного ядра составляет 365,76 см, а его эквивалентный диаметр составляет 323 см, что дает соотношение высоты и диаметра 1,13.

Реактор работает на мощности в течение периода от 12 до 18 месяцев, прежде чем реактор будет остановлен, и часть новых тепловыделяющих сборок будет загружена, а активная зона перегружена для оптимизации эффективности.

Для начального цикла загружаются сборки с тремя различными уровнями обогащения ^{235}U (рис. 3.93). Сборки с тремя различными уровнями обогащения ^{235}U используются при начальной загрузке для создания плоского радиального распределения мощности. Сборки трех различных обогащений ^{235}U образуют зоны 1, 2 и 3.

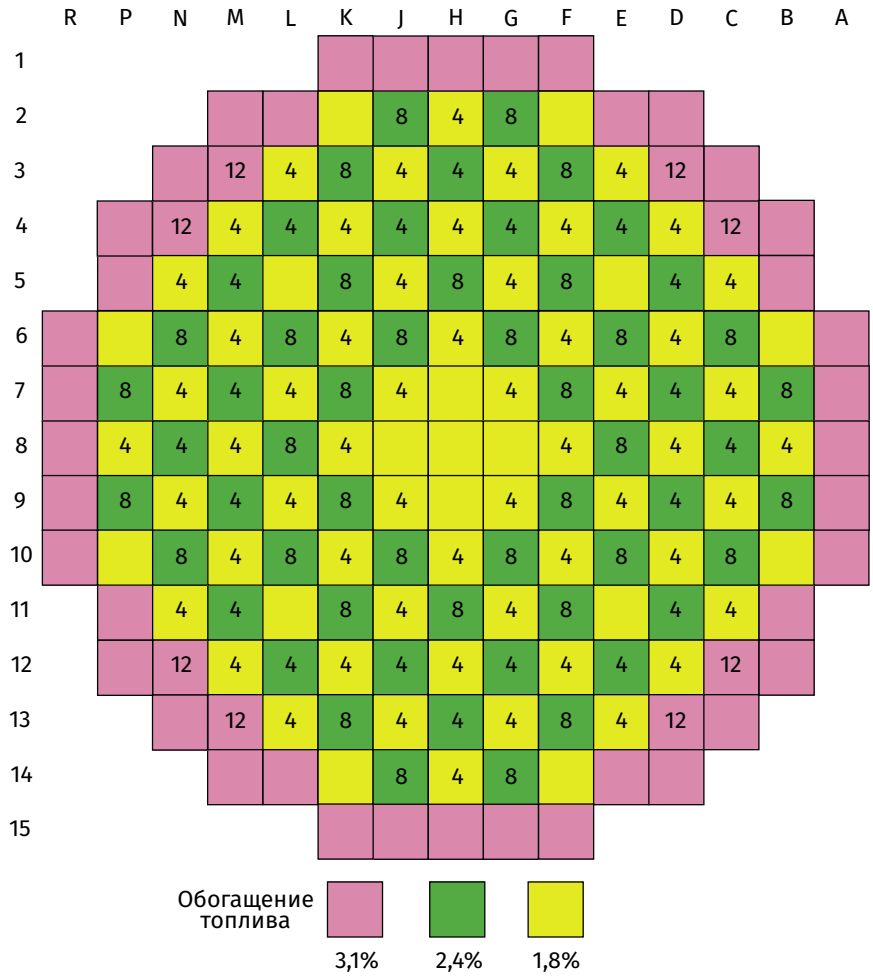


Рис. 3.93. Картограмма размещения в активной зоне ТВС с различной степенью обогащения топлива при начальной загрузке в реакторе HPR1000

В центральной части активной зоны ячейки более низкого обогащения расположены рядом друг с другом, образуя шахматный рисунок. Узлы с наибольшим обогащением располагаются на периферии зоны, опоясывая внутренние каналы.

Каждая тепловыделяющая сборка CF3 состоит из металлического каркаса и 264 топливных стержней, представляет собой ортогональную структуру с квадратным массивом 17×17 (рис. 3.94).

Каркас состоит из верхнего сопла (головки), нижнего сопла (хвостовика), 2 концевых решеток без смесительных лопастей, 6 конструкционных решеток со смесительными лопастями и 3 проточных смесителей, 24 направляющих канала и контрольно-измерительного канала.

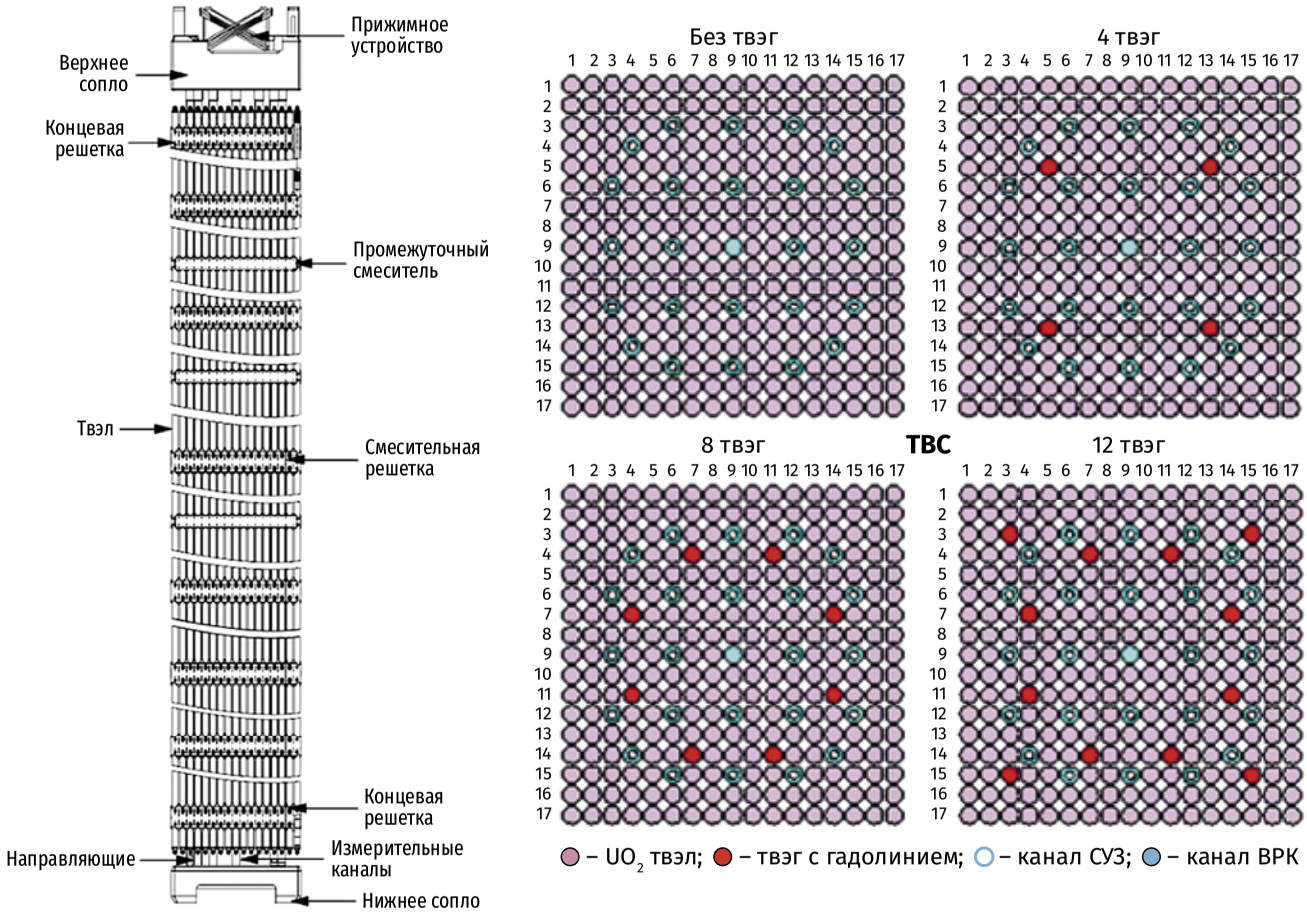


Рис. 3.94. Конструкция ТВС CF3 в реакторе HPR1000

Центральное положение в тепловыделяющей сборке имеет контрольно-измерительный канал, предназначенный для приборов контроля мощности в активной зоне. Направляющие каналы, соединенные с верхним и нижним соплами тепловыделяющей сборки, служат несущей конструкцией для дистанционирующих решеток. Решетки поддерживают заданный шаг между стержнями твэл. Смесительные лопасти, встроенные в конструкцию дистанционирующей решетки тепловыделяющей сборки, и смесители промежуточного потока тепловыделяющих сборок обеспечивают дополнительное перемешивание потока между различными проточными каналами внутри тепловыделяющей сборки, а также между соседними ТВС.

Верхнее сопло и прижимная система является верхним структурным элементом тепловыделяющей сборки и частично защитным кожухом для узлов основных компонентов ТВС. Верхнее сопло состоит из переходной пластины, приваренной к верхней пластине. Переходная пластина имеет множество отверстий и прорезей, позволяющих теплоносителю течь вверх. Четыре комплекта листовых рессор установлены на верхней пластине, чтобы сбалансировать гидравлические силы восходящего потока во время работы и приспособиться к изменениям длины тепловыделяющей сборки относительно расстояния между основными пластинами. Неподвижный конец пружинного комплекта удерживается на месте винтом, который крепится непосредственно к верхнему листу.

Хвостовик ТВС является нижним конструктивным элементом тепловыделяющей сборки. Он защищает тепловыделяющую сборку от мусора, попавшего в контур, и направляет охлаждающую жидкость через пучок твэл. Нижнее сопло состоит из перфорированной пластины с четырьмя стойками и устройства защиты от мусора. Четыре стойки образуют камеру, позволяющую охлаждающей жидкости на входе поступать в тепловыделяющую сборку. Перфорированная пластина является устройством защиты от мусора, включает в себя крепления направляющих каналов.

Направляющие каналы предназначены для размещения рабочих органов стержней СУЗ (RCCA), а также служат для введения устройств внутриреакторного контроля активной зоны в зависимости от положения конкретной тепловыделяющей сборки в активной зоне. Кольцевой зазор между внешним диаметром стержня RCCA и внутренним диаметром направляющего канала предназначен для быстрого введения RCCA.

Наряду с направляющими каналами верхние и нижние сопла решетки составляют каркас тепловыделяющей сборки. Каждая дистанционирующая решетка представляет собой массив щелевых лент, которые соединены между собой и сварены на пересечениях, образуя ячеистую структуру. Несущие элементы каркаса состоят из торцевых решеток и конструкционных смесительных решеток. Опорная система конструкционных решеток обеспечивает как боковую, так и вертикальную опору топливных стержней. Решетка с углублениями и пружинами позиционирует каждый топливный стержень

в своей ячейке. Удерживающее усилие предотвращает повреждение топливных элементов во время транспортировки и погрузочно-разгрузочных работ и позволяет предотвратить износ решетки на стержне во время работы. Смесительные решетки и промежуточные смесители имеют лопасти на внутренних решетчатых полосах для перемешивания теплоносителя, поэтому тепло эффективно отводится теплоносителем реактора.

Контрольно-измерительный канал расположен в центре каждой тепловыделяющей сборки и обеспечивает установку нейтронных детекторов в активной зоне. Трубка контрольно-измерительного канала фиксируется в положении между верхним и нижним соплами.

В активной зоне имеются 46 измерительных зондирующих канала ВРК (ICIA), расположенных в поперечном сечении активной зоны, чтобы обеспечить возможность контроля профиля радиального потока нейтронов.

Топливный стержень — твэл состоит из трубчатой оболочки из сплава циркония, таблеток диоксида урана UO_2 или $Gd_2O_3+UO_2$, концевых заглушек и пружин сжатия. Таблетки диоксида урана с выгораемым поглотителем (гадолинием) или без него инкапсулированы в закрытую трубку из циркониевого сплава, которая закупоривается приварными заглушками. Внутри топливного стержня гелий под давлением используется в качестве запирающего газа. В трубке предусмотрена камера для сбора газов, образующихся при облучении. Топливные элементы удерживаются дистанционирующими решетками с заданным шагом по всей длине стрежней. Топливные стержни размещены в конструкции топливной сборки таким образом, чтобы между концами топливных стержней и верхним и нижним соплами оставался зазор для теплового расширения топливного стержня. Оболочка обеспечивает первый барьер для нераспространения радиоактивных продуктов деления урана.

Растворенный в теплоносителе первого контура бор служит дополнительным поглотителем нейтронов. Концентрация бора изменяется в течении компании топлива (от 12 до 18 месяцев). Существуют три независимых средства для управления реактивностью активной зоны и равномерного распределения мощности энерговыделения: выгораемый поглотитель нейтронов в стержнях с оксидом гадолиния (Gd_2O_3), узлы управления стержневым кластером органов СУЗ (RCCA) и растворенный в теплоносителе поглотитель в виде борной кислоты. RCCA состоит из 24 стержней СУЗ, собранных в кластерный узел (рис. 3.95).

Узлы управления штанговым кластером СУЗ RCCA обозначаются по функциям управления защитой активной зоны при изменении концентрации бора, температуры теплоносителя или концентрации ксенона и управлением изменениями мощности в режиме следования за нагрузкой как контрольные группы и группы отключения. Картограмма групп отображена на рис. 3.96.

Регулирующие группы обозначены как G1, G2, N1, N2 и R. Группы аварийного останова обозначаются как SA, SB, SC и SD. Группы RCCA с маркировкой G1, G2, N1, N2 и R используются для управления мощностью.

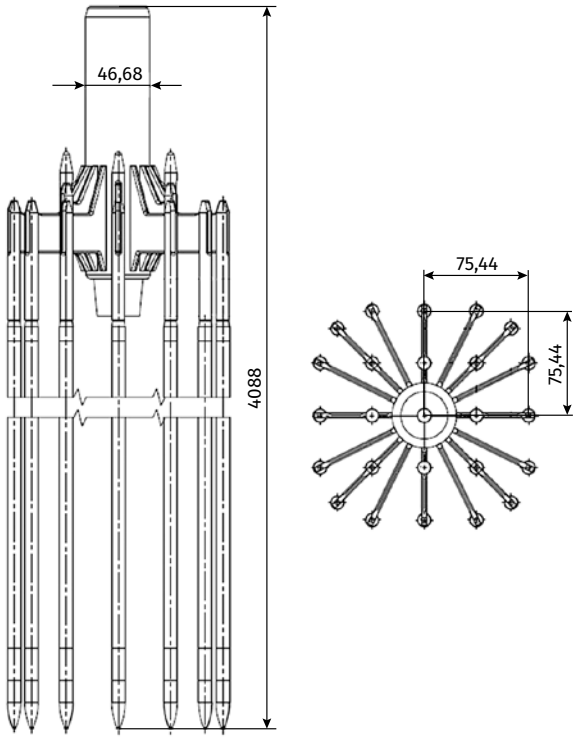


Рис. 3.95. Узел управления штанговым кластером СУЗ HPR1000

	R	P	N	M	L	K	J	H	G	F	E	D	C	B	A
1															
2						N2		R		N2					
3					SA		SC		SC		SA				
4				N1		G2		G1		G2		N1			
5			SA		SD		SB		SB		SD		SA		
6		N2		G2		R		N1		R		G2		N2	
7			SC		SB		SD		SD		SB		SC		
8		R		G1		N1				N1		G1		R	
9			SC		SB		SD		SD		SB		SC		
10		N2		G2		R		N1		R		G2		N2	
11			SA		SD		SB		SB		SD		SA		
12				N1		G2		G1		G2		N1			
13					SA		SC		SC		SA				
14						N2		R		N2					
15															

Рис. 3.96. Картограмма групп регулирующих стержней СУЗ HPR1000

Компенсатор давления APR1400

Компенсатор давления (PZR), как оборудование стабилизации давления в составе первого контура, в основном используется для компенсации увеличения и снижения объема теплоносителя и поддержания в первом контуре давления в допустимых пределах.

С помощью установленных распылительных форсунок и электрических нагревателей PZR гомогенизирует концентрацию бора в теплоносителе между первым контуром и PZR посредством распыления и нагрева, выполняет функцию регулирования давления.

В аварийных условиях PZR выполняет функцию защиты от избыточного давления первичного контура, используется для предотвращения избыточного давления в первом контуре путем активации PSV (предохранительных клапанов) или предотвращения выброса расплавленного кориума активной зоны под высоким давлением путем активации двух SADV (клапаны аварийного сброса) в условиях тяжелых аварий с плавлением активной зоны.

Компенсатор давления PZR (рис. 3.97) представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд высокого давления с высокой температурой.

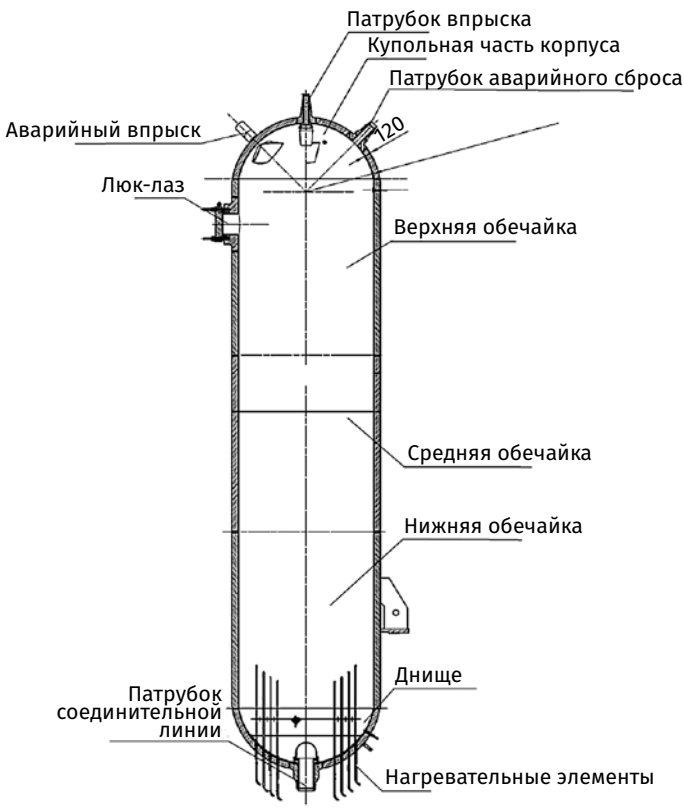


Рис. 3.97. Конструкция компенсатора давления HPR1000

Нижняя часть PZR соединена с первым контуром соединительным трубопроводом (SL).

PZR состоит из блока обечаек, верхнего купола и днища. Верхний купол, блок обечаек и днище свариваются вместе. Верхняя полусферическая купольная часть представляет собой цельнокованую деталь. Она оснащена тремя патрубками аварийного сброса (соединяются с предохранительными клапанами давления и выполняют функцию защиты от избыточного давления); одним патрубком аварийного впрыска (соединен со специальным клапаном для тяжелых аварий); патрубком впрыска в КД (приварен к верхней части купола верхней полусферической части).

Схема системы поддержания давления первого контура RCP (RCS) показана на рис. 3.98. Распылительные клапаны сконфигурированы в двух каналах, соединенных с холодными ветвями 2 и 3 петель первого контура. Распылительные форсунки PZR работают на пару с электрическим нагревателем, выполняя функцию поддержания давления в первом контуре.

Три предохранительных клапана КД (PSV) установлены в его верхней части для защиты первого контура RCP (RCS) от избыточного давления (рис. 3.99). После клапанов общая сбросная предохранительная линия соединена с предохранительным баком-барботером (PRT). Клапаны PSV представляют собой импульсные предохранительные клапаны, выполняющие функцию защиты от избыточного давления при горячем и холодном контуре. Каждый PSV состоит из главного клапана, пружинных импульсных

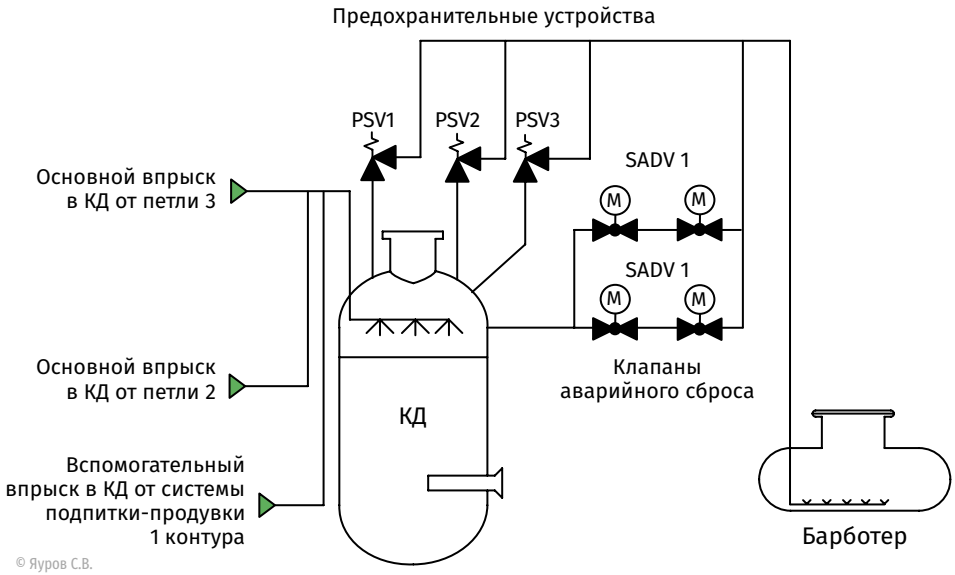


Рис. 3.98. Принципиальная схема системы поддержания давления первого контура HPR1000

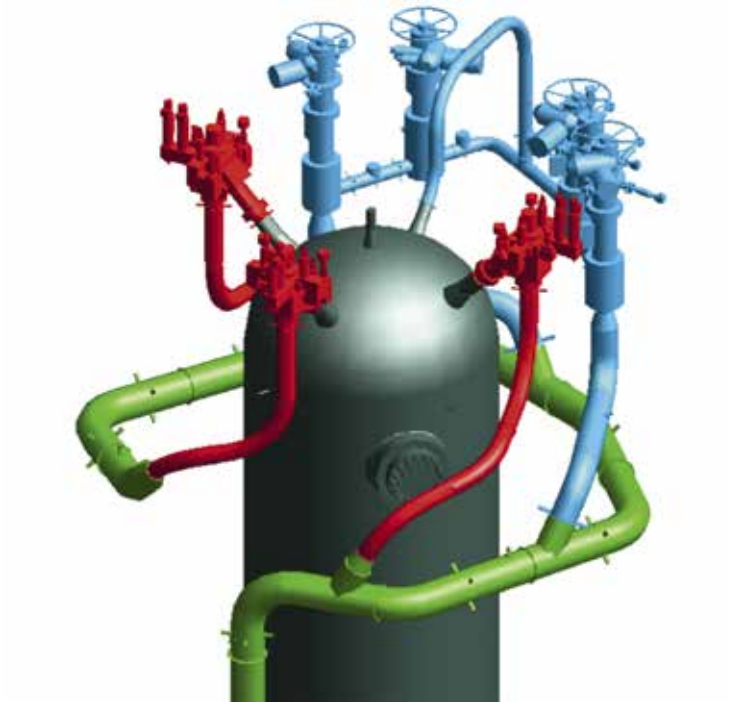


Рис. 3.99. Общий вид предохранительных и защитных клапанов КД (PSV, SADV) HPR1000

и соленоидных клапанов. Два подпружиненных клапана являются частью конструкции для резервирования. Главный клапан PSV может быть открыт срабатыванием одного из пружинных управляющих клапанов или электромагнитного управляющего клапана.

Главный циркуляционный насос HPR1000

Три насосные установки теплоносителя реактора — главные циркуляционные насосы — расположены в здании реактора. Каждый ГЦН представляет собой вертикальный одноступенчатый насос (рис. 3.100). Всасывание воды осевое, а нагнетание радиальное, с асинхронным двигателем, расположенным над насосом. Принципиальная схема обвязки ГЦН приведена на рис. 3.101.

ГЦН состоит из следующих основных компонентов:

а) корпус;

б) гидравлический блок;

в) система уплотнения вала;

г) электродвигатель.

Корпус изготовлен из цельной поковки нержавеющей стали, что позволяет уменьшить количество сварных швов. Он имеет осевое всасывающее

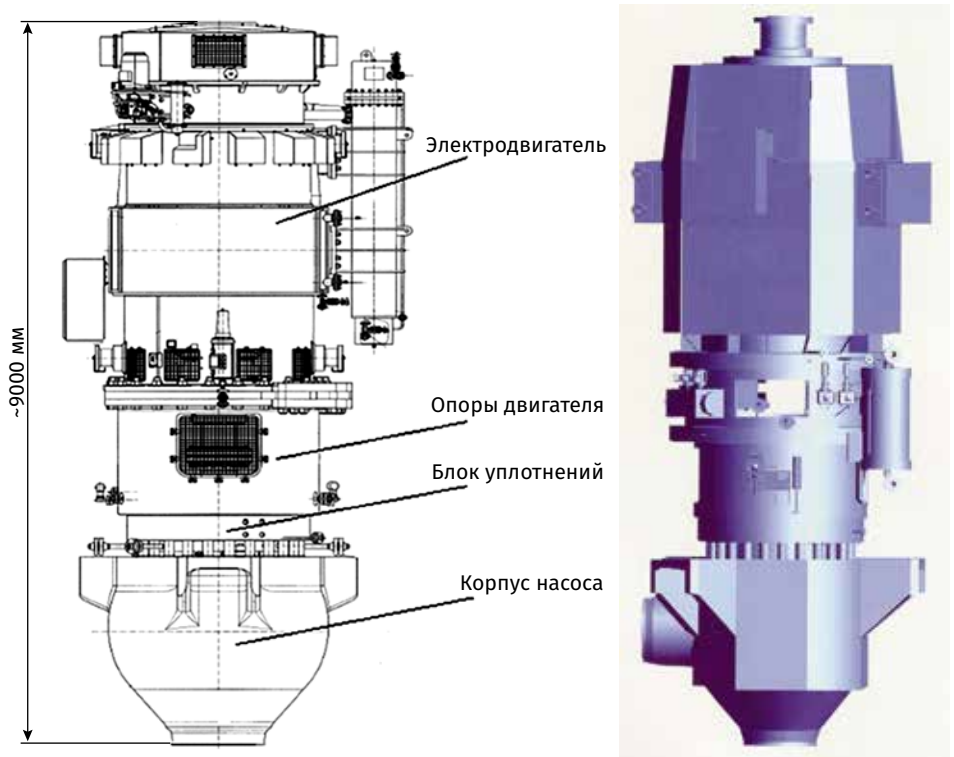


Рис. 3.100. Конструкция главного циркуляционного насоса HPR1000

сопло, приваренное к промежуточной нитке контура теплоносителя реактора, и радиальное нагнетательное сопло, приваренное к холодной нитке петли контура теплоносителя реактора.

Гидравлический блок состоит из рабочего колеса, диффузора и всасывающего патрубка.

Рабочее колесо является основным компонентом гидравлических частей ГЦН реактора. Оно передает механическую энергию в гидравлическую энергию путем вращения.

Диффузор представляет собой отливку из нержавеющей стали, которая расположена снаружи рабочего колеса и находится между корпусом и рабочим колесом. С помощью диффузора гидродинамический напор насоса преобразуется в гидростатический.

Система уплотнения вала состоит из трех ступеней последовательно соединенных гидродинамических торцевых уплотнений и одного уплотнения после третьей ступени уплотнения.

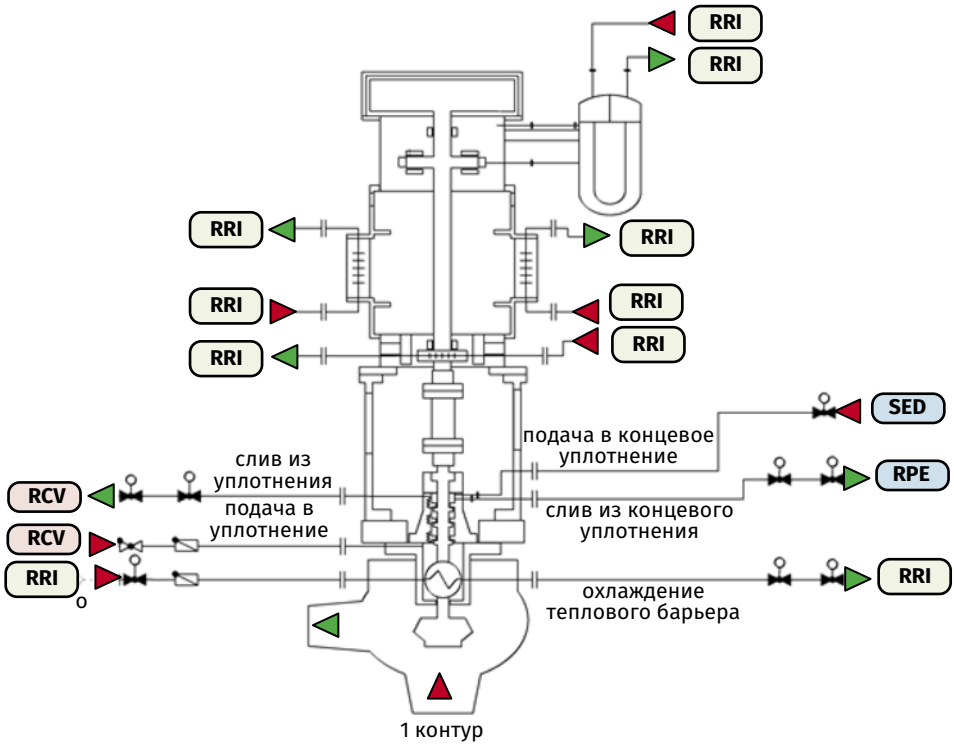


Рис. 3.101. Принципиальная схема систем главного циркуляционного насоса HPR1000.

RRI – система охлаждения; RCV – система подпитки-продувки 1 контура; SED – система подачи дистиллята; RPE – система сбора организованных протечек 1 контура

Парогенератор HPR1000

Парогенератор представляет собой теплообменное оборудование между первым и вторым контурами атомной электростанции. В нем используются U-образные трубки для передачи тепла от первого контура ко второму (рис. 3.102).

Парогенератор состоит из двух узлов: нижний узел обеспечивает испарение питательной воды; верхний узел обеспечивает механическую сушку пароводяной смеси, производимой в нижнем узле.

Теплоноситель первого контура поступает в каждый из трех ПГ через горячий впускной патрубок отсека днища, течет через перевернутый U-образный пучок теплообменных труб и выходит из холодного выпускного патрубка отсека днища. Тепло от теплоносителя передается второму контуру ПГ для выработки пара, который затем подается из ПГ в паровую турбину (рис. 3.103).

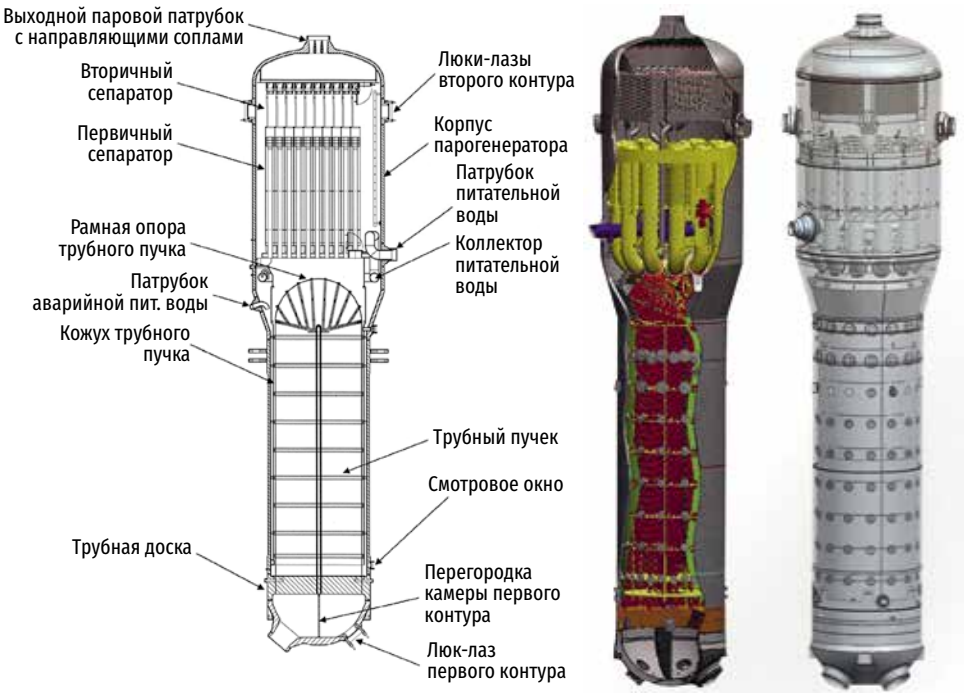


Рис. 3.102. Схема внутренних устройств парогенератора HPR1000

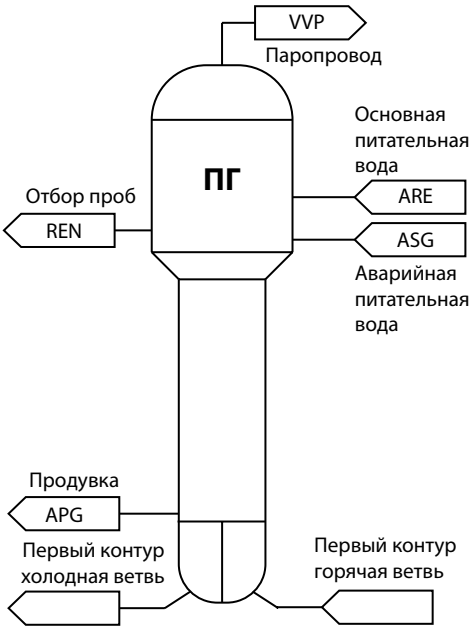


Рис. 3.103. Принципиальная схема парогенератора HPR1000

Системы безопасности HPR1000

Реакторная установка HPR1000 имеет ряд систем активной и пассивной безопасности.

Для всех систем и оборудования реакторной установки HPR1000 обеспечивается выполнение следующих основных функций безопасности:

- контроль реактивности активной зоны;
- отвод тепла от реактора и от хранилища топлива;
- удержание радиоактивных материалов, защита от радиации и контроль планируемых выбросов радиоактивных веществ, а также ограничение аварийных радиоактивных выбросов.

Конструкция HPR1000 не только наследует проверенные опытом эксплуатации и надежные активные технологии, но также вводит пассивные системы в качестве резервных для активных систем в случае полной потери станцией источников переменного тока. Как активные, так и пассивные функции используются для обеспечения функций безопасности аварийного охлаждения активной зоны, отвода остаточного тепла, удержания расплавленной активной зоны в корпусе реактора (IVR) и отвода тепла в защитной оболочке (рис. 3.104).

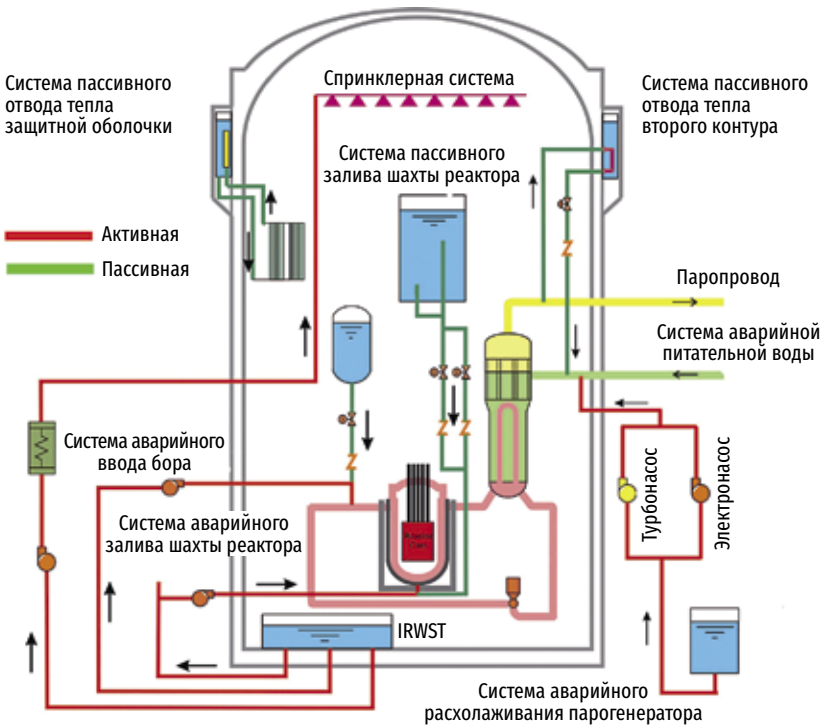


Рис. 3.104. Схема активных и пассивных систем безопасности HPR1000

Система аварийного впрыска бора [RIS (SIS)]. Система в основном используется для обеспечения аварийной подачи борированной воды в активную зону реактора для компенсации потерь запасов воды в условиях проектных аварий и отвода тепла реактора после аварии (рис. 3.105).

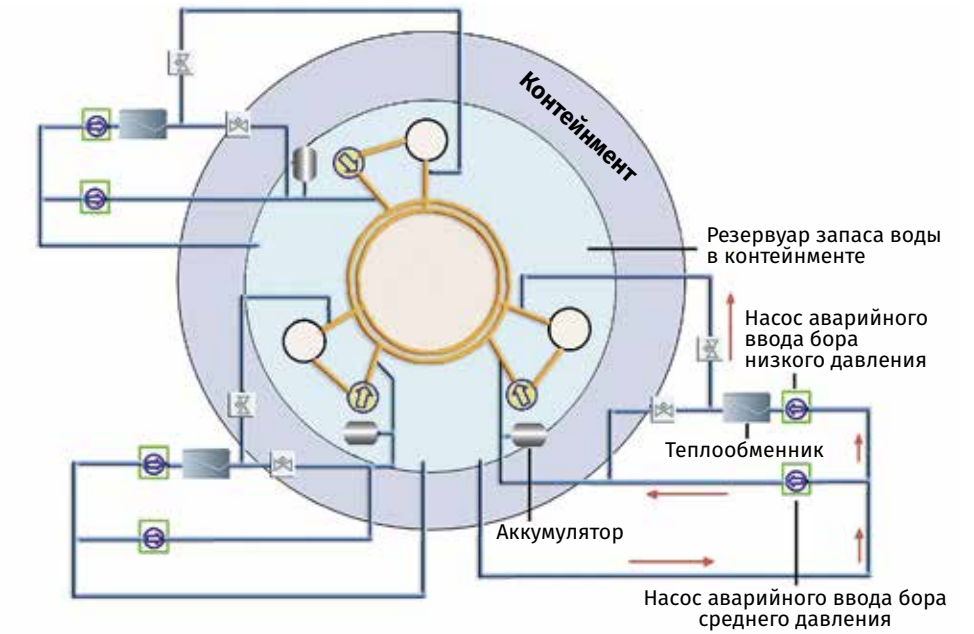


Рис. 3.105. Упрощенная схема системы аварийного впрыска бора RIS (SIS) HPR1000

RIS (SIS) состоит из трех независимых резервных каналов безопасности (A, B и C). Каждый канал, соединенный с соответствующей петлей первого контура системы теплоносителя реактора [RCP (RCS)], состоит из подсистемы аварийного впрыска среднего напора (MHSI), подсистемы аварийного впрыска с низким напором (LHSI) и подсистемы с гидроаккумулятором. Тремя каналами RIS (SIS) используется резервуар для хранения подпиточной борной воды в защитной оболочке (IRWST), расположенный в нижней части здания реактора, который имеет бетонную конструкцию с облицовкой из нержавеющей стали.

RIS (SIS) обеспечивает закачку борированной воды в первый контур для компенсации потерь запасов воды при авариях. Кроме того, RIS (SIS) может работать в режиме отвода остаточного тепла (RHR) в течение длительного времени после аварии.

Система аварийного ввода бора [RBS (EBS)]. Представляет собой защитную систему активной зоны реактора во время аварий для компенсации реактивности из-за охлаждения активной зоны. RBS (EBS), состоит из трех независимых каналов (рис. 3.106, 3.107).

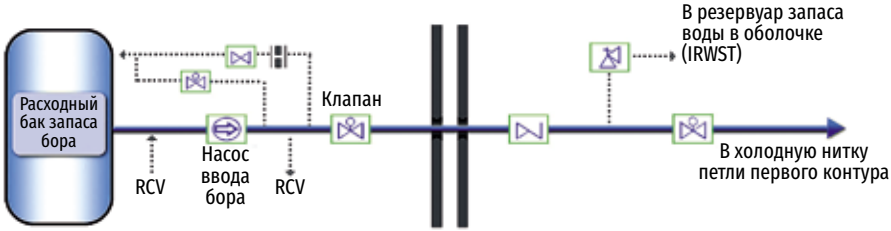


Рис. 3.106. Упрощенная схема канала системы аварийного ввода бора HPR1000 [RBS (EBS)] (RCV – система подпитки-продувки 1 контура)

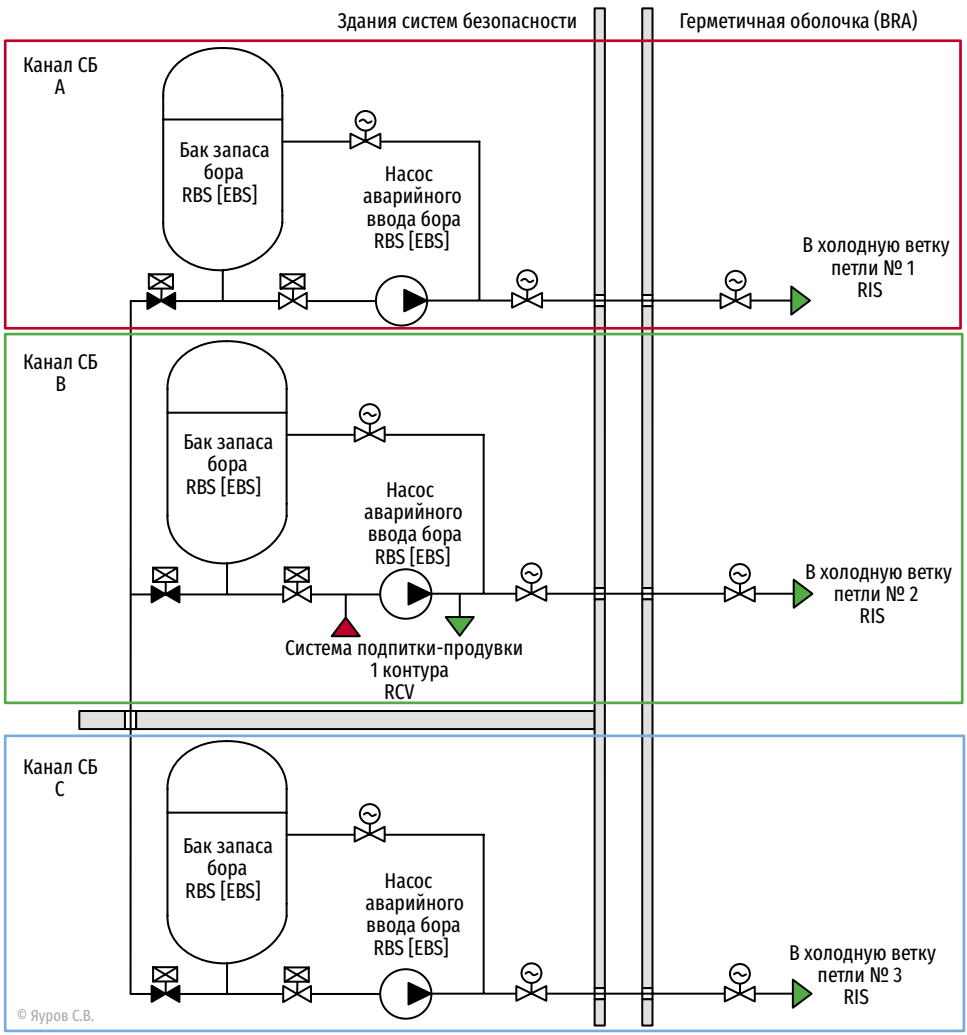


Рис. 3.107. Принципиальная схема системы аварийного ввода бора HPR1000 [RBS (EBS)]

Каждый из них состоит из одного аварийного бака борной кислоты, одного поршневого насоса и соединительных линий. Поршневой насос впрыскивает раствор борной кислоты в линии холодной нитки петли контура RCP (RCS). Система RBS (EBS) использует для ввода бора в первый контур RCP (RCS) ту же линию, что и система RIS (SIS).

Аварийная система питательной воды [ASG (EFWS)] используется, когда обычные системы питательной воды нормальной эксплуатации недоступны. ASG (EFWS) должна обеспечивать аварийную питательную воду для второго контура ПГ, чтобы удалять остаточное тепло. ASG состоит из трех независимых каналов (рис. 3.108). Каждый канал состоит из одного резервуара для воды, одного аварийного насоса питательной воды, а также клапанов и соединительных линий.

Для обеспечения электропитания активных систем безопасности предусмотрено несколько источников аварийного электроснабжения, состоящих из трех каналов аварийных дизельных генераторов (EDG), двух стационарных дизельных генераторов на случай аварии с полной потерей электроэнергии (SBO DG), мобильного дизельного генератора, а также аккумуляторов большой емкости и мобильных источников питания для повышения надежности и независимости электроснабжения.

Система пассивного отвода тепла второго контура [ASP (SPHRS)] предназначена для отвода тепла от парогенераторов в условиях полной потери нормальной питательной воды из основной системы питательной воды [ARE (MFFCS)], а также в условиях, когда аварийная система питательной воды [ASG (EFWS)] выходит из строя. ASP (SPHRS) выполняет функцию безопасности за счет естественной циркуляции, а также служит резервным средством отвода остаточного тепла второго контура (рис. 3.109).

При выходе из строя систем ASG (EFWS) или VDA (ASDS) система используется для пассивного отвода остаточного тепла активной зоны реактора со стороны второго контура во время проектных аварий. Кроме того, ASP (SPHRS) может подавать подпиточную воду в бассейн отработавшего топлива, когда все линии охлаждающего контура системы охлаждения и подпитки бассейна выдержки топлива [PTR (FPCTS)] выходят из строя.

ASP (SPHRS) состоит из трех идентичных линий охлаждения, каждая из которых обслуживает один ПГ. Каждая линия состоит из одной впускной трубы пара, одного конденсатора, подающих труб и связанных с ними клапанов. Конденсатор погружен в резервуар для воды, который расположен на внешней стене здания реактора (рис. 3.109).

Работа системы выполняется в пассивном режиме с использованием естественной циркуляции. Резервуар для воды, в который погружены конденсаторы, расположен выше, чем горячий источник (ПГ). Разница в плотности воды между паропроводом и конденсатопроводом и разница высот может обеспечить достаточную движущую силу для естественной цирку-

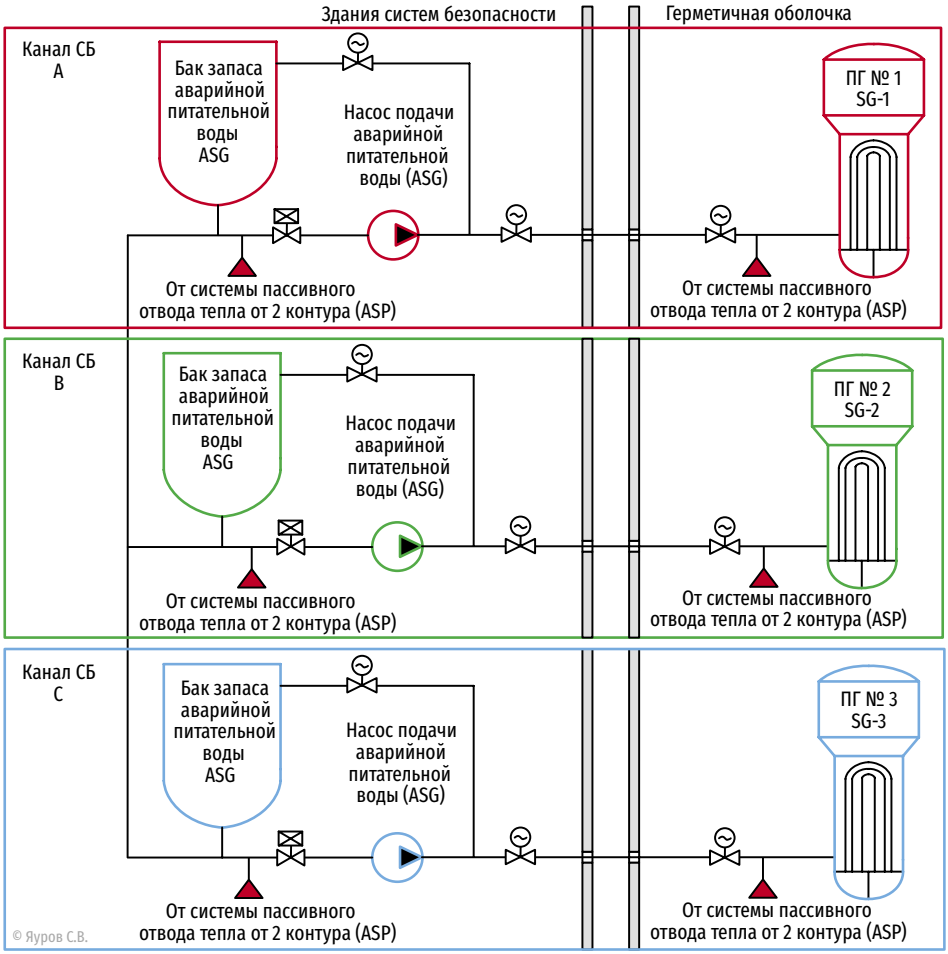


Рис. 3.108. Принципиальная схема аварийной системы питательной воды ПГ HPR1000 [ASG (EFWS)]

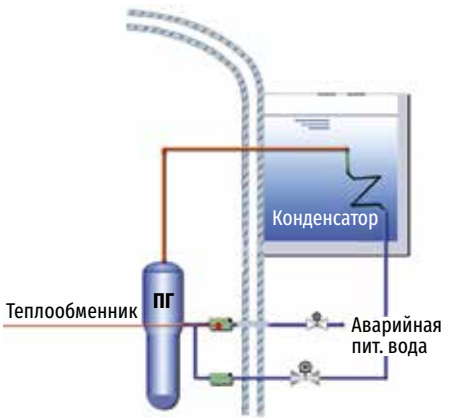


Рис. 3.109. Принципиальная схема системы пассивного отвода тепла второго контура HPR1000 [ASP (SPHRS)]

ляции. Первичная теплота, передаваемая второму контуру ПГ, отводится в резервуар для воды ASP (SPHRS) и, сбрасывается в атмосферу путем испарения воды в резервуаре.

Система отвода тепла в защитной оболочке [EHR (CHRS)] разработана как специализированная система смягчения последствий тяжелых аварий. Чтобы понизить давление и сохранить целостность защитной оболочки, EHR (CHRS) отводит тепло из пространства защитной оболочки в резервуар для хранения борированной воды в защитной оболочке (IRWST) путем распыления этой воды в защитной оболочке. Во время тяжелых аварий EHR (CHRS) впрыскивает достаточное количество борированной воды в шахту реактора для внешнего охлаждения корпуса реактора RPV, ограничивающего расплавленный кориум активной зоны в корпусе реактора (RPV), и охлаждает воду в резервуаре IRWST, передавая остаточное тепло от IRWST к основному теплообменнику. EHR (CHRS) состоит из подсистем, функции которых включают распыление в защитной оболочке, обратную промывку сетчатого фильтра, принудительный впрыск воды в шахту реактора и пассивный сброс воды в шахту реактора. За исключением подсистемы пассивного сброса воды в шахту реактора, каждая из других подсистем имеет две идентичные линии, которые физически разделены (рис. 3.110).

Подсистема пассивного сброса воды в шахту реактора состоит из одного резервуара, расположенного внутри защитной оболочки на возвышении, превышающем уровень реакторной шахты, трубопроводов и клапанов на выходе из резервуара, соединенного с реакторной шахтой.

Система аварийной фильтрации и сброса давления из защитной оболочки [EUF (CFES)] — это специальная система смягчения последствий тяжелых аварий, которая предназначена для снижения риска избыточного давления в защитной оболочке в случае отказа системы отвода тепла в защитной оболочке. В случае внутреннего избыточного давления из-за гипотетических последствий серьезных аварий EUF (CFES) сбрасывает давление из защитной оболочки и минимизирует неизбежные выбросы активности в окружающую среду. Основным компонентом EUF (CFES) является промывочная установка, которая состоит из двух отдельных фильтрующих сосудов

Дополнительная система охлаждения (ECS [ECS]) выполнена как диверсифицированный теплообменник, который удаляет остаточные тепловыделения активной зоны и отработавшего топлива в бассейнах выдержки в условиях тяжелых аварий (например, полная потеря охлаждения и отключение электроэнергии). ECS (ECS) состоит из двух одинаковых каналов (рис. 3.111). Каждый канал содержит контур охлаждения терминала, включающий циркуляционный насос, фильтр, комплект градирен с механической тягой и промежуточный контур охлаждения, включающий промежуточный циркуляционный насос, теплообменник, расширительный бак.

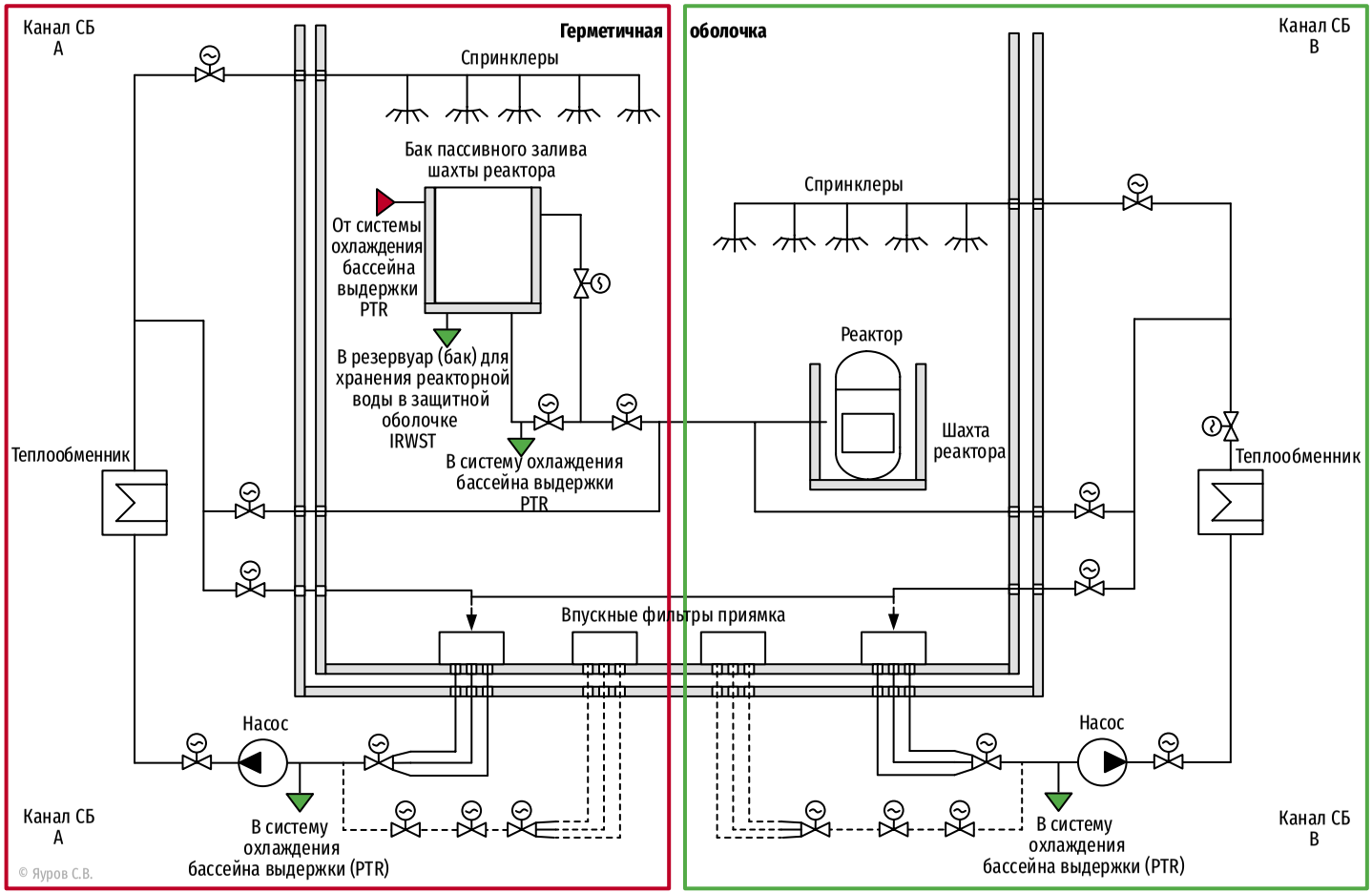


Рис. 3.110. Принципиальная схема системы отвода тепла в защитной оболочке HPR1000 [EHR (CHRS)]

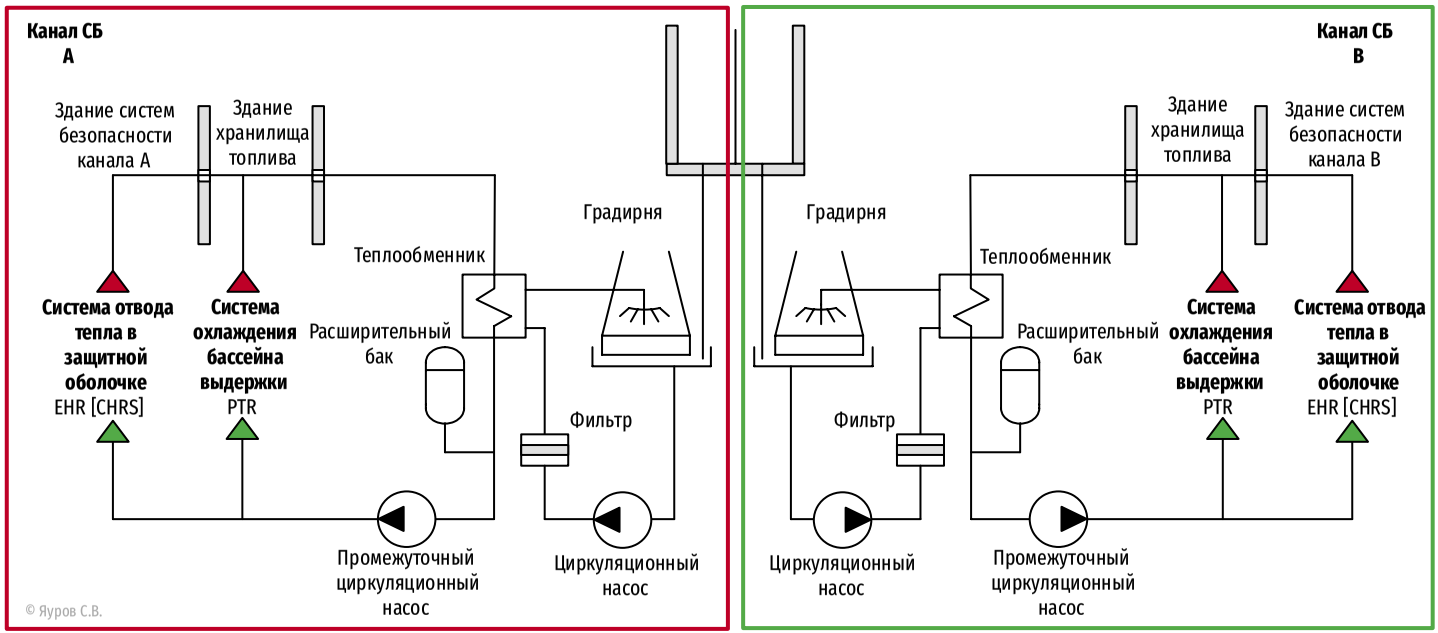


Рис. 3.111. Принципиальная схема дополнительной системы охлаждения HPR1000 [ECS (ECS)]

Вода, хранящаяся в бассейне градирни, перекачивается циркуляционными насосами, подается в трубопровод орошения градирни через теплообменник и распыляется через разбрызгиватели.

Стратегия удержания расплава активной зоны (кориума) активной зоны в корпусе реактора (IVR). После тяжелой аварии активная зона может расплавиться из-за недостаточного охлаждения, и кориум (расплав компонентов активной зоны) стечет в днище корпуса реактора. Из-за того, что температура кориума значительно выше температуры плавления металла корпуса, он будет проплавлен насквозь, и может произойти ряд серьезных аварийных последствий, таких как выброс расплава под высоким давлением и прямой нагрев защитной оболочки, паровой взрыв и разрушение бетонных конструкций под воздействием расплава, взрыв водорода, образовавшегося в результате пароциркониевой реакции.

Для сохранения целостности корпуса реактора в проекте HPR1000 была внедрена стратегия удержания расплава активной зоны (кориума) в корпусе реактора (IVR). В шахту реактора пассивно заливается не только охлаждающая вода из резервуара для воды IVR, но также активно закачивается вода из IRWST в реакторную шахту, чтобы охладить внешнюю часть корпуса реактора и отвести тепло (рис. 3.112).

Система заполнения реакторной шахты состоит из двух нагнетательных трубопроводов: пассивного сливного трубопровода и трубопровода активной закачки. Пассивные линии IVR подают воду из резервуара IVR, а при активном режиме насос закачивает воду из IRWST. Когда температура на выходе из реактора достигает 650 °C, операторы вручную открывают

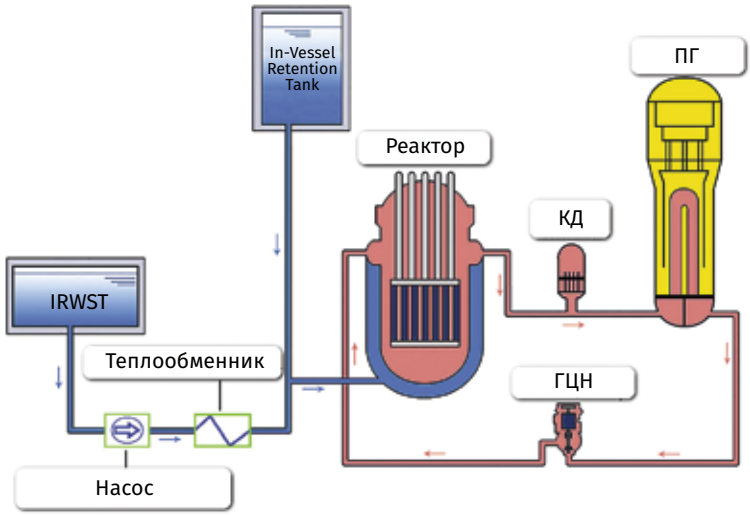


Рис. 3.112. Схема аварийного заполнения реакторной шахты и охлаждения корпуса реактора [ECS (ECS)] РУ HPR1000

пассивные запорные клапаны линии слива в течение 20 минут. Запорные клапаны могут быть запитаны от собственных батарей источника бесперебойного питания (ИБП), чтобы гарантировать работоспособность даже если системы надежного питания выйдут из строя. Пассивный слив не требует питания от сети переменного тока и состоит из двух фаз: фазы с большим расходом для затопления полости в течение получаса и малый расход фазы для компенсации испарения воды. Когда бак IVR опустеет, вода закачивается в шахту из емкости IRWST.

Архитектурно-строительные решения проекта HPR1000

Планировка площадки блока HPR1000 учитывает требования к внутренней и внешней защите от опасностей. Здания, в которых находятся резервные каналы безопасности, разделены на разные отсеки. Каждый канал отделен от других бетонными стенами и плитами, чтобы предотвратить внутренние опасности, такие как внутренний пожар, затопление и взрыв, распространяющиеся от других каналов. Также принимаются и другие меры, такие как пространственное разделение и защитные устройства, чтобы свести к минимуму неблагоприятное взаимодействие, возникающее в результате внутренних опасностей.

Защита от внешних опасностей для систем внутри здания реализуется массивными внешними зданиями и крышами (рис. 3.113). Пространственное разделение также применяется для резервных зданий, чтобы предотвратить

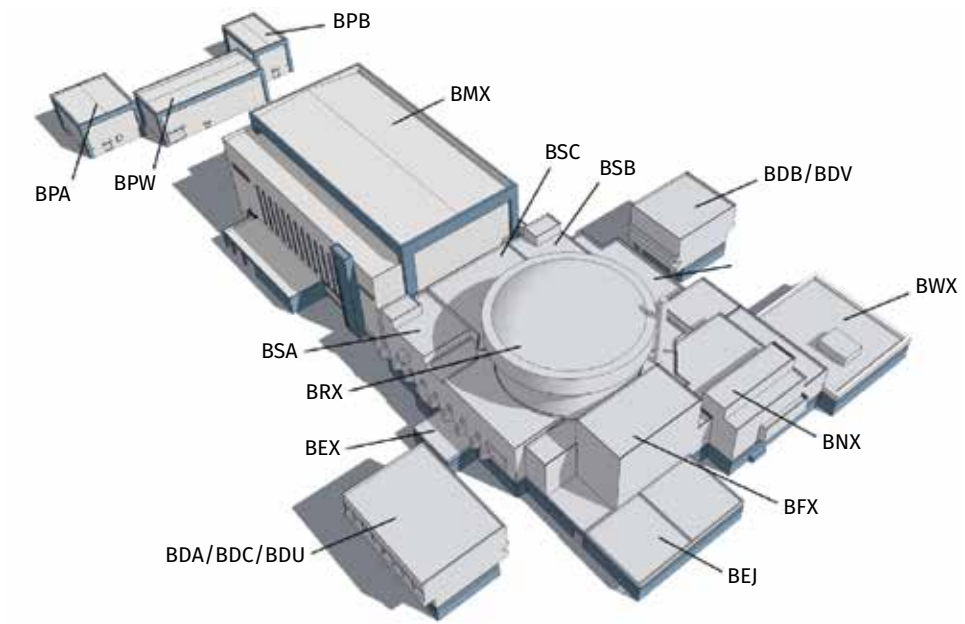


Рис. 3.113. Общий вид площадки для одного блока HPR 1000

потерю более одного канала безопасности от одной общей внешней опасности (например, крушения коммерческого самолета). Типичный план и общий вид площадки для одного блока HPR1000 показан на рис. 3.113, 3.114.

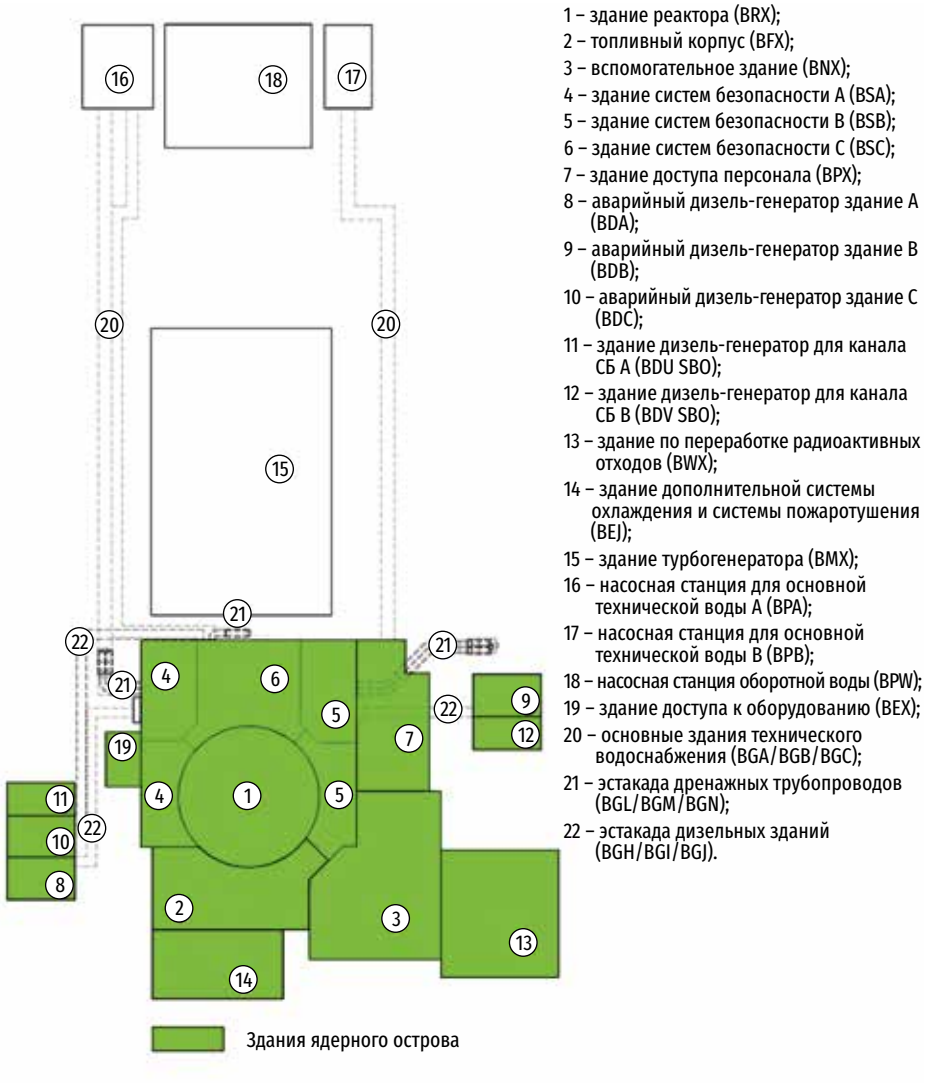


Рис. 3.114. Типичная компоновка зданий площадки для одного блока HPR 1000

Заключение к главе 3

В реакторных установках PWR поколения III+ усилия разработчиков, так же как и в проектах ВВЭР, направлены на расширяющееся применение пассивных принципов в системах безопасности наряду с эволюционным подходом к проектированию, учитывающий предыдущий опыт создания РУ с определенным оптимальным подбором систем безопасности.

В некоторых проектах предусмотрена концепция применения преимущественно пассивных СБ (например, AP1000).

В зарубежных АЭС AP1000, HPR1000, APR1400 система удержания расплава активной зоны предусматривает затопление шахты и корпуса реактора водой. В EPR-1600 и в нереализованном проекте EU APR1400 в случае запроектной аварии с проплавлением корпуса реактора расплавом активной зоны стратегия управления аварией заключается в допущении растекания кориума по специальному поддону, который в дальнейшем охлаждается водой из баков внутри оболочки.

Реализованы проекты РУ с применением систем безопасности от двух (с внутренним резервированием) до четырех физически независимых каналов.

Зарубежные разработчики применили в своих проектах ТВС типа «квадрат». Парогенераторы с самых первых проектов PWR — вертикального типа. Холодные и горячие патрубки корпуса реактора в PWR находятся на одном уровне — разделение «горячего» и «холодного» теплоносителя реализовано за счет конструктивных особенностей внутрикорпусных устройств. Как следствие, компоновка основного оборудования РУ PWR и архитектурно-строительные решения зданий «ядерного острова» могут существенно отличаться от проектов ВВЭР.

В зарубежных PWR поколения III+ компоновки РУ и основного оборудования, как и идеология построения систем безопасности, между собой различаются с сохранением общих подходов к проектированию и конструкции отдельных систем.

Список литературы к главе 3

Раздел 3.1. AP1000

1. AP1000 Pre-Construction Safety Report. UKP-GW-GL-732 Revision 2, Westinghouse Electric Company LLC. 2009. (E)
2. AP1000 European Design Control Document, EPS-GW-GL-700 Rev. 1. Westinghouse Electric Company, December 2009. (E)
3. AP1000 Design Control Document. Tier 1 Material. ML11171A&&& Revision 19. Westinghouse Electric Company LLC. 02.2011. (E)
4. WEC, UKP-GW-GL-790, Rev. 2, UK AP1000 Environment Report, December 2009. (E)

5. WEC, UKP-GW-GL-045, Rev. 0, Project Quality Plan for the U.K Generic Design Assessment, 2008. (E)
6. SXB-IP-771001 Sizewell B PWR Pre-Construction Safety Report, Issue C, November 1987. WEC. (E)
7. WEC, APP-GW-GER-005, Rev. 1, Safe and Simple: the Genesis and Process of the AP1000 Design, J Winters, August 2008. (E)
8. WEC, UKP-GW-GL-737, AP1000 Plant Life Cycle Safety Report, Rev. 1, (E)
9. Paolo Gaio, WEC. AP1000: The PWR Revisited. IAEA International Conference on Opportunities and Challenges for Water Cooled Reactors in the 21st Century, October 27, 2009. (E)
10. W.E. Cummins, M.M. Corletti, T.L. Schulz. Westinghouse AP1000 Advanced Passive Plant. Proceedings of ICAPP '03 Cordoba, Spain, May 4-7, 2003, Paper 3235. (E)
11. AP1000 Probabilistic Risk Assessment, Revision 0, March 2002. (E)
12. AP-1000 Design Control Document, Revision 15; Status of Advanced Light Water Reactor Designs, 2004, IAEA TECDOC-1391. (E)
13. Whisker, V.E, "Using Immersive Virtual Environments to Develop and Visualize Construction Schedules for Advanced Nuclear Power Plants", Proc. of ICAPP '03, paper 3271, May 2003 (E)
14. Presentation Westinghouse Electric Company LLC. "AP1000®: A Simple, Safe, and Innovative Design that leads to Reduction in Safety Risk", 2010. (E)
15. Bruce Bevilacqua, WEC. AP1000TM Shield Building Structural Review Update. NRC PUBLIC SESSION, June 9, 2010. (E)
16. Terry L. Schulz, Presentation Westinghouse Electric Company, LLC. AP1000 Outline. July 22, 2008. (E)
17. Presentation Westinghouse Electric Company LLC. "AP1000® Overview". 2011. (E)
18. Surian Pinem, Tukiran Surbakti. Analysis on Neutronic Parameters of the AP1000 Reactor Core. Prosiding Seminar Nasional Teknologi Energi Nuklir 2016 Batam, 4-5 August 2016. (E)
19. Presentation Westinghouse Electric Co., LLC. The Westinghouse AP1000 Advanced Nuclear Plant. Plant description. 2003. (E)
20. Randy Belles, WEC. AP-1000 Outline. Summer Seminar on theWestinghouse AP-1000 Reactor. July 2006. (E)
21. Токмачев Г.В., АЭС АР1000 компании Westinghouse, обладающая повышенной экономичностью и безопасностью. Атомная техника за рубежом, № 5, 2006, стр. 17-23. (R)
22. U.S. Nuclear Regulatory Commission. NRC Approves Certification of Westinghouse's AP1000 Advanced Reactor Design. NRC NEWS No. 05-168, December 30, 2005. Представлено NRC на Интернет-сайте http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/news/2005/05-168.html. (E)
23. Westinghouse — AP1000. Technology Fact Sheet. Представлено на Интернет-сайте http://www.energetics.com/pdfs/nuclear/ap1000.pdf. (E)
24. BNFL/Westinghouse AP1000 – the reactor technology ready now. Представлено министерством труда и промышленности Великобритании на Интернет-

сайте www.dti.gov.uk/energy/developep/energy_consultation_ap1000_summary.pdf. (E)
25. J. Cleveland. Overview of Global Development of Advanced Nuclear Power Plants. In.: Natural circulation in Water Cooled Nuclear Power Plants, IAEA-TECDOC-1474, November 2005, ANNEX 12, pp.357-382. (E)
26. AP1000. Представлено Westinghouse Electric Company LLC, a BNFL Group company на Интернет-сайте www.ap1000.westinghousenuclear.com. (E)
27. International Atomic Energy Agency. Natural circulation in Water Cooled Nuclear Power Plants, IAEA-TECDOC-1474, November 2005. (E)
28. J.H.Scobel, T.G.Theofanous. In-Vessel Retention of Molten Core Debris in the Westinghouse AP1000 Advanced Passive PWR — International Congress on Advanced Nuclear Power Plants, Hollywood, FL, June 9-13,2002. (E)
29. L.Long, W.Cummins. AP1000 Design for Security. Представлено на Интернет-сайте www3.inspi.ufl.edu/icapp06/program/abstracts/6273.pdf. (E)
30. J.N.Reyes, Jr. AP600 and AP1000 passive safety system design and testing in APEX. In.: Natural circulation in Water Cooled Nuclear Power Plants, IAEA-TECDOC-1474, November 2005, ANNEX 1, pp.41-73.; (E)
31. Brian G. Woods, Jose Reyes, Jr. and others, Oregon State University, Testing of Passive Safety System Performance for Higher Power Advanced Reactors. DE-FG0701SF22326 Project No. 01-094 Final Report. December 31, 2004. (E)
32. Balendra Sutharshan, Meena Mutyala, Ronald P Vijuk and Alok Mishra. Asian Nuclear Prospects 2010. The AP1000TM Reactor: Passive Safety and Modular Design. Energy Procedia 7 (2011) 293–302. Представлено на Интернет-сайте www.sciencedirect.com. (E)
33. Adrian Bull. The AP1000 Nuclear Power Plant Global Experience and UK Prospects. Presentation to Nuclear Institute — Western Branch, Thornbury, 16 November 2010. (E)
34. APP-GW-GLY-045 Revision 0. Public Meeting - API000 Reactor Coolant Pump Technical Update - October 29, 2014. (E)
35. Julie Gorgemans, Westinghouse Electric Company LLC. AP1000® Plant Performance & Deployment. Presentation to Czech Nuclear Days, 2021. (E)
36. ML11171A306. Westinghouse AP1000 Design Control Document Rev. 19 - Tier 1
37. APP-GW-GLR-126, “AP1000 Nuclear Island Response to Aircraft Impact,” Westinghouse Electric Company LLC. (E)
38. Ray, Sumit, Robustness in the Design and Manufacture of the AP1000 Fuel Assembly, Proceedings of Top Fuel 2009 Paris, France, (E)
39. September 6-10, 2009. Davidson, S. L., and Kramer, W. R., (Ed.), “Reference Core Report Vantage 5 Fuel Assembly,” WCAP-10444-P-A (Proprietary), September 1985 and WCAP-10445-A (Non-Proprietary), December 1983. (E)

Ссылки в открытой сети интернет (последняя дата доступа не позднее 30.04.2023):

1. http://www.ap1000.westinghousenuclear.com
2. https://www.nrc.gov/docs/ML1117/

3. https://www.nrc.gov/docs/
4. https://aris.iaea.org/PDF/
5. http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/news/
6. http://ukap1000application.com/
7. https://www.westinghousenuclear.com/New-Plants/AP1000-PWR/
8. https://www.westinghousenuclear.com/energy-systems/ap1000-pwr/safety
9. https://www.westinghousenuclear.com/portals/0/New%20Plants/AP1000/
10. https://www.ihi.co.jp/var/ezwebin_site/storage/images/media/images/ap1000-r/
11. https://www.smartgrid.gov/files/documents/
12. https://www.jadernedny.cz/data/folders/
13. https://www.onr.org.uk/new-reactors/ap1000/
14. http://www.nirs.org/wp-content/uploads/reactorwatch/newreactors/
15. https://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/
16. https://nuclearstreet.com/nuclear_power_industry_news/b/nuclear_power_news/archive/2014/03/18/core-barrel-completed-for-v.c.-summer-ap1000-reactor-031802
17. https://www.researchgate.net/profile/Mirco-Di-Giuli/publication/317888787/figure/fig1/AS:509543370637312@1498496014234/1-Physical-Barriers-for-an-AP1000-reactor.png
18. https://nuclearwatchsouth.org/pdfs/
19. http://large.stanford.edu/courses/2014/ph241/hughes1/docs/
20. https://oecd-nea.org/mdep/events/conf-2017/presentations/
21. https://namrc.co.uk/wp-content/uploads/2011/04/AP1000-safety-report.pdf

Раздел 3.2. EPR-1600

1. Preliminary Safety Analysis Report. EPRR DC 1705 Revision B. AREVA. (E)
2. Pre-construction Safety Report. UKEPR-0002-000 Issue 02. AREVA. June 2009.(E).
3. Pre-construction Safety Report. UKEPR-0002-000 Issue 03. AREVA. March 2011. (E).
4. Overview of the UK EPR™ GDA Submission. UKEPR-0013-001 Issue 00. AREVA. October 2009. (E).
5. Introduction to the Safety, Security and Environmental Report (SSER). UKEPR-0001-001 Issue 06. AREVA. October 2012. (E).
6. Mechanical Systems - Definition of Loadings and Criteria. PEPS-F DC 105 Revision A. AREVA. April 2012. (E)
7. Technical guidelines for the design and construction of the next generation of nuclear power plants with pressurized water reactors. Adopted during the GPR / German experts plenary meetings held on October 19th and 26th, 2000. (E)
8. Nuclear Safety Standards Commission (KTA) - Components of the reactor coolant pressure boundary of light water reactors. KT1 3201.2. June 1996. (E)
9. Design and Construction Rules for mechanical components of PWR nuclear islands (RCC-M), Subchapters B 3100 and C 3100. AFCEN. 2007 Edition. (E)
10. S Laurent. EPR FA3 - NSSS Operating parameters. NFPSC DC 1042 Revision C. AREVA. December 2006. (E)

11. Information on Framatome ANP 1600 MWe 4 Loop PWR «EPR». July 2005 Rev.1
12. UK EPR GDA Project - Reference Design Configuration. UKEPR-I-002 (E)
13. EPR HARMONI® RCCA - Description, Functional Requirements and Materials Properties. FF DC 05182 Revision B. AREVA. July 2009. (E)
14. L. Obereisenbuchner. Calculation of fluid dynamic loads for the loop after LOCA at 100% Power Operation and stretch-out. NS-S/96/E2514 Revision A. AREVA. 1996. (E)
15. L. Obereisenbuchner. Fluid dynamic loads on the internals of the RPV after LOCA at 83.3% Power Operation (stretch-out). NS-S/97/E2505. AREVA. 1997. (E)
16. E Champain. Design basis floor response spectra: EPR plant series. ENG SDS 05 0211 Revision A1. EDF. June 2009. (E)
17. ENG SDS 05 0211 Revision A1 is the English translation of ENG SDS 05 0211 Revision A.
18. F Barrere. EPR FA3 - Reactor block calculations - Preliminary load values applied on RPV internals. NEER-F DC 30 Revision B. AREVA NP. October 2008. (E)
19. UK EPRTM Avoidance of Fracture- Fracture mechanics and minimum fracture toughness aspects: Materials Data. NEEM-F 10 0179 Revision E. AREVA. November 2010. (E)
20. Status on Crud Monitoring and Acceptability. FS1-0001318 Revision 1.0. AREVA. July 2010. (E)
21. EPR™ UK - GDA Assembly Bow - Impact on Safety Studies. PEPC-F DC 32 Revision A. AREVA. December 2010. (E)
22. R Batail. Fuel Rod Thermal/Mechanical Design Bases. FF DC 5549 Revision A. AREVA. July 2009. (E)
23. Bernard Debontride. Design of European Pressurized Reactor (EPR). AREVA FRAMATOME ANP, Plants Sector Nuclear Engineering. (E)
24. F Regnier. Fuel Assembly Mechanical Design General Methodology AFA ® and AGORA® Fuel Assembly Types. FF DC 05063–EN Revision C. AREVA. July 2009. (E)
25. Keith Ardron. The EPRTM Design Proposed for UK New Nuclear Build. Presentation to Nuclear Institute, Western Branch Thornbury, Bristol, November 30th 2010. (E).
26. Giorgio Locatelli, Mauro Mancini. Flamanville 3 Nuclear Power Plant. Presentation to University of Lincoln and Lincoln School of Engineering. Politecnico di Milano. 2011 (E)
27. Brochure EPR Flamanville 3. EDF Production and Engineering. The EDF group. August 2012. (E)
28. Jean-Claude Prenez. EDF & the nuclear renewal : the Flamanville 3 model. Presentation to International Projects EDF Nuclear Engineering Division. Varna, 27-29 May 2009. (E)
29. Andrew Teller. The EPR™ Reactor: Evolution to Gen III+ based on proven technology. Presentation to Gen III+ with proven technology, Vienna, 2 February 2010. (E)

Ссылки в открытой сети интернет (последняя дата доступа не позднее 30.04.2023):

1. http://www.epr-reactor.co.uk/ssmod/liblocal/docs/PCSR
2. https://aris.iaea.org/PDF/
3. http://www.epr-reactor.co.uk/scripts/ssmod/publigen/content/templates/show.asp?P=290&L=EN&id_cat=1.2
4. http://www.areva.com/EN/global-offer-419/epr-reactor-one-of-the-most-powerful-in-the-
5. http://www.areva-np.com/common/liblocal/docs/press/OL3_EPR_presskit_070428.pdf
6. http://www.areva-np.com/common/liblocal/docs/Brochure/060707%20BROCHURE%20EPR%20EN.pdf
7. http://www.areva-np.com:80/common/liblocal/docs/Brochure/EPR_US_%20May%202005.pdf
8. http://www.epr-reactor.co.uk/ssmod/liblocal/docs/PCSR/Chapter%20%203%20-%20General%20Design%20and%20Safety%20Aspects/Sub-Chapter%203.4%20-%20Mechanical%20systems%20and%20components.pdf
9. http://www.epr-reactor.co.uk/ssmod/liblocal/docs/PCER/Chapter%20%201%20-%20Introduction%20and%20General%20Description/Sub-Chapter%201.2%20-%20General%20Description%20of%20the%20Unit.pdf
10. http://www.epr-reactor.co.uk/ssmod/liblocal/docs/PCSR/Chapter%20%205%20-%20Reactor%20Coolant%20System%20and%20Associated%20Systems/Sub-Chapter%205.3%20-%20Reactor%20Vessel.pdf
11. http://epr-reactor.co.uk/ssmod/liblocal/docs/PCSR/Chapter%20%201%20-%20Introduction%20and%20General%20Description/Sub-Chapter%201.2%20-%20General%20Description%20of%20the%20Unit.pdf
12. http://www.epr-reactor.co.uk/ssmod/liblocal/docs/PCSR/Chapter%20%205%20-%20Reactor%20Coolant%20System%20and%20Associated%20Systems/Sub-Chapter%205.4%20-%20Components%20and%20Systems%20Sizing.pdf
13. http://www.epr-reactor.co.uk/ssmod/liblocal/docs/PCSR/Chapter%20%209%20-%20Auxiliary%20Systems/Sub-Chapter%209.1%20-%20Fuel%20Handling%20and%20Storage.pdf
14. http://epr-reactor.co.uk/ssmod/liblocal/docs/V3/Volume%202%20-%20Design%20and%20Safety/2.E%20-%20The%20Reactor%20Coolant%20System%20and%20Related%20Systems/2.E.3%20-%20Reactor%20Vessel%20-%20v3.pdf
15. http://www.areva-np.com/common/liblocal/docs/Brochure/NEW_EPR4volets_09_08.pdf
16. http://epr-reactor.co.uk/ssmod/liblocal/docs/V3/Volume%202%20-%20Design%20and%20Safety/2.D%20-%20Reactor%20and%20Core/2.D.1%20-%20Summary%20Description%20-%20v2.pdf
17. http://www.epr-reactor.co.uk/ssmod/liblocal/docs/overview/2012-overview%20of%20the%20UK%20EPR.pdf

18. http://www.epr-reactor.co.uk/ssmod/liblocal/docs/overview/Overview%20of%20the%20UK%20EPR.pdf

Раздел 3.3. APR1400

1. APR1400 Design Control Document Tier 1 Revision 2 February 2018 APR1400-K-X-IT-14001-NP, Korea Electric Power Corporation & Korea Hydro & Nuclear Power Co., Ltd., U.S. Nuclear Regulatory Commission, 2018 (E)
2. APR1400 Design Control Document Tier 2 Revision 3 August 2018 APR1400-K-X-FS-14002-NP, Korea Electric Power Corporation & Korea Hydro & Nuclear Power Co., Ltd, U.S. Nuclear Regulatory Commission, 2018 (E)
3. KEPCO, and KHNP, APR1400 Design Control Document Tier 2. Chapter 7: Instrumentation and Controls, APR1400-K-X-FS-14002-NP, Rev.0, KEPCO & KHNP, 2014
4. Standard Safety Analysis Report for APR1400, Korea Hydro & Nuclear Power Company, May 2002. (E).
5. APPR1400-Trust for the future._Leaflet. Korea Electric Power Corporation , 2011 (E).
6. Multinational Design Evaluation Programme. TR-APR1400-02, APR1400 Working Group activities, Technical Report on Background Information relevant to addressing Severe Accidents in the APR1400 design, Version 0.0, September 2017 (E)
7. Multinational Design Evaluation Programme. CP-APR1400-02. APR1400 Working Group activities, MDEP Design Specific Common Position, Common Positions on the APR1400 Post Loss of Coolant Accident (Loca) Strainer Performance And Debris In-Vessel Downstream Effects, Version 1.0, 29 August 2017 (E)
8. Multinational Design Evaluation Programme, Technical Report TR-APR1400-01, APR1400 Working Group activities, Design Description and Comparison of Design Differences between APR1400 Plants, Version 0.0, March 2018, (E)
9. Overview of APR1400 Design, Rev01, Presentation by Jong Tae Seo, Korea Electric Power Corporation, IAEA INPRO DF-7, Vienna, November 19-22, 2013 (E)
10. Sun-Guk Kwon, Yun-Ho Kim, Overview on Site Characteristics for the APR1400 NRC Design Certification, KINGS, Ulsan, Korea, Transactions of the Korean Nuclear Society Autumn Meeting Gyeongju, Korea, October 27-28, 2016 (E).
11. Pham Hoai Phuong, Lee Yong Kwan, APR1400 Pressurizer System Performance Criteria, KHNP Central Research Institute, Transactions of the Korean Nuclear Society Autumn Meeting Kyungju, Korea, October 26 – 27, 2017 (E).
12. Anna M. Kluba, Robert M. Field, Control System Considerations for APR1400 integrated with Thermal Energy Storage, Department of Nuclear Engineering, KEPCO International Nuclear Graduate School, Transactions of the Korean Nuclear Society Autumn Meeting Goyang, Korea, October 24-25, 2019, (E)
13. APR1400-F-M-TR-13001-P (Proprietary) & NP (Non-Proprietary), «PLUS7 Fuel Design for the APR1400» Rev. 1, KHNP, August 2017. (E)
14. APR1400-F-C-NR-12001-P (Proprietary) & NP (Non-Proprietary), «Thermal Design Methodology» Rev. 2, KHNP, May 2017. (E)

15. C.-H. Song, «Thermal-Hydraulic Tests and Analyses for the APR1400's Development and Licensing», Presented at US-NRC, USA (2007) (E)
16. C.-H. Song, W.P. Baek, J.K. Park, «Thermal-Hydraulic Tests and Analyses for the APR1400's Development and Licensing», Nuclear Eng. & Technol., Vol. 39 (2007) (E)
17. APR1400 Severe Accident Analysis (Note). APR1400-E-P-EC-12004-NP. Presentation KHNP, KEPCO, ML12199A401, 2012 (E)
18. APR1400 PRA Presentation Non-Proprietary (APR1400-E-P-EC-12003-NP), KHNP, KEPCO, ML12199A407, 2012 (E)
19. Overview of the APR1400 DC Project, Presentation Non-Proprietary (APR1400-E-P-EC-12003-NP), KHNP, KEPCO, ML16133A529, ACRS Meeting (Apr.20-21. 2016), (E)
20. Post-LOCA Long Term Cooling Evaluation Model APR1400-F-A-NR-14003-NP, Rev.1 Non-Proprietary, Korea Electric Power Corporation & Korea Hydro & Nuclear Power Co., Ltd March 2017 (E)
21. Y, -S Choi, et al, «Design Development of Advanced Power Reactor 1400», 13th Pacific Basin Nuclear Conference, Basin, China. Sep. 2002 (E)
22. Korea Electric Power Corporation, Korea Electric Power Research Institute «Final Report of Korean Next Generation Reactor» Development", Korea Electric Power Co., Dec. 2001 (E)
23. V.S. Granovsky, A.A. Sulatsky, V.B. Khabensky, M.B. Sulatskaya, V.V. Gusarov, V.I. Almyashev, A.A. Komlev, S. Bechta, Y.S. Kim, R.J. Park, H.Y. Kim, J.H. Song, Modeling of Melt Retention in EU-APR1400 Ex-Vessel Core Catcher, Alexandrov Research Institute of Technology (NITI), Saint Petersburg State Technological University (SPbSTU), KTH, Stockholm, KHNP, S. Korea, KAERI,989 Gil 111, Daedeokdaero, Yuseong-gu, Daejeon, S. Korea, Paper 12348, Proceedings of ICAPP '12 Chicago, USA, June 24-28, 2012 (E)
24. Dan Gabriel Cacuci, Handbook of Nuclear Engineering: Vol. 1-4, Pressurized LWRs and HWRs in the Republic of Korea h.1.3 APR1400 (Advanced Power Reactor 1400), 2022 (E)
25. Michał Wierzchowski and Robert M. Field, Combined Heat and Power Design Considerations for the APR1400, KEPCO International Nuclear Graduate School (KINGS), Journal of Energy and Power Engineering, 195-203 11 (2017) (E)
26. Hwang, Do Hyun (KHNP CRI, Daejeon (Korea, Republic of)); Na, Jang Hwan (KHNP CRI, Daejeon (Korea, Republic of)), Containment performance analysis for EU APR1400, Proceedings of the KNS autumn meeting, 2012 (E)
27. Sang-Won Lee, Tae Hyub Hong, Mi-Ro Seo, Young-Seung Lee, and Hyeong-Taek Kim. Extended Station Blackout Coping Capabilities of APR1400, Korea Hydro and Nuclear Power, Central Research Institute, Hindawi Publishing Corporation Science and Technology of Nuclear Installations, Article ID 980418, 10 pages, Volume 2014 (E)
28. KHNP, "Probabilistic safety assessment and severe accident, «APR1400 Standard Safety Analyses Report», 2002. (E)
29. S. J. Oh and H.T.Kim, Effectiveness of External Reactor Vessel Cooling (ERVC) Strategy for APR1400 and Issues of Phenomenological Uncertainties, Nuclear

Environmental Technology Institute, Korea Hydro & Nuclear Power Co., Ltd (KHNP), 2006 (E)
30. Emirates Nuclear Energy Corporation (ENEC), Safety Evaluation Report (SER) of the Construction Licence Application (CLA) for Barakah Units 3 and 4, Federal Authority for Nuclear Regulation (FANR), ABU DHABI, SEPTEMBER 2014 (E)
31. Han-Gon Kim, The Design Characteristics of Advanced Power Reactor 1400, Korea Hydro & Nuclear Power Co., Ltd. IAEA-CN-164-3S09, 2010 (E)
32. Sang-Seob Lee, Sung-Hwan Kim and Kune-Yull Suh. The Design Features of the Advanced Power Reactor 1400, Korea Hydro & Nuclear Power Co., Ltd. Nuclear Engineering And Technology, Vol. 41 No. 8 October 2009, (E).
33. Kim, Han Gon, GEN III/GEN III+ : Korean Perspective Advanced Power Reactor 1400, Presentation to Korea Hydro & Nuclear Power Co. 2011 (E)
34. Korea Hydro & Nuclear Power Co., Major Characteristics of EU-APR, Presentation to EXPOPOWER Fair 2018 in Poznan, Poland, Apr. 23, 2018. (E)
35. Young H. In , Han-gon Kim , Myungro Kim, APR1400 NRC DC PRA SUMMARY, Enercon Services, Inc. KHNP-CRI, KEPCO E&C, 13th International Conference on Probabilistic Safety Assessment and Management (PSAM 13) • Sheraton Grande Walkerhill, Seoul, Korea, 2~7 October, 2016 (E)
36. KINS/RG-N16.01, Rev.0, Regulatory Guideline 16.1, «Assessment of accidents due to multiple failures,» 2016, (E)

Ссылки в открытой сети интернет (по состоянию на март 2023 года):

1. https://www.regulations.gov/document/NRC-2015-0224-0008
2. https://aris.iaea.org/PDF/
3. https://www.nrc.gov/reactors/new-reactors/design-cert/apr1400.html
4. https://www.nrc.gov/reactors/new-reactors/large-lwr/design-cert/apr1400/dcd.html
5. https://inis.iaea.org/search/searchsinglerecord.aspx?recordsFor=SingleRecord&RN=44062798
6. https://www.kns.org/presentation/lists/sc_field/pp_title/sc_word/apr1400/page/45
7. http://dx.doi.org/10.1155/2014/980418
8. https://www.nrc.gov/reactors/new-reactors/design-cert/apr1400/dcd.html
9. https://www.nrc.gov/docs/ML1822/ML18228A647.pdf
10. https://www.nrc.gov/docs/ML1822/ML18228A649.pdf
11. https://www.nrc.gov/docs/ML1822/ML18228A651.pdf
12. https://www.nrc.gov/docs/ML1822/ML18228A652.pdf
13. https://www.nrc.gov/docs/ML1822/ML18228A653.pdf
14. https://www.nrc.gov/docs/ML1822/ML18228A654.pdf
15. https://www.nrc.gov/docs/ML1822/ML18228A656.pdf
16. https://www.nrc.gov/docs/ML1822/ML18228A657.pdf
17. https://www.nrc.gov/docs/ML1822/ML18228A658.pdf
18. http://www.nrc.gov/docs/ML1822/ML18228A662.pdf
19. https://www.nrc.gov/docs/ML1822/ML18228A663.pdf

20. https://adamswebsearch2.nrc.gov/webSearch2/main.jsp?AccessionNumber=ML12199A407
21. https://adamswebsearch2.nrc.gov/webSearch2/main.jsp?AccessionNumber=ML12199A401
22. https://adamswebsearch2.nrc.gov/webSearch2/main.jsp?AccessionNumber=ML14293A145
23. https://adamswebsearch2.nrc.gov/webSearch2/main.jsp?AccessionNumber=ML15006A042
24. https://adamswebsearch2.nrc.gov/webSearch2/main.jsp?AccessionNumber=ML16133A529
25. http://www.fanr.gov.ae/
26. https://www.fanr.gov.ae/en/rules-regulations/licenses-regulatory-approval
27. http://www.fanr.gov.ae/En/AboutFANR/OurWork/Documents/Final%20SER%20for%20Braka%20Units%201%20%202%20CLA-%20EXECUTIVE%20SUMMARY%20FINAL.pdf
28. https://www.ecfr.gov/current/title-10/chapter-I/part-52/appendix-Appendix%20F%20to%20Part%2052
29. https://www.nrc.gov/reactors/new-reactors/large-lwr/design-cert/apr1400.html
30. https://isoe-network.net/publications/pub-proceedings/symposia/international-symposia/fort-lauderdale-usa-january-2012/slides-13/session-viii/1949-alkatheeri2012-ppt/file.html
31. https://www.federalregister.gov/documents/2019/05/22/2019-10715/advanced-power-reactor-1400-apr1400-design-certification
32. https://www.ecfr.gov/current/title-10/chapter-I/part-52/
33. https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Korean-reactor-design-certified-for-use-in-USA
34. https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/advanced-nuclear-power-reactors.aspx
35. https://prezi.com/3i-axygy1vmo/apr-1400/
36. https://www.enec.gov.ae/news/latest-news/enec-requests-approval-for-preparatory-work-at-braka-site/
37. https://sep.com.pl/photo/files/07b%20-%20KHNP%20-%20Major%20Characteristics%20of%20EU-APR%20Reactor.pdf
38. https://www.osti.gov/biblio/22107749-modeling-melt-retention-eu-apr1400-ex-vessel-core-catcher
39. https://stavkvantorium.ru/3ee7ad5129/OPR-1000
40. https://www.kns.org/files/pre_paper/44/20A-290-박재민.pdf
41. https://www.kns.org/files/pre_paper/31/716권형도.pdf

Раздел 3.4. HPR1000

1. UK HPR1000 Generic Design Assessment (GDA) – Assessment of the readiness of the GDA Requesting party (RP) and ONR to commence GDA. ONR. October 2016. (E) http://www.onr.org.uk/pars/2017/uk-hpr1000-16-005.pdf

2. UK HPR1000 Reactor: Written statement -- HCWS398. BEIS. January 2017. https://www.parliament.uk/business/publications/written-questions-answers-statements/written-statement/Commons/2017-01-10/HCWS398/ (E)
3. UK HPR1000 Preliminary Safety Report. GNS. (E) http://www.ukhpr1000.co.uk/documents-library/step-2/
4. UK HPR1000 Generic Design Assessment (GDA) Website. GNS. http://www.ukhpr1000.co.uk/ (E)
5. Regulators begin Step 2 of nuclear reactor assessment. ONR and EA. November 2017. http://news.onr.org.uk/2017/11/regulators-begin-step-2-of-assessment-of-new-nuclear-reactor/ (E)
6. Generic Design Assessment Joint Regulators Website (HPR1000). ONR and EA. (E) http://www.onr.org.uk/new-reactors/uk-hpr1000/index.htm
7. Environmental management — Nuclear regulation. EA. (E) https://www.gov.uk/topic/environmental-management/nuclear-regulation
8. Safety Assessment Principles for Nuclear Facilities. ONR. 2014 Edition Revision 0. ONR. November 2014. http://www.onr.org.uk/saps/saps2014.pdf (E)
9. Office for Nuclear Regulation (ONR) Permissioning inspection — Technical Assessment Guides. http://www.onr.org.uk/operational/tech_asst_guides/index.htm (E)
10. Risk informed regulatory decision making. ONR. June 2017. http://www.onr.org.uk/documents/2017/risk-informed-regulatory-decision-making.pdf (E)
11. Guidance on the Demonstration of ALARP (As Low As Reasonably Practicable). ONR. March 2018. http://www.onr.org.uk/operational/tech_asst_guides/ns-tast-gd-005.pdf (E)
12. Security Assessment principles for the Civil Nuclear Industry. 2017 Edition. ONR. March 2017. http://www.onr.org.uk/syaps/security-assessment-principles-2017.pdf (E)
13. Generic Design Assessment Guidance to Requesting Parties. ONR. September 2016. http://www.onr.org.uk/new-reactors/ngn03.pdf (E)
14. UK HPR1000 Assessment Report._Part 1. Issue 2. LL/33574727. GDA Disposability Assessment Report HPR1000. 01 March 2021. TPC 60 070
15. Safety Approach and Safety Assessment of Hualong One Tianmin XIN Hualong Pressurized Water Reactor Technology Corporation, Ltd. 2018.05 Presentation. (E)
16. China's Nuclear Power Development and HPR1000 Technology. Haiyang Wang. China Nuclear Power Co.,Ltd September 2nd, 2015 (E)
17. HPR1000: Advanced Pressurized Water Reactor with Active and Passive Safety. Ji Xing, Daiyong Song, Yuxiang Wu. China Nuclear Power Engineering Co., Ltd., Beijing 100840, China. http://dx.doi.org/10.1016/J.ENG.2016.01.017 .(E)
18. Zhang RP, Zhang X, Zhang LQ. Technical evolution of leading nuclear power reactor types in the world. China Nuclear Power 2009; 2(1):85–9; 2(2):184–9;2(3):276–81; 2(4):371–9. Chinese. (E)
19. International Atomic Energy Agency [Internet]. Vienna: 50 years of nuclear energy. [cited 2015 Aug 13]. Available from: https://www.iaea.org/About/Policy/GC/GC48/Documents/gc48inf-4_ftn3.pdf. (E)

20. OECD Nuclear Energy Agency. Nuclear energy today. 2nd ed. Paris: Nuclear Energy Agency of the OECD; 2013. (E)
21. World Nuclear Association [Internet]. London: nuclear power in the world today. 2016 Jan [cited 2015 Aug 13]. Available from: http://www.world-nuclear.org/info/Current-and-Future-Generation/Nuclear-Power-in-the-World-Today/. (E)
22. International Atomic Energy Agency. Nuclear power reactors in the world (2015 edition). Vienna: IAEA; 2015. (E)
23. Goldberg SM, Rosner R. Nuclear reactors: generation to generation. Cambridge: American Academy of Arts and Sciences; 2011. (E)
24. Advanced Active & Passive PWR. HPR1000 Overview. Sao Paulo, Brazil. Oct, 2015. (E)
25. MDEP Design-Specific Technical Report TR-HPR1000WG-02. Technical Report on Regulatory Requirements and Practices for Severe Accidents. Multinational Design Evaluation Programme. December 2020. (E)

Ссылки в открытой сети интернет (последняя дата доступа не позднее 30.04.2023):

1. https://ukhpr1000.co.uk/GDA-DOCS/Preliminary-Safety-Report-Chapter-10-Auxiliary-Systems.pdf
2. https://ukhpr1000.co.uk/GDA-DOCS/Preliminary-Safety-Report-Chapter-4-General-Safety-and-Design-Principles.pdf
3. https://ukhpr1000.co.uk/GDA-DOCS/Preliminary-Safety-Report-Chapter-2-General-Plant-Description.pdf
4. https://ukhpr1000.co.uk/GDA-DOCS/Preliminary-Safety-Report-Chapter-5-Reactor-Core.pdf
5. https://ukhpr1000.co.uk/GDA-DOCS/Preliminary-Safety-Report-Chapter-6-Reactor-Coolant-System.pdf
6. https://ukhpr1000.co.uk/GDA-DOCS/Preliminary-Safety-Report-Chapter-6-Reactor-Coolant-System.pdf
7. https://www.researchgate.net/publication/301828124_HPR1000_Advanced_Pressurized_Water_Reactor_with_Active_and_Passive_Safety/fulltext/572ce36f08aeb1c73d11b3b4/HPR1000-Advanced-Pressurized-Water-Reactor-with-Active-and-Passive-Safety.pdf?origin=publication_detail
8. https://www.atomic-energy.ru/files/images/2021/09/_fks720wx9crqgacsz-0x_ge_ci2lje58_6vgpp-rxg.jpg
9. https://ukhpr1000.co.uk/wp-content/uploads/2019/02/HPR1000-snap3-1024x947.jpg
10. https://ukhpr1000.co.uk/wp-content/uploads/2019/02/HPR1000-snap3-1024x947.jpg
11. https://www.ukhpr1000.co.uk/wp-content/uploads/2017/08/Untitled-1_0013_Vector-Smart-Object-1-768x436.jpg
12. http://www.ukhpr1000.co.uk/wp-content/uploads/2017/09/BRB-3-01-1024x634.jpg
13. https://ukhpr1000.co.uk/wp-content/uploads/2017/09/BRB-2-01-1024x626.jpg

14. https://ukhpr1000.co.uk/wp-content/uploads/2017/09/BRB-1-v2-01-2-1024x633.jpg
15. https://ukhpr1000.co.uk/wp-content/uploads/2017/08/BRB-6-01.jpg
16. https://ukhpr1000.co.uk/wp-content/uploads/2017/08/BRB-4-01-1024x659.jpg
17. https://ukhpr1000.co.uk/wp-content/uploads/2017/08/Emergency-Water-Supply-System-2.jpg
18. https://ukhpr1000.co.uk/wp-content/uploads/2017/08/BRB-6-01.jpg
19. https://ukhpr1000.co.uk/wp-content/uploads/2017/08/Safety-11.17.jpg
20. http://large.stanford.edu/courses/2014/ph241/hughes1/docs/ML111861807.pdf
21. http://www.ukhpr1000.co.uk/wp-content/uploads/2020/02/HPR-GDA-PCSR-0028-Pre-Construction-Safety-Report-Chapter-28-Fuel-Route-and-Storage-Rev-001-1.pdf
22. http://www.ukhpr1000.co.uk/wp-content/uploads/2020/02/HPR-GDA-PCSR-0007-Pre-Construction-Safety-Report-Chapter-7-Safety-Systems-Rev-001.pdf
23. http://www.ukhpr1000.co.uk/wp-content/uploads/2020/02/HPR-GDA-PCSR-0006-Pre-Construction-Safety-Report-Chapter-6-Reactor-Coolant-System-Rev-001.pdf
24. http://www.ukhpr1000.co.uk/GDA-DOCS/Preliminary-Safety-Report-Chapter-21-Reactor-Chemistry.pdf
25. http://www.ukhpr1000.co.uk/GDA-DOCS/Preliminary-Safety-Report-Chapter-17-Structural-Integrity.pdf
26. https://www.ukhpr1000.co.uk/wp-content/uploads/2022/02/Generic-Security-Report.pdf
27. http://www.buyusa.gov/china/en/energy.html
28. http://www.nicobargroup.com
29. http://www.cnnc.com.cn
30. http://nnsa.mep.gov.cn
31. http://www.cgnpc.com.cn
32. http://www.eng.spic.com.cn
33. http://www.cnecc.com

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Прочитаны, просмотрены, перелистаны сотни страниц этой книги, и вот мы с тобой, наш Читатель, подошли к той части, которая в классической литературе называется эпилогом[1].

Книга эта не претендует на всеобъемлющее исследование, но дает вполне стройную и широкую картину состояния одной из основных частей атомной энергетики. Для чего написана книга? Это не справочник — современное информационное поле предоставляет несравнимые возможности получения конкретных сведений любого свойства. Это не учебник — есть масса специальной литературы учебного характера, дающая исчерпывающие знания по предмету.

Цель авторов этой книги в расширении кругозора наших читателей. Мы постарались доступным языком дать самое общее представление о конкретном направлении развития ядерной энергетики на современном этапе в нашей стране и мире.

Выбор рассматриваемого типа ядерных установок не случаен, ведь на сегодня легководные реакторные установки с водой под давлением — исторически сложившаяся столбовая дорога развития атомной энергетики. Этот тип реакторов преобладает как в мировом парке АЭС, так и в количестве вырабатываемой с их помощью электроэнергии.

Технологической вершиной этой линейки являются реакторные установки поколения «три плюс» (III+), концепция которых позволяет в обозримом будущем поддерживать производство атомной электроэнергии в достаточном количестве с разумными затратами и беспрецедентным уровнем безопасности.

На текущий момент в рамках концепции поколения III+ существуют два основных направления развития легководных реакторов, работающих под давлением. Это АЭС с реакторами типа PWR, в основном это зарубежные проекты, разработанные на базе американских ранних проектов PWR, и российские проекты с реакторами типа ВВЭР, разработанные на базе советских проектов.

---

[1] Эпило́г (от греч. ἐπίλογος, букв. — послесловие) — в антич. драме: заключит. обращение хора (или актера) к зрителям, объясняющее замысел автора, значение происходивших событий. Источник: Краткая литературная энциклопедия. Т. 8. — 1975.

Реакторные установки PWR и ВВЭР поколения III+ имеют свои характерные черты (по сравнению с их предшественниками поколения III):

- улучшенные топливные загрузки и применяемые в них технологии;
- повышенная тепловая эффективность;
- усовершенствованные и более развитые системы безопасности;
- стандартизированные и типовые решения и конструкции.

Все усилия разработчиков РУ направлены с одной стороны на снижение капитальных затрат на разработку, строительство, техническое обслуживание и ремонт оборудования АЭС, с другой стороны — на повышение уровня безопасности с учетом общемирового накопленного опыта эксплуатации.

Так, в реакторных установках поколения III+ разработчики внедряют большее (по сравнению с поколением III) количество систем безопасности, основанных на пассивных принципах работы. Эти системы не требуют вмешательства оператора.

Во всех проектах соблюдается некоторый баланс между активными и пассивными системами безопасности. В некоторых проектах баланс систем безопасности смещен в сторону применения пассивных систем.

Основные технические решения основаны на положительном опыте эксплуатации уже введенных в эксплуатацию энергоблоков.

Тем не менее, наблюдается некоторый сформировавшийся «стандартизированный» комплект систем безопасности. Например, во всех проектах РУ фигурируют системы пассивного отвода тепла (от второго контура, от герметичной оболочки и т.д.), гидроемкости (гидроаккумуляторы) борной воды, спринклерные системы для снижения давления в контейнменте, герметичная оболочка (в том числе и двойная), пассивные рекомбинаторы водорода и т.д.

Отдельно хотелось бы отметить применение во всех проектах РУ (за редким исключением) поколения III+ устройств по локализации и удержанию расплава активной зоны в случаях ее плавления.

Так, в отечественных проектах ВВЭР применяется устройство локализации расплава («ловушка расплава»), которое сдерживает и локализует в себе кориум и не дает ему проникнуть за пределы контейнмента.

В зарубежных АЭС подход несколько иной. В AP1000, HPR1000, APR1400 система удержания в корпусе реактора расплава активной зоны предусматривает затопление шахты и корпуса реактора водой с длительным расхолаживанием. В EPR-1600, в нереализованном проекте EU APR1400 в случае запроектной аварии с проплавлением корпуса реактора расплавом активной зоны стратегия управления аварией заключается в допущении растекания кориума по специальному поддону, который в дальнейшем охлаждается водой из баков внутри оболочки.

С точки зрения идеологии построения систем безопасности наблюдается реализация от двух (с внутренним резервированием) до четырех физически независимых каналов. Каждый подход основан на расчетно-эксперимен-

тальном обосновании (включая вероятностный анализ безопасности) с учетом накопленного опыта эксплуатации.

Конструктивные решения в РУ поколения III+ в основном оборудовании также имеют характерные «фамильные» черты. Так, зарубежные разработчики применили в своих проектах ТВС типа «квадрат». Российские же проектные институты используют во всех своих ВВЭР шестигранные тепловыделяющие сборки. Парогенераторы в ВВЭР исторически горизонтального типа, в PWR — вертикального. Холодные и горячие патрубки корпуса реактора на ВВЭР разнесены по высоте, в PWR находятся на одном уровне — разделение «горячего» и «холодного» теплоносителя реализовано за счет конструктивных особенностей внутрикорпусных устройств. Как следствие, наблюдается различная компоновка основного оборудования и разные архитектурно-строительные решения.

В общем и целом, мы наблюдаем консервативный подход в проектировании и разработке РУ, а усовершенствование проектов (относительно поколения III) реализуется за счет апробированных стандартизованных решений.

Использование энергии атомного ядра в мирных целях было одним из самых удивительных научных и технологических достижений XX века. Тем не менее, инвестиции в атомную энергетику после нескольких десятилетий быстрого роста во многих развитых странах застопорились. Атомная энергетика обеспечивает около 11% мировой электроэнергии и составляет основную долю всего производства низкоуглеродной электроэнергии.

В XXI веке мир сталкивается с новой задачей — резким сокращением выбросов парниковых газов при одновременном расширении доступа к энергии и обеспечении экономических возможностей для миллиардов людей. Решение этих задач невозможно без существенного увеличения доли атомной электроэнергии в мировом энергобалансе. И здесь мы сталкиваемся с проблемами, органически присущими теперешней модели открытого ядерного цикла. Это проблемы утилизации ядерных отходов; проблемы ядерного топлива, как невозобновляемого источника энергии; проблемы электрификации отдаленных и труднодоступных областей планеты и, в меньшей степени, сохраняющиеся исторические проблемы, такие как опасения по поводу безопасности АЭС и распространения ядерного оружия. Фундаментальная проблема заключается также в стоимости ядерных технологий.

Другие технологии генерации электроэнергии в последние десятилетия стали дешевле, в то время как новые атомные электростанции стали только дороже. Эта тревожная тенденция подрывает потенциальный вклад атомной энергетики в достижение существенного снижения выбросов CO_2, так называемой «глубокой декарбонизации», и увеличивает затраты на нее.

Отчасти эти проблемы решаются использованием проверенных методов управления проектами/строительством для повышения эффективности ввo-

да в эксплуатацию новых атомных электростанций; стандартизацией выбора места строительства АЭС и переходом к серийному производству блоков; разработкой конструкций реакторов, которые включают в себя внутренне присущие/пассивные функции безопасности; политикой декарбонизации, создающей равные условия игры, которые позволят всем низкоуглеродным технологиям генерации свободно конкурировать между собой; созданием государственных реакторных центров (площадок), где компании получат возможность для испытаний и эксплуатации прототипов реакторов, ориентированных на лицензирование регулирующими органами; и наконец, разработкой государственных программ финансирования испытаний прототипов и коммерческого развертывание усовершенствованных конструкций реакторов.

Особые надежды в свете стоящих перед мировой энергетикой задач возлагаются на разработку и продвижение концепций ядерных установок нового четвертого поколения, которые могут использоваться в замкнутом ядерном топливном цикле, где количество ядерных отходов будет постоянно стремиться к нулю и в идеале возможен переход к принципу радиационной эквивалентности возвращаемых в природу изотопных композиций, при этом активность отходов сравнивается с радиоактивностью, высвобожденной при добыче природного урана.

Решение стоящих перед человечеством задач развития и прогресса упирается в ключевой вопрос — наличие квалифицированных и мотивированных кадров.

Наш дорогой Читатель! От ваших знаний, опыта, энтузиазма фактически зависит наше с вами будущее. А будущее, несомненно, тесно связано с атомной энергетикой.

Авторы данной книги желают удачи настоящим и будущим атомщикам на их профессиональном, научном поприще и жизненном пути. Sic itur ad astra![1]

[1] Sic itur ad astra — (лат.), «так восходят к звездам» или «таков путь к звездам» (цитата из «Энеиды» Вергилия, 9,641). Источник: Meyers Großes Konversations-Lexikon.
С течением времени фраза стала неотъемлемой частью культурного наследия. Ее использование в различных контекстах, начиная от литературы и искусства до научных и исторических текстов, подтверждает ее универсальное значение и актуальность. Это выражение напоминает о том, что путь к звездам может быть долгим и трудным, но в конечном итоге приводит к великим достижениям и совершенству.

Приложение 1

ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ И СОСТАВ СИСТЕМ БЕЗОПАСНОСТИ РУ ВВЭР/PWR

Таблица П1.1. Основные технологические параметры РУ ВВЭР поколения I и II

Проект	**ВВЭР-210**	**ВВЭР-70**	**ВВЭР-365**	**ВВЭР-440**
Мощность тепловая, МВт	760	265	1320	1375
Давление номинальное на выходе из активной зоны, МПа	10	10	10,5	12
Температура теплоносителя в реакторе, °С				
– на входе в активную зону	252	250	252	268
– на выходе из активной зоны	273	267	280	301
Диаметр твэлов, мм	10,2	10,2	9,1	9,1
Число кассет в активной зоне, шт.	343	132	349	349
Шаг решетки твэл, мм	14,3	144	12,2	12,2

Таблица П1.2. Основные технологические параметры РУ ВВЭР поколения III и III+

Проект/РУ	В-187/ ВВЭР-1000	В-302/ ВВЭР-1000	В-338/ ВВЭР-1000	В-320/ ВВЭР-1000	В-392/ ВВЭР-1000	В-446/ ВВЭР-1000	В-428/ ВВЭР-1000	В-412/ ВВЭР-1000	В-392М/ ВВЭР-1200	В-491/ ВВЭР-1200	В-523/ ВВЭР-1200	В-509/ ВВЭР-1200
Мощность тепловая, МВт	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3200	3200	3200	3312
Давление номинальное на выходе из активной зоны, МПа	15,7	88000	88000	88000	86000	86000	86000	86000	88000	90400	88000	87460
Расход теплоносителя через реактор (при работе на 4-х ГЦН), м^3/ч	84800	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	16,2±0,3	16,2±0,3	16,2±0,3	16,2±0,3
Температура теплоносителя в реакторе, °С												
– на входе в активную зону	288	291	291	291	291	291	291	291	298,2	298,6	298,6	297,2
– на выходе из активной зоны	322	321	321	321	321	321	321	321	328,6	329,7	329,7	328,8
Диаметр твэлов, мм	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1
Число ТВС в активной зоне, шт.	151	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163	163
Тип ТВС	чехловой	бесчехловой	бесчехловой	бесчехловой	бесчехловой	бесчехловой	бесчехловой	бесчехловой	бесчехловой	бесчехловой	бесчехловой	бесчехловой
Количество приводов СУЗ в реакторе, шт.	109	49	61	61	85-121	*	*	121	121	121	121	94
Тип привода СУЗ	ЛШП	ШЭМ	ШЭМ	ШЭМ	ШЭМ-3	ШЭМ-3	ШЭМ-3	ШЭМ-3	ШЭМ-3	ШЭМ-3	ШЭМ-3	*

* Информация не найдена.

Таблица П1.3. Состав систем безопасности РУ ВВЭР поколения III и III+

Проект/РУ	**В-187/ ВВЭР-1000**	**В-302/ ВВЭР-1000**	**В-338/ ВВЭР-1000**	**В-320/ ВВЭР-1000**	**В-392/ ВВЭР-1000**	**В-428/ ВВЭР-1000**	**В-412/ ВВЭР-1000**	**В-392М/ ВВЭР-1200**	**В-491/ ВВЭР-1200**	**В-523/ ВВЭР-1200**	**В-509/ ВВЭР-1200**
САОЗ высокого давления	3×100%	3×100%	3×100%	3×100%	–	4×100%	4×100%	–	4×100%	–	–
САОЗ низкого давления	3×100%	3×100%	3×100%	3×100%	–	4×100%	4×100%	-	4×100%	–	–
САОЗ высокого-низкого давления (совмещённая четырёхканальная система высокого и низкого давления с насосами-эжекторами)	–	–	–	–	4×100%	–	–	2×100% (с внутренним резервированием)	–	2×100% (с внутренним резервированием)	2×100% (с внутренним резервированием)
Система аварийного ввода бора	+	+	+	+	–	+	4×50%	2×100% (с внутренним резервированием 2×50%)	4×50%	2×100% (с внутренним резервированием 2×50%)	2×100% (с внутренним резервированием 2×50%)
Импульсно-предохранительные устройства компенсатора давления	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Система быстрого ввода бора (СБВБ)	–	–	–	–	4×25%	4×25%	4×25%	–	–	–	–
Гидроемкости первой ступени	4×33%	4×33%	4×33%	4×33%	4×33%	4×33%	4×33%	4×33%	4×33%	4×33%	4×33%
Гидроемкости второй ступени	–	–	–	–	4×25%	4×25%	4×25%	4×33%	–	4×33%	4×33%
Гидроемкости третьей ступени	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	4×33%
Система аварийной питательной воды	3×100%*	3×100%	3×100%	3×100%	–	4×100%	–	–	4×100%	–	–
Система аварийного расхолаживания ПГ	–	–	–	–	4×100%	–	4×100%	2×100%	–	2×100%	2×100%
Система пассивного отвода тепла (СПОТ)	–	–	–	–	4×33%	–	4×33%	4×33% (воздушное охлаждение)	4×33% (водяное охлаждение)	4×33% (воздушное охлаждение)	4×33% (воздушное охлаждение)

Окончание табл. П1.3

Проект/РУ	**В-187/ ВВЭР-1000**	**В-302/ ВВЭР-1000**	**В-338/ ВВЭР-1000**	**В-320/ ВВЭР-1000**	**В-392/ ВВЭР-1000**	**В-428/ ВВЭР-1000**	**В-412/ ВВЭР-1000**	**В-392М/ ВВЭР-1200**	**В-491/ ВВЭР-1200**	**В-523/ ВВЭР-1200**	**В-509/ ВВЭР-1200**
Импульсно-предохранительные устройства ПГ	2×4	2×4	2×4	2×4	2×4	2×4	2×4	2×4	2×4	2×4	2×4
Обратные клапана на паропроводах	+	+	+	+	–	–	–	–	–	–	–
Спринклерная система	3×100%	3×100%	3×100%	3×100%	совмещена с САОЗ НД	совмещена с САОЗ НД	совмещена с САОЗ НД	совмещена с САОЗ НД (2×100%)	4×50%	совмещена с САОЗ НД (2×100%)	2×100%
Герметичная оболочка	одинарная	одинарная	одинарная	одинарная	Двойная	Двойная	Двойная	Двойная	Двойная	Двойная	Двойная
Пассивная система удаления водорода (рекомбинаторы водорода)	–**	–**	–**	+	+	+	+	+	+	+	+
Система удержания и охлаждения расплава активной зоны (ловушка расплава)	–	–	–	–	–	+	+	+	+	+	+
ГЦН	ГЦН-195, односкоростной	ГЦН-195М, односкоростной	ГЦН-195М, односкоростной	ГЦН-195М, односкоростной	ГЦН-1391, двухскоростной	ГЦН-1391, двухскоростной	ГЦН-1391, двухскоростной	ГЦН-1391, двухскоростной	ГЦН-1391, двухскоростной	ГЦН-1391, двухскоростной	ГЦНА-1753 односкоростной

* Система аварийной питательной воды и система удаления водорода (рекомбинаторы) изначально в проекте отсутствовали и были установлены на блоке в ходе модернизации.

** Система удаления водорода (рекомбинаторы) изначально в проекте отсутствовала и была установлена после модернизации.

Таблица П1.4. Основные технологические параметры РУ ВВЭР/PWR поколения III+

Проект/РУ	**AP1000**	**EPR-1600**	**APR1400**	**HPR1000**	**В-392М, В-491/ ВВЭР-1200**	**В-509/ ВВЭР-1200**
Страна-разработчик	США	Германия/ Франция	Южная Корея	Китай	Россия	Россия
Мощность тепловая (брутто), МВт	3415	4590	4000	3150	3200	3312
Мощность электрическая, МВт	1200	1600	1450	1170	1200	1255
Расход теплоносителя через реактор, $м^3/ч$	68500	113320	101340	72000	88000	87460
Давление номинальное на выходе из активной зоны, МПа	15,513	15,5	15,82	15,5	16,2±0,3	16,2±0,3
Температура теплоносителя в реакторе, °С						
– на входе в активной зоны	280,7	295,9	290,6	289,5	298,2	297,2
– на выходе из активной зоны	321,11	327,2	323,9	324,5	328,6	328,8
Количество циркуляционных петель, шт.	2	4	2	3	4	4
Число горячих ниток петель	2	4	2	3	4	4
Число холодных ниток петель	4	4	4	3	4	4
Число ТВС в активной зоне, шт.	157	241	241	177	163	163
Тип ТВС	Квадрат, 17×7	Квадрат, 17×17	Квадрат, 17×17	Квадрат, 17×17	Шести-гранник	Шести-гранник
Количество твэлов в ТВС	264	264	236	264	312	312
Диаметр твэлов, мм	9,5	9,5	9,5	9,5	9,1	9,1
Количество приводов СУЗ в реакторе, шт.	69	81	93	68	121	94
Тип парогенератора	Вертикаль-ный	Вертикаль-ный	Вертикаль-ный	Вертикаль-ный	Горизон-тальный	Горизон-тальный
Количество ГЦН, шт.	2	4	4	3	4	4

Приложение 2

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕАКТОРЫ ПОКОЛЕНИЯ IV. НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ

П2.1. Международный форум «Поколение IV» и Многонациональная программа оценки проектов

Международный форум «Поколение IV» (GIF) был инициирован Министерством энергетики США. Встречи GIF начались в январе 2000 года, когда Управление по ядерной энергии, науке и технологиям Министерства энергетики США (DOE) созвало группу высокопоставленных представителей правительств из девяти стран, чтобы начать обсуждение международного сотрудничества в развитии ядерно-энергетических систем поколения IV.

Эта группа, впоследствии названная Группой по политике GIF, также решила создать группу старших технических экспертов для изучения областей, представляющих взаимный интерес, и выработки рекомендаций по областям и процессам, с помощью которых можно было бы осуществлять и оценивать сотрудничество. Группа старших технических экспертов провела свое первое совещание в апреле 2000 года. Как международная организация GIF был официально учрежден в середине 2001 года.

Теперь GIF — это международный коллектив, представляющий правительства 13 стран, где ядерная энергетика имеет важное значение в настоящее время и рассматривается как жизненно важная отрасль для будущего. Деятельность форума посвящена совместной разработке следующего поколения ядерных технологий. Первоначальными учредителями GIF являются Аргентина, Бразилия, Канада, Франция, Япония, Южная Корея, Южная Африка, Великобритания и США. В дальнейшем к ним присоединились Швейцария, Китай, Россия, Австралия и, в рамках исследовательской и учебной программы Евратома, Европейский Союз. Цель GIF — совмест-

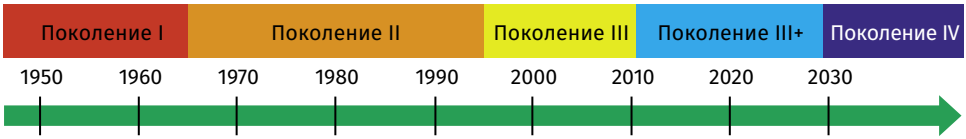


Рис. П2.1. Развитие реакторных установок

ное развитие и проведение НИОКР в области ядерных энергетических технологий.

После двухлетнего обсуждения и обзора около ста концепций в конце 2002 года GIF (тогда представлявший десять стран) объявил о выборе шести реакторных технологий, которые представляют будущую форму ядерной энергетики для развертывания в период с 2010 по 2030 год. Они были выбраны на основании того, что являются чистыми, безопасными и экономически эффективными средствами удовлетворения растущих потребностей в энергии на устойчивой основе, в то же время оптимальными с точки зрения нераспространения ядерного оружия и защищенными от террористических атак.

Большинство из шести систем используют замкнутый топливный цикл для максимального использования ресурсной базы и минимизации высокоактивных отходов, отправляемых в хранилище. Три из шести реакторов являются реакторами на быстрых нейтронах, один может быть построен как реактор на быстрых или тепловых нейтронах, один описывается как эпитепловой или тепловой и один работает только на тепловых нейтронах, то есть только два реактора из шести могут работать на тепловых нейтронах. Смотрите также информационную табл. П2.1.

Только один реактор охлаждается легкой водой, два охлаждаются газом (гелием), а остальные три имеют свинцово-висмутовый, натриевый металлический или фторидный солевой теплоноситель. Последние три работают при низком давлении, что дает значительное преимущество в безопасности. В последнем урановое топливо растворено в циркуляционном теплоносителе. Рабочие температуры колеблются от 510 до 1000 °C, что значительно выше по сравнению с температурами (менее чем 330 °C) для современных легководных реакторов, и это означает, что по крайней мере четыре из шести установок могут быть использованы, в том числе для термохимического производства водорода.

Тесно связанная с GIF, но более ориентированная непосредственно на поколение III/III+, многонациональная программа оценки проектов (MDEP), созданная регулирующими органами стран-участниц программы, была запущена в 2006 году Комиссией по ядерному регулированию США (NRC) и Французским управлением по ядерной безопасности (ASN) для разработки инновационных подходов к использованию ресурсов и знаний

Таблица П2.1. Поколения развития атомной энергетики

	Поколение I	Поколение II	Поколение III	Поколение III+	Поколение IV
Период	1950–1960	1970–1990	1990–2000	После 2000 года	После 2011 года
Примеры	В СССР — Первая в мире АЭС (АМ), промышленные уран-графитовые реакторы (АДВ, АМБ и др.), ВВЭР-440/230, БР-5. В мире – Shippingport, Magnox, AGR, Fermi 1 и Dresden 1	PWR и ВВЭР, BWR, CANDU, БН-350/600, РБМК	ABWR, ESBWR, APR1400, ВВЭР В-320, АЭС-92, АЭС-2006, AP1000, EPR1600		
Комментарии	Ранние прототипы реакторов различных типов	Крупные коммерческие электростанции, эксплуатируемые до 2020-х годов	Улучшенные проекты LWR с расширенными функциями безопасности	Эволюционные конструкции, предлагающие улучшенные усовершенствованные экономические характеристики и применение функции пассивной безопасности	– Экономическое преимущество в жизненном цикле. – Повышенная безопасность с опорой на пассивные системы и природную устойчивость. – Минимальные отходы. – Обеспечение принципов нераспространения ДЯВ
			Одним из признаков принадлежности к поколению III/III+ является сертификация по требованиям МАГАТЭ регулирующими органами EUR (в Европе) или EPRI/URD (в США)[1]		

[1] EPRI — Научно-исследовательский институт электроэнергетики в США. В 1991 году пять европейских регулирующих органов сочли, что потребуется более открытая спецификация, охватывающая более широкий спектр конструкций. Таким образом, была создана Организация по европейским требованиям к регуляторам (EUR), которая охватывает широкий спектр условий для эффективной и безопасной работы атомной электростанции. К ним относятся компоновка и технические характеристики РУ, системы, материалы, компоненты, методология вероятностной оценки безопасности и оценка готовности. Несмотря на то, что проект РУ по-прежнему требует одобрения регулирующих органов в каждой стране, соответствие требованиям EUR указывает на то, что конструкция реактора соответствует перечню требований, установленных регулирующими органами для следующего поколения легководных реакторов. Установки, сертифицированные по стандарту EUR, включают в себя самые разные конструкции: AP1000, АЭС-92 (с ВВЭР-1000/В-392), АЭС-2006 (ВВЭР-1200), EPR, ABWR, KERENA и BWR 90 и др.

национальных регулирующих органов, рассматривающих новые проекты реакторов. В программе участвуют МАГАТЭ и 15 стран.

В конечном итоге программа направлена на разработку многонациональных нормативных стандартов для проектирования реакторов поколений III/III+ и далее поколения IV. MDEP объединяет ресурсы своих членов ядерных регулирующих органов с целью:

- сотрудничества в проведении экспертиз безопасности конструкций ядерных реакторов, которые строятся и проходят лицензирование в нескольких странах;
- изучения возможностей и потенциала для гармонизации нормативных требований и практики.

Страны-участницы также выпускают отчеты и руководящие документы, которые распространяются на международном уровне за пределами членства в MDEP. В программу входят пять проектных рабочих групп (по реализуемым проектам реакторов поколения III/III+): EPR, AP1000, APR1400, ВВЭР, ABWR и одна группа по конкретному вопросу: сотрудничество в области инспекции поставщиков. MDEP используется для обмена информацией между странами, занимающимися сертификацией конкретных новых конструкций реакторов, в частности конструкций EPR, AP1000, APR1400, ВВЭР и ABWR-ESBWR. Члены MDEP изучают различные нормы проектирования, чтобы обеспечить неизменно высокие стандарты безопасности в разных странах. В конечном итоге этому будет способствовать гармонизация требований к конструкции, подобно тому, как это было достигнуто в гражданской авиации.

Среди реакторов IV поколения (табл. П2.2) выделяют типы реакторов на тепловых нейтронах (Е от 0,005 до 0,5 эВ) и типы реакторов на эпитепловых (Е от 0,5 эВ до 50 кэВ) и быстрых нейтронах (Е от 0,2 до 20 МэВ).

Для каждого типа реакторов были разработаны сроки и фазы в исследованиях и разработках, разделенные на три последовательных этапа (рис. П2.2):

- фаза жизнеспособности (теория), когда основные концепции проверяются в соответствующих условиях, а также выявляются и решаются все потенциальные технические препятствия;
- фаза производительности (проект), когда технологические процессы, параметры и возможности материалов в рамках инженерного проекта проверяются и оптимизируются на прототипах установок;
- фаза показательная (воплощение), когда завершено детальное проектирование, лицензирование, строительство и осуществляется эксплуатация установки, с целью доведения ее до стадии промышленного внедрения.

Таблица П2.2. Типы реакторов поколения IV. Основные характеристики

Характеристика	Газоохлаждаемый реактор на быстрых нейтронах (GFR)	Реакторы на быстрых нейтронах со свинцово-висмутовым теплоносителем (LFR)	Жидкосолевой реактор на быстрых нейтронах (MSR)	Реактор на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем (SFR)	Сверхкритический водо-водяной реактор (SCWR)	Высокотемпературный газовый реактор (VHTR)
Спектр нейтронов (быстрые/тепловые)	Быстрые	Быстрые	Быстрые	Быстрые	Тепловые или быстрые	Тепловые или эпитепловые
Теплоноситель	Гелий	Свинец или свинец/висмут	Соли фторидов	Натрий	Вода	Гелий
Температура, °C	850	480–800	700–800	550	510–625	900–1000
Давление (высокое – 7–15 МПа)	Высокое	Низкое	Низкое	Низкое	Очень высокое	Высокое
Топливо	^{238}U*	^{238}U*	Соли UF	^{238}U и MOX	UO_2	UO_2 Призма или сфера-шарик
Топливный цикл	Закрытый, на территории	Закрытый, региональный	Закрытый	Закрытый	Открытый (тепловые) закрытый (быстрые n)	Открытый
Мощность, МВт	1200	20–180**, 300–1200, 600–1000	1000	300–1500, 1000–2000 300–700	1000–1500	250–300
Конечный продукт	Электроэнергия и водород***	Электроэнергия и водород***	Электроэнергия и водород***	Электроэнергия	Электроэнергия	Электроэнергия и водород***

* С добавлением ^{235}U или ^{239}Pu.

** Модуль типа «Батарея» с длительным сроком службы активной зоны кассеты (15–20 лет) или сменным реакторным модулем.

*** Такие установки могут эффективно производить водород благодаря своей высокой рабочей температуре, которая также полезна для обеспечения технологического тепла, например, нефтеперерабатывающих заводов, которые также будут использовать водород в качестве сырья для улучшения энергетических характеристик перерабатываемого ископаемого топлива.

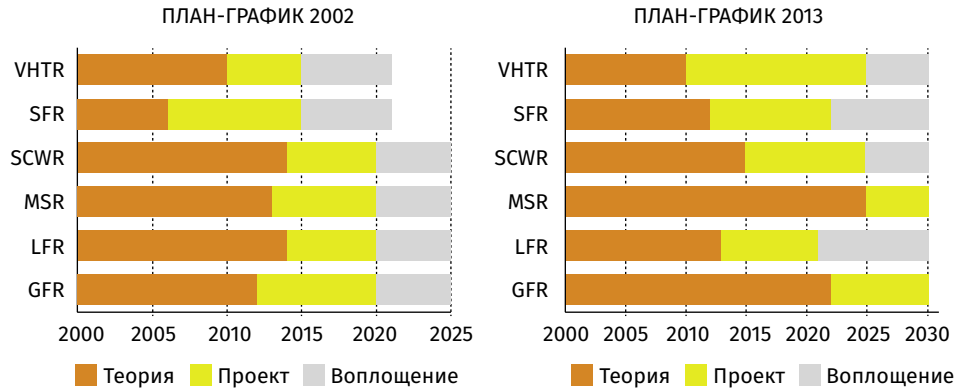


Рис. П2.2. Графики этапов разработки и внедрения проектов РУ поколения IV

П2.2. Газоохлаждаемые реакторы на быстрых нейтронах GFR

Система GFR (**G**as-cooled **F**ast **R**eactor — газоохлаждаемый реактор на быстрых нейтронах) представляет собой высокотемпературный реактор быстрого спектра с гелием и замкнутым топливным циклом (рис. П2.3, П2.4). Он сочетает в себе преимущества систем быстрого спектра для долгосрочной устойчивости урановых ресурсов и минимизации отходов (за счет многократной переработки топлива и деления долгоживущих актинидов) с преимуществами высокотемпературных систем (высокая эффективность теплового цикла и промышленное использование генерируемого тепла, аналогично высокотемпературному газовому реактору VHTR).

Преимущества газового теплоносителя заключаются в том, что он химически инертен (позволяет работать при высоких температурах без коррозии и радиоактивности теплоносителя) и однофазен (исключает кипение).

Как и другие реакторы с гелиевым теплоносителем, которые уже работали или находятся в стадии разработки, GFR будут высокотемпературными установками (800–850 °C).

В них используется реакторная технология, аналогичная VHTR, пригодная для выработки электроэнергии, термохимического производства водорода или другого технологического тепла. Референтный блок GEN IV GFR (рис. П2.4) предлагается мощностью 2400 МВт/1200 МВт с температурой активной зоны на выходе 850 °C, с массивным стальным корпусом реактора и тремя петлями по 800 МВт. Высокая температура активной зоны на выходе предъявляет значительные требования к топливу для непрерывной работы с высокой плотностью мощности, необходимой для хорошей экономии нейтронов в активной зоне — это признано самой большой проблемой при разработке системы GFR.

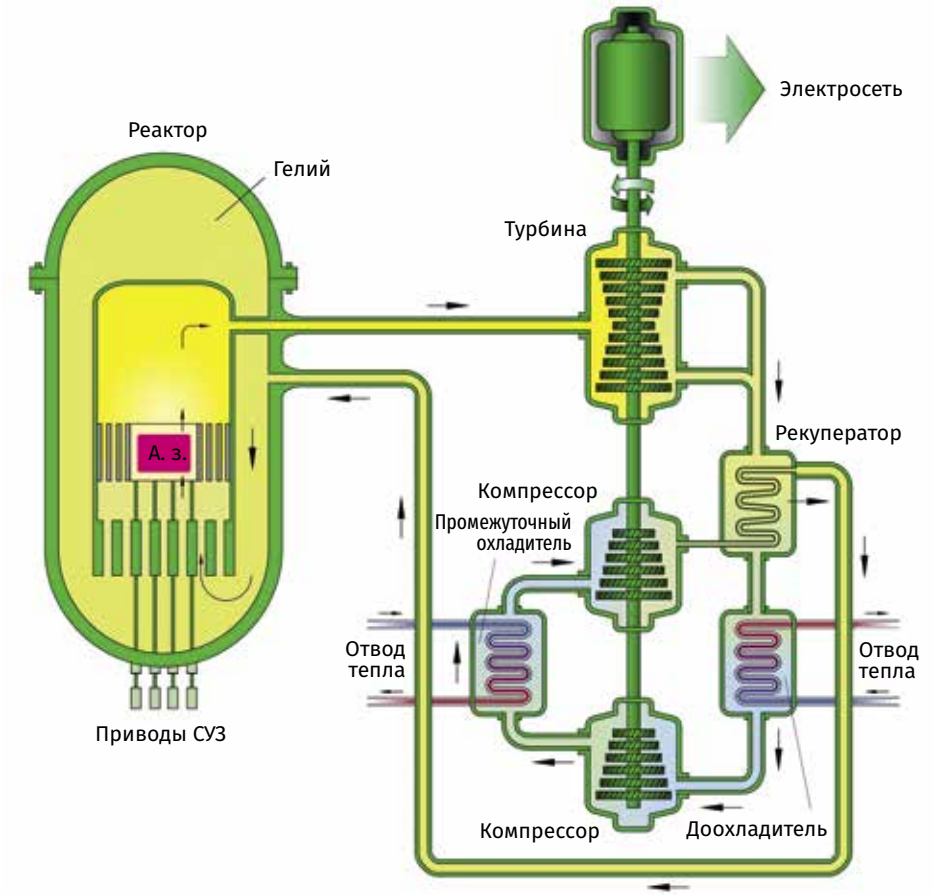


Рис. П2.3. Тепловая схема газоохлаждаемого реактора на быстрых нейтронах GFR

Что касается электричества, то в первом контуре будет непрямой цикл с гелием, во втором контуре газообразный гелий будет непосредственно приводить в движение газовую турбину (цикл Брайтона), а паровой цикл будет включать в себя третий контур. У GFR будет самогенерирующая (размножающая) активная зона со спектром быстрых нейтронов и без зоны воспроизводства. Разрабатывается нитридное или карбидное топливо, которое включает обедненный уран и любые другие расщепляющиеся или воспроизводящиеся материалы в виде керамических штифтов или пластин с содержанием плутония от 15 до 20%. Как и в случае с SFR, отработанное топливо будет перерабатываться на месте, а все актиниды будут повторно переработаны, чтобы свести к минимуму образование долгоживущих радиоактивных отходов.

В табл. П2.3 представлены проекты некоторых реакторных установок GFR поколения IV.

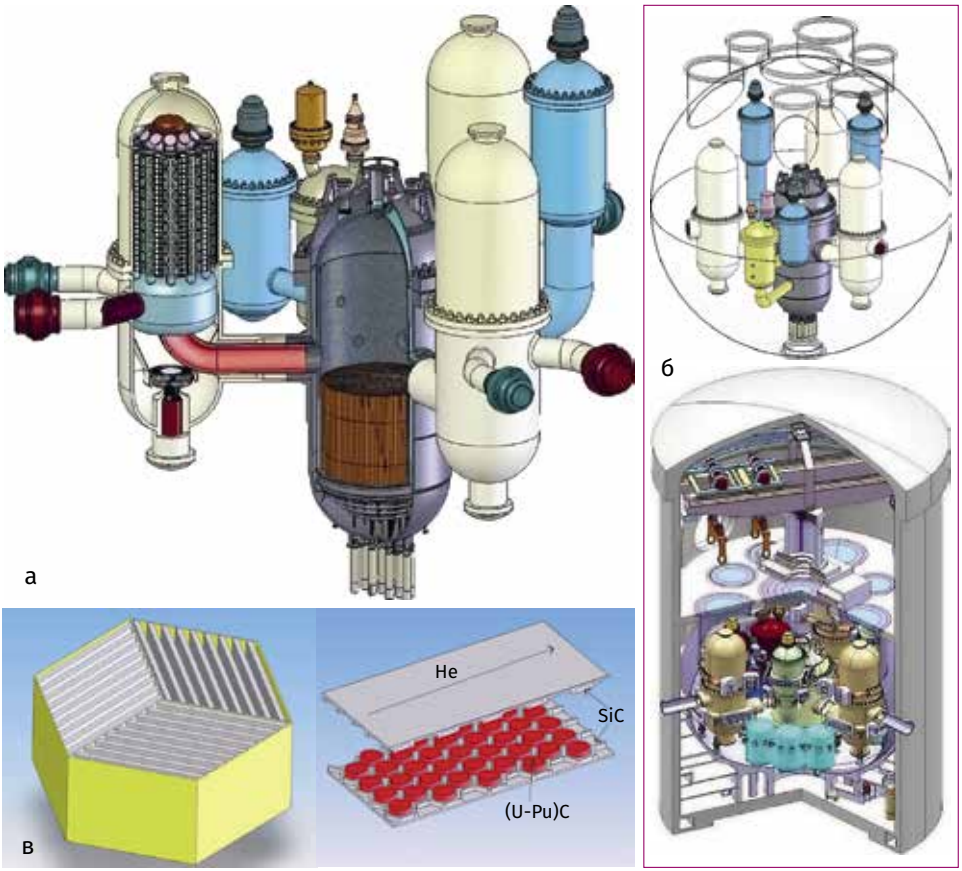


Рис. П2.4. Типовой проект GEN IV GFR.
Реакторная установка с промежуточными теплообменниками (а), защитная сферическая оболочка в здании РУ (б), вариант компонента пластинчатой ТВС с сотовой пластиной твэл (в)

GFR — это единственная конструкция поколения IV, не имеющая прямых предшественников. Хотя, надо отметить существование вплоть до конца 1980-х годов в разных странах разработок, которые в определенной степени оказали влияние на современное состояние проектов GFR. Например, демонстрационный проект General Atomics (GA) GCFR выходной мощностью до 350 МВт.

В 2020-х годах в рамках GIF GA представила в проекте Модуля умножителя энергии (EM_2) новую концепцию реактора, технологии которой были созданы на основе опыта разработки газоохлаждаемых реакторов в GA, включая высокотемпературный газоохлаждаемый реактор (HTGR), газоохлаждаемый быстрый реактор (GCFR) и газотурбинный модульный гелиевый реактор (GT-MHR), с прогнозируемым сроком развертывания (начала строительства) на 2030 годы.

Таблица П2.3. Проекты реакторных установок GFR поколения IV

Обозначение	Наименование	Разработчик	Теплоноситель	Состояние	Страна	Тип
ALLEGRO	ALLEGRO	EURATOM	Гелий	Проект	Евросоюз	GFR
EM2	Energy Multiplier Module	General Atomics	Гелий	Концептуальный проект	США	GFR
KAMADO FBR	KAMADO FBR	CREIPI	Диоксид углерода	Концептуальный проект	Япония	GFR

Для всех реакторов прямого цикла предпочтительным теплоносителем является гелий. В варианте установки с непрямым циклом сверхкритический CO_2 ($S\text{-}CO_2$) является вторичным теплоносителем. Для концепции непрямого цикла мощностью 2400 МВт рассматриваются различные конструкции, вторичные контуры и рабочие теплоносители, например, Агентство по атомной энергии Японии (JAEA) разрабатывает GFR, который имеет бланкеты для размножения нового делящегося материала, достаточного для работы в замкнутом топливном цикле.

Соглашение о разработке системы GFR было подписано в конце 2006 года Евратомом, Францией, Японией и Швейцарией. Следует отметить, что в то время как в предыдущие годы Франция принимала активное участие в разработке концепции GFR, в частности в концептуальном проектировании, оценке безопасности и разработке топлива, в 2010 году приоритеты французских исследований были переориентированы на реакторы на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем, что привело к уменьшению объема инвестиций в систему GFR. Кроме того, авария на АЭС «Фукусима» в 2011 году сместила приоритеты с GFR в Японии и в меньшей степени в Швейцарии. В дополнение к своим национальным программам, Франция и Швейцария являются активными членами Евратома, а ряд организаций во Франции и PSI в Швейцарии являются членами проекта GoFastR (Euratom FP7), который до 2013 года вносил основной вклад Евратома в развитие системы GFR GIF. Характеристики некоторых концептуальных проектов GFR GEN IV представлены в табл. П2.4.

В середине 2013 года четыре института ядерных исследований и инжиниринговые компании из Вышеградской (объединение Польши, Чехии, Словакии и Венгрии) группы государств Центральной Европы (V4) договорились о создании центра совместных исследований, разработок и инноваций в области ядерных реакторов четвертого поколения. Центр передового опыта V4G4 был создан научно-исследовательской инжиниринговой ком-

панией ÚJV Řež AS из Чешской Республики, Центром энергетических исследований Академии наук Венгрии, Национальным центром ядерных исследований Польши и инжиниринговой компанией VUJE AS из Словакии. Она ориентирована на реакторы на быстрых нейтронах с газовым охлаждением, в первую очередь на проект ALLEGRO.

Таблица П2.4. Характеристики некоторых концептуальных проектов GFR GEN IV

Параметр/проект	GFR2400	GFR2400	JAEA GFR
Мощность, МВт(т)	2400	2400	2400
Тепловой цикл	Непрямой	Прямой	Прямой
Теплоноситель	He	He	He
Плотность мощности, МВт/м^3	100	100	90
Температура теплоносителя в реакторе, °C			
– на входе в активную зону	480	480	460
– на выходе из активной зоны	850	850	850
Активная зона, высота/диаметр, м	1,55/4,44	1,34/4,77	0,9/5,9
Давление, МПа	7,0	7,0	7,0
Топливо (тип)	Плитка	Стержень	Блок
Топливо (материал)	U-Pu-C	U-Pu-C	U-Pu-N
Отражатель	Zr_3Si_2	Zr_3Si_2	SiC
Соотношение объемов РУ*, %	40/37,6/22,4	55/23/22	25/55/20
Степень размножения	–5%	0	0,03/0,11**

* Теплоноситель/конструкционные материалы/топливо.
** Без бланкета/с бланкетом.

Альтернативные конструкции GFR имеет более низкотемпературное (600–650 °C) охлаждение гелием в первом контуре и сверхкритический CO_2 при 550 °C и 20 МПа во втором контуре для выработки электроэнергии. Это снижает металлургические и топливные проблемы, связанные с очень высокими температурами.

Преимущества GFR GEN IV:

- простая структура;
- используется гелий в качестве охладителя, который не радиоактивен;
- имеет жаропрочную основу;
- перспективная система в качестве производства водорода и переработке угля;

- короткий период полураспада ядерных отходов;
- в качестве топлива используется уран, торий и плутоний, а также их оксиды.

Недостатки GFR GEN IV:
- высокие тепловые нагрузки;
- высокий поток нейтронов.

Основными направлениями необходимых исследований, по данным Академии наук Китая, являются топливо, материалы и теплогидравлика.

П2.2.1. Экспериментальный демонстрационный реактор ALLEGRO

Экспериментальный реактор ALLEGRO будет небольшим экспериментальным реактором мощностью около 80 МВт(т). Целью создания ALLEGRO является демонстрация жизнеспособности и конкретных технологий GFR, таких как топливо, топливные элементы и конкретные системы безопасности, в частности, функция отвода остаточного энерговыделения, а также демонстрация того, что эти функции могут быть успешно интегрированы в систему воспроизводства топлива.

Демонстрационный блок GFR ALLEGRO (рис. П2.5) планируется построить в Восточной Европе, и он считается наиболее инновационным. Он имеет номинальную мощность 75 МВт и разрабатывается в рамках проекта EC GoFastR. В 2012 году был запущен проект ALLIANCE (**ALL**egro — **I**mplementing **A**dvanced **N**uclear Fuel Cycle in **C**entral **E**urope) для продолжения разработки базовых документов, необходимых для принятия решений на высоком уровне и лицензирования ALLEGRO.

Основные ядерные параметры (плотность мощности, выгорание и т.д.) будут аналогичны референтному типовому GEN IV GFR2400 (см. табл. П2.4).

Активная зона, образованная из исходного типа топлива (MOX), будет заменена активной зоной из керамического топлива для второй фазы проекта ALLEGRO. Венгрия, Словакия и Чешская Республика выступили с совместным предложением о размещении проекта при поддержке Франции CEA. Ожидается, что в 2025/2026 году будет принято решение о том, выйдет ли реактор за рамки концептуальных исследований.

Евратом планировал разработать демонстрационную экспериментальную технологию GFR ALLEGRO мощностью 75 МВт. Она включала бы в себя всю архитектуру, основные материалы и компоненты, предусмотренные для GFR, без системы преобразования энергии. Проект ALLEGRO затем был передан партнерству V4G4 в Восточной Европе, при поддержке Франции и CEA, а подготовительная фаза была продлена до 2026 года.

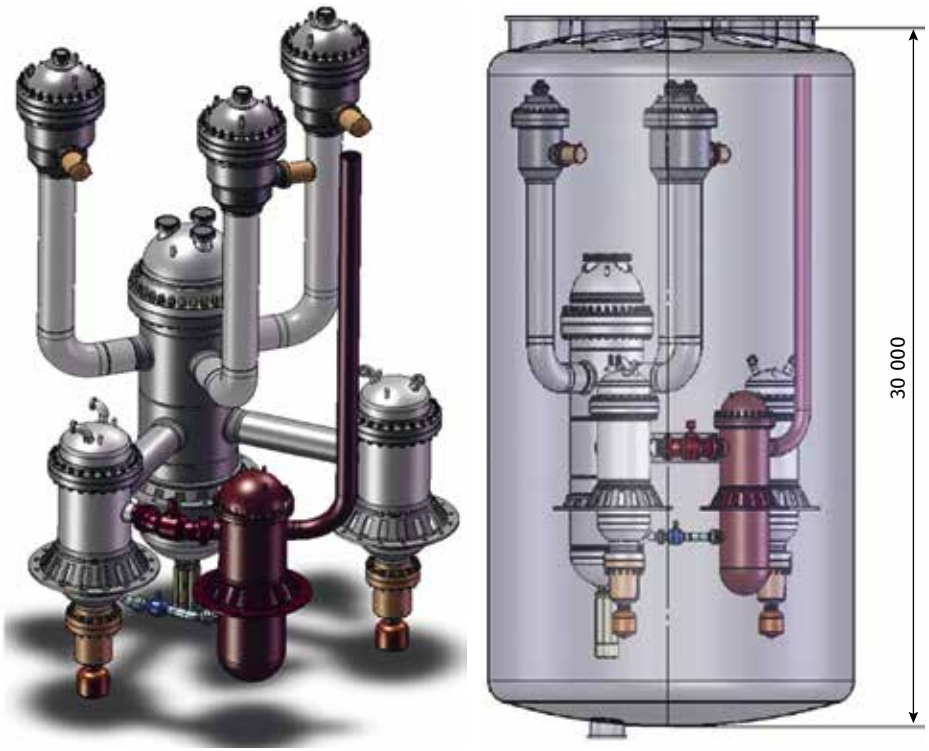


Рис. П2.5. Концептуальный проект GFR ALLEGRO.
Первый контур реакторной установки (слева) в защитной оболочке (справа)

Евратом, Франция, Япония и Швейцария подписали соглашения о системных механизмах для GFR в рамках рамочного соглашения.

П2.2.2. Модуль умножителя энергии

Модуль умножителя энергии (Energy Multiplier Module — EM_2) представляет собой высокотемпературный газоохлаждаемый быстрый реактор с гелиевым теплоносителем и температурой активной зоны на выходе 850 °C. Он спроектирован компанией General Atomics как модульный, способный работать в сети с чистой выходной мощностью 265 МВт(э). Сдвоенный блок модулей показан на рис. П2.6.

Установка EM_2 разрабатывается для выработки электроэнергии и использования пара при высоких температурах. Основные характеристики приведены в табл. П2.5. Активная зона EM_2 была специально разработана для продолжительного цикла выгорания топлива с целью максимального использования топлива при разумном количестве начальной загрузки урана. Топливная кампания реактора-модуля длится в течение 30-летнего срока службы активной зоны.



Рис. П2.6. Блок модулей умножителя энергии с размещением двух модулей РУ (2×265 МВт)

С этой точки зрения был выбран спектр быстрых нейтронов. Работа при высоких температурах была выбрана для достижения высокого теплового КПД установки. Эти конструктивные решения требуют использования высокотемпературных материалов для топливных и активных конструкций.

В EM_2 используется блок прямого преобразования энергии газовой турбины с комбинированным замкнутым циклом (PCU) с прямым гелиевым циклом Брайтона и органическим циклом Ренкина (ORC).

Базовая установка блока EM_2 состоит из четырех модулей мощностью 265 МВт каждый, которые суммируют полезную мощность в 1060 МВт для испарительного охлаждения и 960 МВт для сухого охлаждения.

Каждый модуль обеспечивает полную тепловую передачу от реактора до интегрального турбогенераторного агрегата (ИТГА), так что модули могут быть подключены последовательно и работать независимо друг от друга.

Таблица П2.5. Основные характеристики модуля умножителя энергии

Параметр	Показатель
Срок службы конструкции, годы	60
Коэффициент использования установленной мощности в течение всего срока службы, %	95
Крупные плановые отключения (техническое обслуживание), дней в году	18
Персонал в эксплуатации и бригадах технического обслуживания во время нормальной эксплуатации (для 4-блочной установки), чел.	377
Число блоков/реакторов в типовом проекте станции	4/8
Мощность в электросети (нетто в сеть) на 4-блочную установку, МВт	1060
Потребление на собственные нужды на 4-блочную установку, МВт(э)	7
Выбросы во время нормальной эксплуатации (инертные газы/тритий/жидкости), ТБк/год	Отсутствие запланированных выбросов
Рабочее давление первого контура, МПа(абс)	13
Масса теплоносителя, кг на реактор	1200
Номинальный расход теплоносителя, кг/с	320
Температура теплоносителя на входе/выходе активной зоны, °С	550/850

Ключевой особенностью системы является использование асинхронного турбогенератора с регулируемой частотой вращения.

Реакторные модули расположены ниже уровня земли, с индивидуальными защитными оболочками. Каждый модуль пассивно безопасен и может выдержать полное отключение электроэнергии на станции или полное отключение электроэнергии на станции в сочетании с потерей охлаждения, используя при этом только пассивные системы безопасности без выброса радиоактивности или отказа оборудования. В EM_2 используется газовая турбина прямого замкнутого цикла с органическим циклом Ренкина, обеспечивающим 53% чистой эффективности преобразования энергии. Отходящее тепло может выделяться непосредственно в атмосферу без испарительного охлаждения, поэтому размещение рядом с большим источником воды не требуется.

Каждая реакторная установка заключена в герметичную двухкамерную оболочку, где камеры соединены концентрическим поперечным каналом.

Общий вид реакторной установки с компонентами представлен на рис. П2.7, П2.8. Желтыми стрелками обозначен путь гелия — теплоносителя первого контура. Верхняя камера содержит теплозащитную конструкцию для защиты верхней части от горячего газообразного гелия. В нижней камере находится ловушка кориума для предотвращения возникновения повторной критичности в маловероятном случае расплавления активной зоны.

Для достижения высокого выгорания топлива в активной зоне используется концепция «преобразование и сжигание», в которой активная зона разделена на делящиеся и воспроизводящие секции. Делящаяся секция является «критической» в начале жизненного цикла (beginning of life – BOL). Она содержит ~14,5% низкообогащенного урана (НОУ) для поддержания цепной реакции и обеспечения избыточных нейтронов для преобразования обедненного урана (depleted uranium – DU) из воспроизводящего в делящийся материал. Среднее обогащение общего топлива составляет

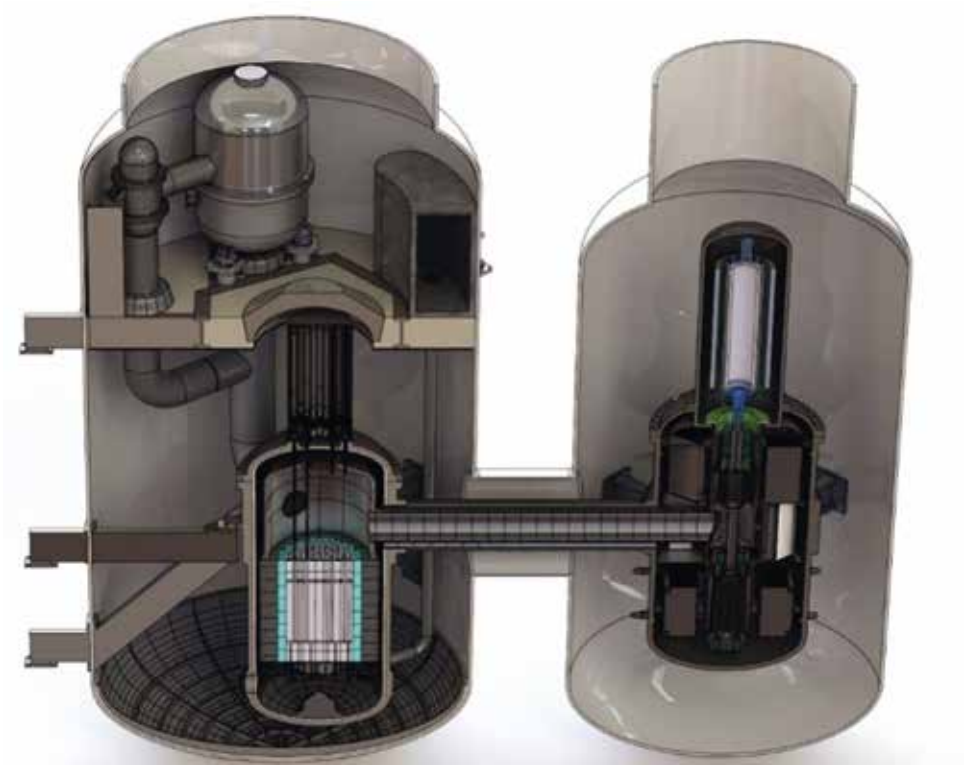


Рис. П2.7. Первый контур реакторной установки в двухкорпусном контейнменте (слева – реактор с системой прямого охлаждения, справа – интегральный турбогенераторный агрегат)

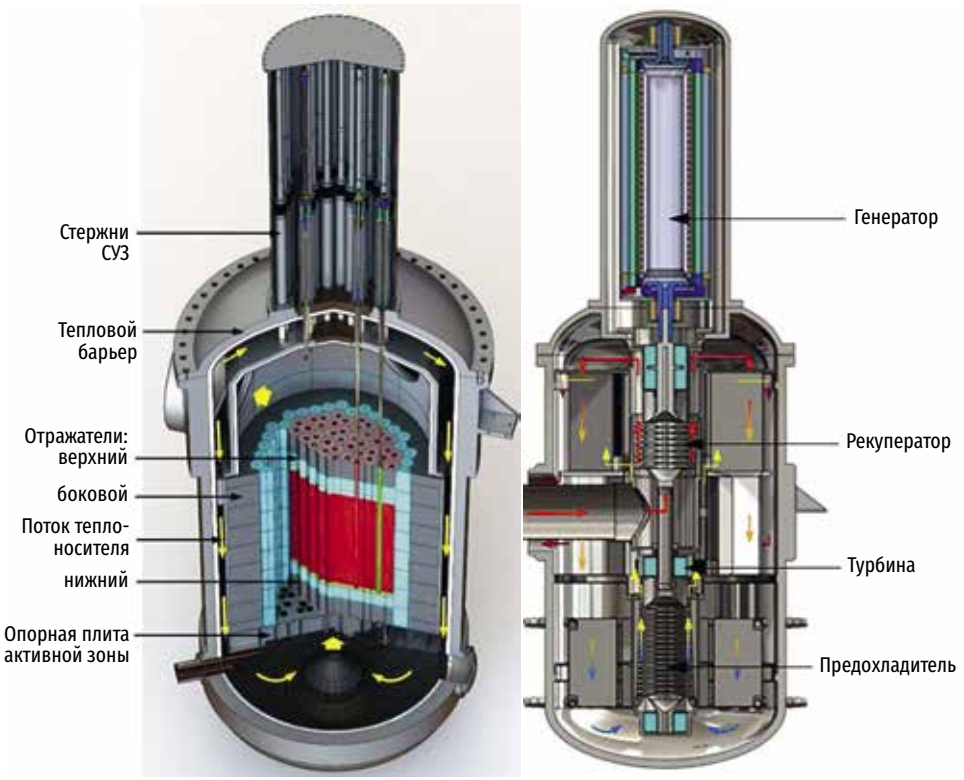


Рис. П2.8. Конструкция реакторной установки с потоками теплоносителя (слева), блока преобразования энергии (справа) в проекте EM_2

7,7%. Отражатель состоит из внутренней секции циркониевых и кремниевых блоков и внешней секции из графитовых блоков.

Блок преобразования энергии (PCU) размещен в отдельном отсеке гермооболочки (см. рис. П2.7, П2.8), в которой находятся все компоненты установки, контактирующие с теплоносителем первого контура. Турбокомпрессор-генератор представляет собой асинхронную электромашину, которая вращается со скоростью ~6800 об/мин на полной мощности. Переменная, несинхронная работа стала возможной благодаря блокам-инверторам мощности, входной сигнал преобразуется в частоту 50/60 Гц с КПД 99%. Турбокомпрессор и генератор смонтированы на рядном вертикальном валу.

Генератор расположен в отдельном интегрированном корпусе в верхней части PCU. Уплотнение вала сухого газа изолирует гелий в генераторе от контакта с теплоносителем первого контура. Полость генератора поддерживается при более низком давлении для снижения потерь на сопротивление. Генератор установлен на активных магнитных подшипниках, включая

два радиальных подшипника и один упорный подшипник. Вал генератора соединен с валом турбокомпрессора с помощью шлица, что позволяет снимать генератор для технического обслуживания без необходимости демонтажа турбокомпрессора. Уплотнение вала расположено между турбиной и компрессором для предотвращения утечки. Вал турбокомпрессора вывешен на активных магнитных подшипниках.

Проект проводится в три этапа: разработка концептуального проекта, разработка демонстрационного модуля и эксплуатация прототипа. На текущий момент завершенным считается первый этап. После процедур предлицезирования предстоит строительство демострационного модуля (2029 год) и для начала строительства опытного образца-прототипа (2030 год) необходима успешная эксплуатация демонстрационного модуля. После того как демонстрационный модуль успешно проработает несколько лет, предполагается ввести в эксплуатацию первый опытный образец установки на полную мощность (265 МВт) с ориентировочным сроком пуска в 2032 году.

П2.3. Реакторы на быстрых нейтронах со свинцовым теплоносителем LFR

Реактор на быстрых нейтронах со свинцовым теплоносителем [**L**ead-cooled **F**ast **R**eactor (LFR)] представляет собой реактор на быстрых нейтронах, который может использовать матрицы топлива с обедненным ураном или торием и сжигать актиниды из топлива LWR. Жидкометаллический (эвтектические Pb или Pb-Bi) теплоноситель циркулирует при атмосферном давлении за счет естественной конвекции, достаточной для отвода тепла в активной зоне (рис. П2.9).

В качестве топлива могут использоваться смешанное осидное МОКС-топливо, высокоплотные нитриды, металлические уран-плутониевые композиции U-Pu-Zr, высокофоновый плутоний, полученный в результате регенерации топлива, выгруженного после облучения в быстрых натриевых энергетических реакторах, в котором содержатся несгоревшие изотопы плутония и около 1% минорных актинидов, в процессе дожигания в более жестком спектре нейтронов активной зоны трансмутирующие в продукты деления. Предусматривается широкий диапазон размеров энергоблоков — от заводских «батарей» со сроком службы 15–20 лет для небольших сетей или развивающихся стран до модульных блоков мощностью 300–400 МВт и крупных одиночных электростанций мощностью 1400 МВт. Рабочая температура 550 °C легко достижима, но 800 °C предусматривается с помощью современных материалов для обеспечения коррозионной стойкости свинца при высоких температурах, что позволит производить термохимический водород. Предусматривается двухэтапная программа разработки, ведущая к промышленному развертыванию: к 2025–2030 году — для реакторов, ра-

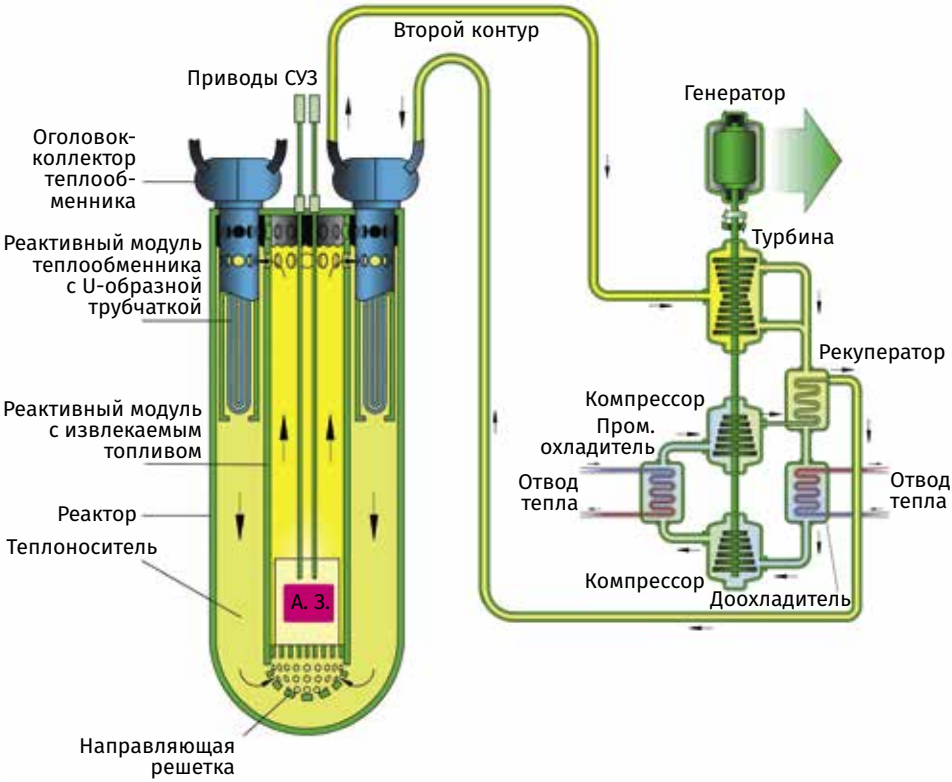


Рис. П2.9. Тепловая схема реактора на быстрых нейтронах со свинцовым теплоносителем LFR

ботающих с относительно низкой температурой и удельной мощностью, и к 2040 году — для более совершенных высокотемпературных конструкций.

Реакторы на быстрых нейтронах с тяжелым жидкометаллическим теплоносителем (свинец или эвтектический сплав висмута и свинца) являются одной из самых передовых технологий, способных решить накопившиеся проблемы мировой атомной энергетики (табл. П2.6). Россия является лидером в реализации данной концепции РУ, поскольку она занимается этой темой на протяжении ряда последних десятилетий.

Концепция LFR соответствует советской/российской технологии быстрых реакторов БРЕСТ (быстрый реактор естественной безопасности со свинцовым теплоносителем), которая основана на опыте эксплуатации реакторов со свинцовым или свинцово-висмутовым теплоносителем, в основном в реакторах подводных лодок (более 80 реакторо-лет). Эти реакторные установки мощностью около 155 МВт(т) были небольшими, работали при низких коэффициентах мощности, имели эпитепловой (промежуточный) спектр нейтронов и работали при более низких температурах, чем те, которые ожидаются в LFR четвертого поколения.

Таблица П2.6. Проекты реакторных установок LFR поколения IV

Обозначение	Наименование	Разработчик	Теплоноситель	Состояние	Страна	Тип
ALFRED	Advanced Lead Fast Reactor European Demonstrator	Ansaldo Nucleare	Свинец	Проект	Евросоюз	LFR
БРЕСТ-ОД-300	Быстрый реактор естественной безопасности со свинцовым теплоносителем	НИКИЭТ имени Н.А. Доллежаля,	Свинец	Строится	Россия	LFR
CLEAR-I	China LEAd-based Research Reactor	Institute of Nuclear Energy Safety Technology, Chinese Academy of Sciences	Свинец-висмут эвтектический расплав	Концептуальный проект	Китай	LFR
ELECTRA	European Lead Cooled Training Reactor	KTH	Свинец	Проект	Швеция	LFR
ELFR	European Lead Fast Reactor	Ansaldo Nucleare	Свинец	Концептуальный проект	Евросоюз	LFR
G4M	Gen4 Module	Gen4 Energy Inc.	Свинец-висмут эвтектический расплав	Проект	США	LFR
LFR-AS-200	Lead-cooled Fast Reactor Amphora-Shaped 200	Hydromine Energy S.a.r.l	Свинец	Концептуальный проект	Люксембург	LFR
MYRRHA	Multi-purpose hYbrid Research Reactor for High-tech Applications	Belgian Nuclear Research Centre (SCK•CEN)	Свинец-висмут эвтектический расплав	Проект	Бельгия	LFR

Окончание табл. П2.6

Обозначение	Наименование	Разработчик	Теплоноситель	Состояние	Страна	Тип
PEACER	Proliferation-resistant Environment-friendly Accident-tolerant Continuable and Economical Reactor	Seoul National University	Свинец-висмут эвтектический расплав	Концептуальный проект	Корейская Республика	LFR
SEALER	Swedish Advanced Lead Reactor	LeadCold	Свинец	Концептуальный проект	Швеция	LFR
СВБР-100	Свинцово-Висмутовый Быстрый Реактор	АКМЭ Engineering	Свинец-висмут эвтектический расплав	Проект	Россия	LFR
W-LFR	Westinghouse Lead-cooled Fast Reactor	Westinghouse Electric Company LLC	Свинец	Концептуальный проект	США	LFR

Первоначальные опытно-конструкторские работы по LFR на Западе были сосредоточены на двух реакторах бассейнового типа: SSTAR – Small Secure Transportable Autonomous Reactor мощностью 20 МВт(э) в США, и европейский свинцовый реактор на быстрых нейтронах (ELFR) мощностью 600 МВт. Более того, предложение технологии для GIF, по-видимому, возникло из двух экспериментальных конструкций: американской STAR и японской LSPR, которые были со свинцовыми и свинцово-висмутовым теплоносителем соответственно.

К 2014 году ведущими разработками стали российские СВБР-100 и БРЕСТ-300, европейский ALFRED (Advanced Lead Fast Reactor European Demonstrator) мощностью 300 МВт и бельгийский MYRRHA, с акцентом на исследования и разработки в области коррозии топлива и материалов. С тех пор российская программа СВБР-100 была приостановлена вплоть до возобновления работ в 2022 году. Основные усилия российских разработчиков сосредоточились на опережающем развитии проекта БРЕСТ-ОД-300 (опытно-демонстрационная установка в рамках программы ПРОРЫВ). В июне 2021 года началась заливка первого бетона для фундамента российского реактора и в начале 2024 года был начат монтаж реакторной установки на площадке Сибирского химического комбината (АО «СХК»). Пуск БРЕСТ-ОД-300 запланирован на 2026 год.

В октябре 2015 года Westinghouse объявила, что представила проектное предложение LFR для предстоящих инвестиций Министерства энергетики в усовершенствованные концепции реакторов, которые будут продемонстрированы до 2035 года. Компания Westinghouse придерживается поэтапного подхода, в соответствии с которым в ближайшее время будет построен прототип реактора PLFR (Prototype Lead Cooled Fast Reactor) электрической мощностью 300 МВт, который будет использоваться в течение нескольких лет для демонстрации и совершенствования энергетических технологий на базе быстрых реакторов HLMC.

В дальнейшем на базе демонстрационной стадии ожидается строительство первого коммерческого блока электрической мощностью 465 МВт, который будет включать в себя ключевые решения для реактора PLFR, но будет отличаться от него с точки зрения использования более совершенных конструкционных материалов и топлива. В настоящее время проект находится на стадии концептуальной разработки.

Westinghouse сотрудничает с ведущими американскими и зарубежными организациями в области разработки атомных электростанций: ENEA и Ansaldo Nucleare в Италии, Исследовательским центром перспективного ядерного производства, Национальной ядерной лабораторией, Манчестерским университетом и Кембриджским университетом в Великобритании, а также Fauske&Associates, Аргоннской национальной лабораторией, Национальной лабораторией Ок-Ридж, Лос-Аламосской национальной лабораторией, Университетом Нью-Мексико и Университетом Бригама Янга в США.

Проект ELSY или ELFR возглавляется компанией Ansaldo Nucleare из Италии и финансируется Евратомом. Проект мощностью 600 МВт был почти завершен в 2008 году, планировалось построить небольшую демонстрационную установку, но с тех пор информации о проекте почти нет. Похоже, что его заменил проект реактора ALFRED. Он работает на МОКС-топливе (с актинидами или без них) при температуре 480 °С, а паропроизводство происходит в восьми парогенераторах. Отвод тепла осуществляется за счет естественной конвекции.

Что касается всей концепции LFR, то никаких системных договоренностей в рамках GIF подписано не было. Совместные НИОКР проводятся заинтересованными членами под эгидой временного руководящего комитета с участием Японии и Евратома, к которому в 2011 году присоединилась Россия.

Преимущества LFR:

- низкие тепловые нагрузки;
- первый контур при атмосферном давлении;
- работает без насосов за счет естественной циркуляции;
- свинец имеет высокую температуру кипения и хорошие защитные свойства от излучения;
- короткий период полураспада ядерных отходов.

Недостатки LFR:

- длительное время первоначального расплавления в объеме первого контура;
- теплоноситель должен всегда находиться в жидком состоянии, не допускается его затвердевание (замораживание);
- накопление летучего изотопа ^{210}Po, который является сильным альфа-эмиттером. Образование долгоживущего изотопа ^{205}Pb с периодом полураспада 17,3 млн лет;
- высокие затраты при выводе из эксплуатации.

Основными потребностями исследований, по данным Академии наук Китая, являются топливо и материалы.

Ниже приводятся данные о проектах, получивших наибольшее практическое развитие.

П2.3.1. Быстрый реактор естественной безопасности со свинцовым теплоносителем БРЕСТ-ОД-300

В рамках проекта «Прорыв» разработан энергоблок с реакторной установкой БРЕСТ-ОД-300 (**Б**ыстрый **Р**еактор **Е**стественной безопасности со **С**винцовым **Т**еплоносителем **О**пытный **Д**емонстрационный мощностью 300 МВт) с плотным нитридным топливом и высококипящим свинцовым тепло-

носителем с целью формирования, внедрения и демонстрации инновационных безопасных технологий атомной энергетики на основе быстрых реакторов и их замкнутого ядерного топливного цикла (рис. П2.10, табл. П2.7).

Реакторная установка БРЕСТ-ОД-300 рассматривается в качестве прототипа будущих коммерческих быстрых реакторов типа БРЕСТ для атомной энергетики, способных взять на себя большую часть роста выработки электроэнергии.

Предполагается, что энергоблок будет эксплуатироваться в составе опытно-демонстрационного энергетического комплекса (ОДЭК) с замкнутым ядерным топливным циклом (ЗЯТЦ) на промышленной площадке. Вторая важная цель – протестировать полный технологический цикл, в том числе и технологии ЗЯТЦ.

Реакторная установка БРЕСТ-ОД-300 является ключевым инновационным решением в составе энергоблока. Особенностью реакторной установки является ее бассейновая конструкция с единым свинцовым контуром, содержащим активную зону с отражателями и стержнями СУЗ, парогенераторы (ПГ), циркуляционные насосные агрегаты (ГЦНА), элементы системы перегрузки и аварийной защиты, систему очистки свинца и контроля кислорода, а также другие вспомогательные компоненты, размещенные в обшитой сталью центральной полости и четырех периферийных полостях (количество полостей равно количеству контуров циркуляции свинцового теплоносителя) в металло-бетонном корпусе с системой охлаждения (рис. П2.11, П2.12).

Принудительная циркуляция свинца в активной зоне обеспечивается разницей, создаваемой насосами в уровнях «холодного» и «горячего» теплоносителя. Свинец, охлажденный в ПГ, подается насосами на верхний уровень (под давлением) и далее, через кольцевую часть нисходящего потока контура в центральной полости, на входное отверстие активной зоны, где он нагревается по мере протекания вверх через активную зону. Далее свинец поступает в ПГ и стекает вниз через трубное пространство, отдавая тепло воде и пару второго контура, в камеры всасывания, оттуда поднимается вверх на верхний свободный уровень. При выходе из насоса свинцовый теплоноситель контактирует с газовым контуром для разделения захваченного свинцовым расплавом газа и пара (на случай разгерметизации трубопроводов в ПГ).

Питательная вода второго контура, нагретая острым паром в смесительном нагревателе высокого давления до 340 °С, подается в каждый ПГ под давлением 18,5 МПа. Это предотвращает снижение температуры свинцового теплоносителя ниже температуры плавления теплоносителя (327 °С) в режимах пуска реактора и в аварийных ситуациях. Особенностью второго контура является то, что, в отличие от существующих более ранних конструкций АЭС, он не выполняет функцию безопасности в отношении аварийного отвода тепла активной зоны.

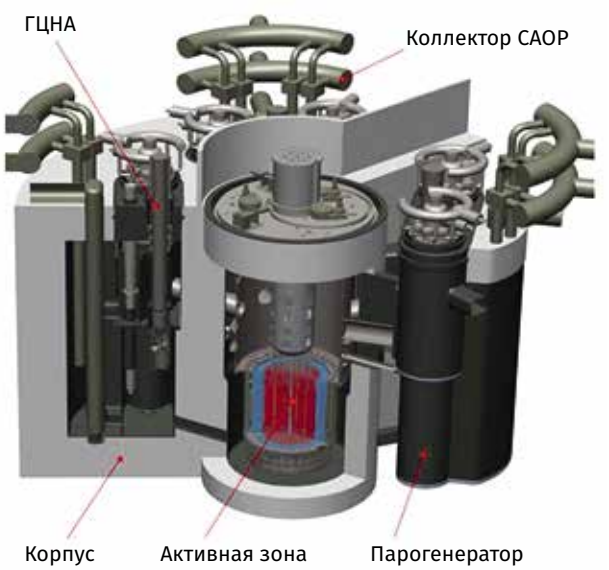


Рис. П2.10. Основные элементы РУ БРЕСТ-ОД-300

Таблица П2.7. Технические характеристики РУ БРЕСТ-ОД-300

Тепловая мощность, МВт	700
Электрическая мощность, МВт	300
Паропроизводительность не менее, т/ч	1480
Теплоноситель первого контура	Свинец
Давление газа над уровнем СТ: – избыточное, МПа; – максимальное, МПа	 0,003–0,008 0,02
Средняя температура СТ на входе/выходе из активной зоны, °С	420/540
Средняя температура СТ на входе/выходе из парогенератора, °С	340/505
Количество петель	4
Число ТВС в активной зоне	169
Высота активной зоны, мм	1100
Загрузка топлива, т	20,6
Кампания топлива, лет	5
Максимальная/средняя глубина выгорания в выгружаемом топливе, в процентах тяжелых атомов (т. а.)	9,0/5,5

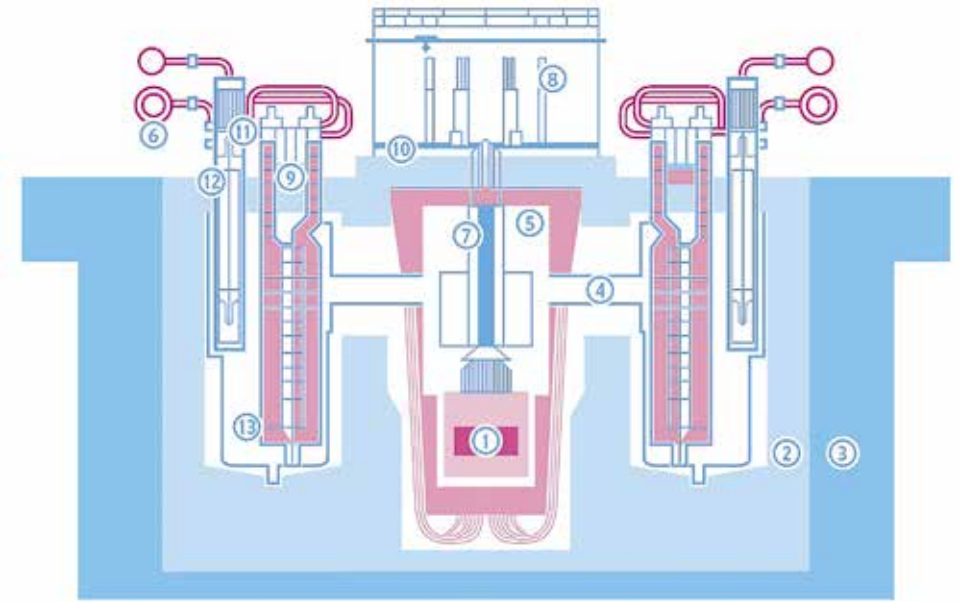


Рис. П2.11. Конструкция РУ БРЕСТ-ОД-300 (вид сбоку).
1 – активная зона; 2 – блок корпусов; 3 – шахта реактора; 4 – трубопровод коллектора; 5 – корзина активной зоны; 6 – система расхолаживания; 7 – измерительная колонна; 8 – внутриреакторная перегрузочная машина; 9 – парогенератор; 10 – верхнее перекрытие; 11 – электронасосный агрегат ГЦН-4000/2; 12 – блок парогенератора–ГЦН; 13 – фильтр

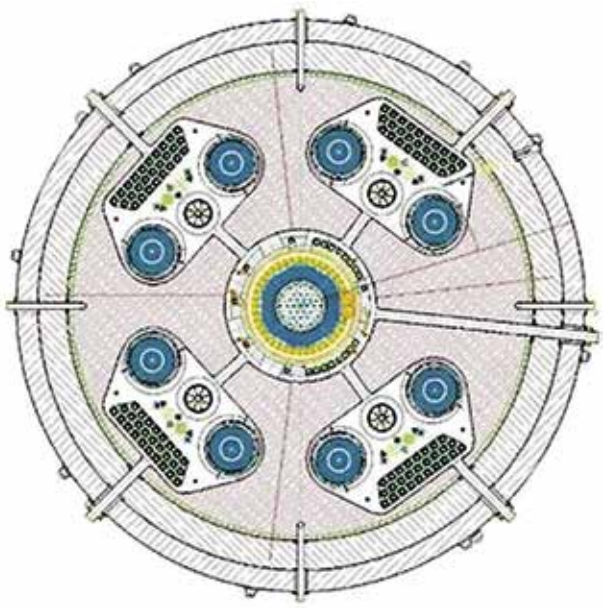


Рис. П2.12. Конструкция РУ БРЕСТ-ОД-300 (вид сверху)

Энергетический реактор, реакторная установка и большинство их компонентов являются инновационными и не имеют сопоставимых аналогов. Выбор основных технических характеристик и конструкций установки БРЕСТ-ОД-300, в том числе уровня мощности 700 МВт(т), специфической схемы циркуляции свинцового теплоносителя, системы нормальной и аварийной рециркуляции и т.д., был обусловлен не только необходимостью продемонстрировать природные свойства безопасности данной реакторной технологии, но и учетом требования к преемственности конструкций в реакторных установках большей мощности, которые будут разрабатываться в будущем. На текущий момент ведется разработка концептуального проекта РУ БРЕСТ-1200 мощностью 1200 МВт электрических.

П2.3.2. Усовершенствованный свинцовый реактор на быстрых нейтронах европейский демонстрационный ALFRED

Демонстратор технологии LFR проект ALFRED (**A**dvanced **L**ead **F**ast Reactor **E**uropean **D**emonstrator) мощностью около 300 МВт рассматривается как прелюдия к промышленному демонстрационному блоку мощностью около 300–400 МВт. ALFRED будет использовать смешанное оксидное топливо МОКС (**M**ixed-**Ox**ide fuel – MOX) с примерно 17% плутония и способен перерабатывать вторичные актиниды в количестве около 1% сырья. Строительство ALFRED может начаться в начале 2030-х годов.

В декабре 2013 года для строительства ALFRED был создан консорциум, в который вошли Национальное агентство Италии по новым технологиям, энергетике и окружающей среде (ENEA), Ansaldo Nucleare и Институт ядерных исследований Румынии (Institutul de Cercetari Nucleare, ICN). Группа будет известна как консорциум Fostering Alfred Construction (FALCON), который будет расширен за счет участия других европейских организаций. ALFRED планируется построить на предприятии ICN в Миовени, недалеко от Питешти на юге Румынии, где работает завод по производству топлива для двух действующих реакторов CANDU АЭС «Чернавода».

Реактор ALFRED изначально проектировался с повышенным запасом прочности и его инженерный проект в настоящее время претерпевает значительные изменения, чтобы упростить конструкцию реактора и сделать его масштабируемым. Международный консорциум FALCON, состоящий из Ansaldo Nucleare, ENEA и RATEN-ICN, намерен к 2035–2040 годам переоборудовать реактор ALFRED в прототип конкурентоспособного коммерческого реактора на быстрых нейтронах со свинцовым теплоносителем для малой атомной электростанции (МАЭС). Предложен поэтапный план демонстрационной программы развития реактора ALFRED.

Температура теплоносителя на выходе из активной зоны будет постепенно повышаться с каждым последующим этапом от уровня, достигнутого на исследовательском объекте, до уровня, необходимого для промышленных установок.

На рис. П2.13 представлена конструкция РУ ALFRED и контуры циркуляции теплоносителя в первом контуре. Основные параметры РУ ALFRED приведены в табл. П2.8.

Однако в ЕС не хватает облучательных установок для проведения квалификационных испытаний в реакторе предлагаемых усовершенствований применительно к изменившимся условиям эксплуатации. Потеря времени препятствует выходу на коммерческий рынок технологии реакторов на быстрых нейтронах со свинцовым теплоносителем. Это обстоятельство послу-

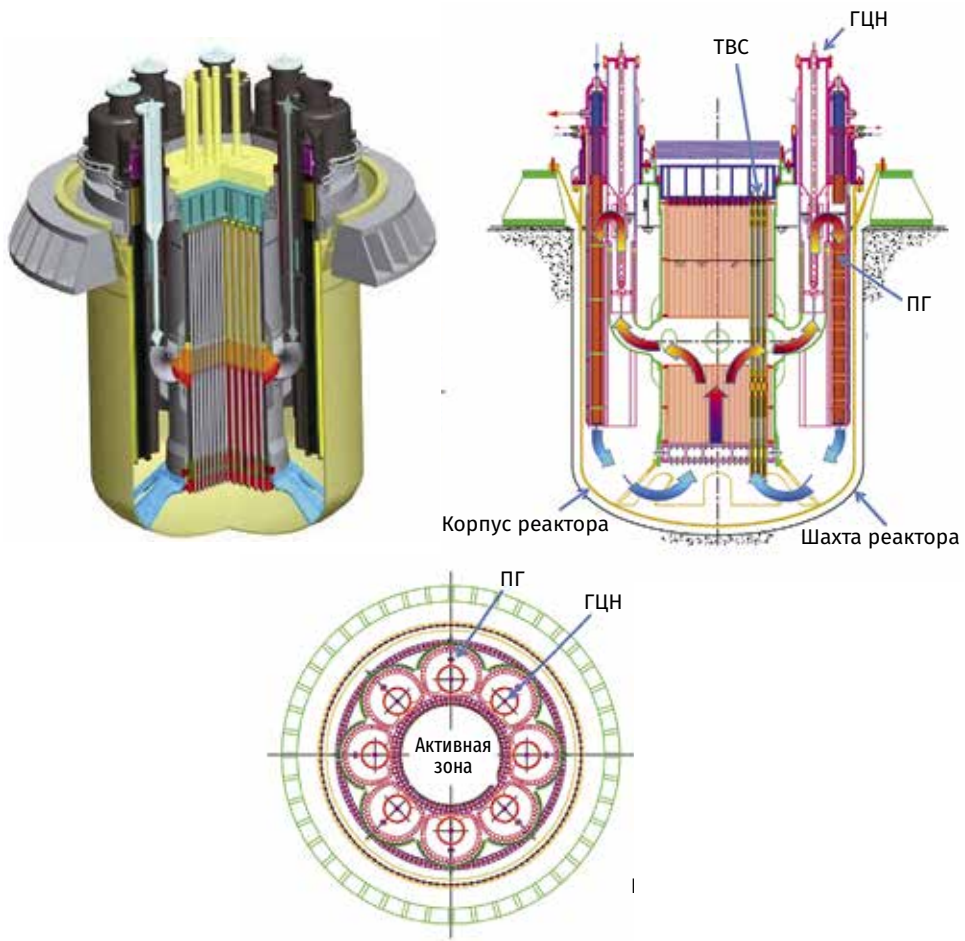


Рис. П2.13. Конструкция РУ ALFRED (проект LEADER) и контуры циркуляции теплоносителя в первом контуре

Таблица П2.8. Основные параметры реактора ALFRED

Тепловая мощность, МВт	300
Массовый расход теплоносителя, кг/с	25 984
Температура теплоносителя на выходе ПГ, °С	400
Температура теплоносителя на выходе активной зоны, °С	480
Температура бассейна во время холодного останова, °С	380
Массовый расход питательной воды, кг/с	192
Температура воды на входе в ПГ, °С	335
Температура пара на выходе ПГ, °С	450
Давление ПГ, бар	180

жило поводом для перепроектирования активной зоны ALFRED (табл. П2.9) для проведения квалификационных испытаний по предлагаемым усовершенствованиям на текущем этапе, а также для внедрения успешно испытанных усовершенствований на последующих этапах. В итоге проект LEADER был переименован в проект FALCON. Основные изменения коснулись конфигурации и состава активной зоны реакторной установки.

Таблица П2.9. Ключевые изменения в основных параметрах РУ ALFRED

Параметр	**Предыдущая конфигурация (проект LEADER)**	**Новая конфигурация (проект FALCON)**
Массовый расход свинца, кг/с	25 694	17 174
Скорость потока, м/с	1,368	1,278
Шаг решетки твэлов в ТВС, мм	13,86	13,60
Активная длина топливного стержня, см	60	81

В результате перепроектирования ТВС конфигурация активной зоны реактора варианта FALCON включает в себя 134 шестигранных ТВС, 12 регулирующих стержней СУЗ, 4 стержня аварийной защиты и один специальный канал для экспериментов по облучению в реакторе.

ТВС окружены 102 каналами отражателя и биозащиты со стержнями-вытеснителями, которые образуют два концентрических кольца: внутреннее кольцо каналов отражает нейтроны в активную зону, а внешнее кольцо каналов поглотителя обеспечивает радиационную защиту внутреннего пространства корпуса реактора.

Активная зона реактора находится во внутреннем корпусе, который может быть извлечен после извлечения всех ТВС.

Каждая шестиугольная ТВС состоит из 126 топливных стержней. В качестве топлива выбрано МОКС-топливо, концентрация плутония в центре активной зоны (56 ТВС) составила 20,5 мас.%, а содержание плутония в топливе на периферии (78 ТВС) — 26,2%. В центре активной зоны есть тестовая часть для экспериментов по облучению.

Активная зона имеет систему управления защитой из 12 регулирующих стержней (поглотитель — карбид бора) в периферийной части активной зоны и 4 защитных устройства (стержни аварийной защиты). Защитные устройства (стержни аварийной защиты) представляют собой диверсифицированную и резервированную систему остановки реактора с двумя альтернативными независимыми методами введения высокообогащенного карбида бора в активную зону с помощью выталкивающей силы. Система защитных устройств является пассивной и запускается в случае отказа системы регулирующих стержней или сигнала срабатывания аварийной защиты.

Весь контур циркуляции свинцового теплоносителя (рис. П2.14) размещен в стальном корпусе, благодаря чему активная зона и подключенные к ней трубопроводы остаются погруженными в свинец в случае выхода

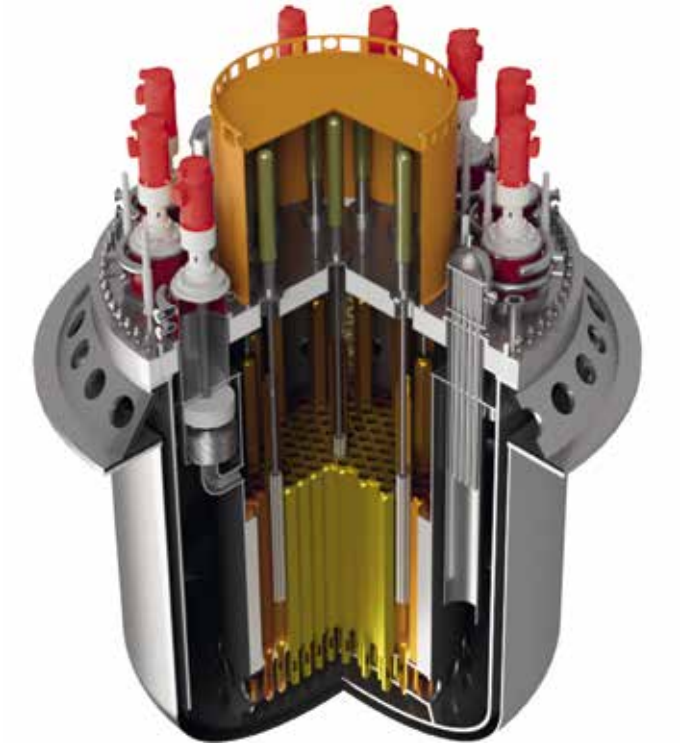


Рис. П2.14. Вариант компоновки реактора ALFRED проекта FALCON

из строя корпуса реактора. Корпус реактора высотой 10 м и внутренним диаметром 8,3 м представляет собой вертикальный цилиндр с полусферическим дном. Толщина стенки составляет 50 мм. В настоящее время рассматриваются вопросы изготовления и транспортировки корпуса реактора и защитного корпуса, которые являются наиболее крупными компонентами.

Каждый из восьми ПГ, входящих в состав ALFRED, состоит из 542 пучков, погруженных на шесть метров в свинец, байонетных вертикальных трубок с наружной предохранительной трубкой и внутренним изоляционным слоем (ограниченным вставной трубой), который служит для обеспечения производства перегретого сухого пара, так как без изоляционной системы высокий перепад температур (~115 °C) между поднимающимся паром и нисходящей питательной водой способствовал бы конденсации пара в верхней части парогенератора. Зазор между внутренней и внешней байонетной трубкой заполнен материалом с газовой инертной средой, зазор между вутренними трубками обеспечивается дистанцирующей спиралью.

Теплоноситель движется вверх от рабочего колеса насоса к вертикальному каналу, затем поступает в ПГ через входные отверстия, стекает вниз вдоль кожуха и выходит из парогенератора.

ГЦН расположен в горячей части ПГ, потому что это значительно упрощает внутренние компоненты (рис. П2.15). Однако разница температур между холодной и горячей стороной незначительна (80 °C). Насос полуокру-

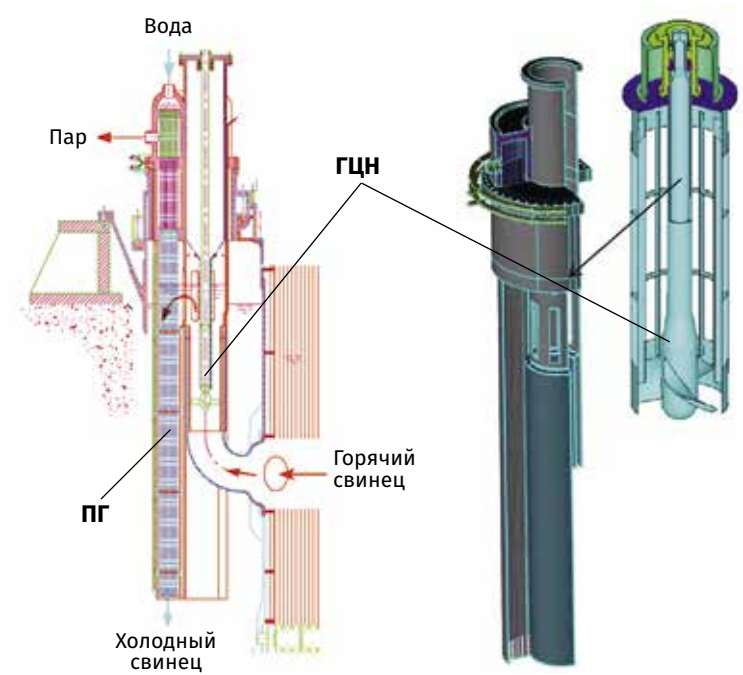


Рис. П2.15. Конструкция интегральной сборки ГЦН–ПГ реактора ALFRED

жен пучком труб ПГ, а его корпусом является корпус парогенератора. Насос крепится к верхней части корпуса ПГ с помощью болтового соединения. Это позволяет легко снять агрегат для технического обслуживания

Следует отметить, что программа FALCON не ограничивается концептуальными исследованиями конструкции ALFRED. Так, например, имеется информация о построенных или строящихся экспериментальных установках для испытаний и обоснования решений по данной конструкции. В Румынии будут построены два масштабных испытательных стенда: ATHENA (Advanced Thermo-Hydraulics for Nuclear Application Facility) и ELF (Electrical Long-running Facility). Программа FALCON предполагает пуск опытного демонстрационного прототипа реактора ALFRED к 2035–2040 годам.

П2.3.3. Китайский свинцовый реактор CLEAR

Особого внимания заслуживает статус разработки китайского семейства реакторов CLEAR (**C**hina **LE**Ad-based **R**eactor). Эти работы начались в 1980-е годы. В настоящее время ведутся обширные разработки по производству электроэнергии и трансмутации РАО и ОЯТ. Был проведен очень большой объем исследований и разработок, в том числе и крупномасштабных неядерных.

Китайский институт технологии безопасности ядерной энергетики (INEST, входит в состав академии наук КНР) в составе консорциума FDS ведет разработку серии реакторов с тяжелометаллическим теплоносителем семейства CLEAR. Проекты CLEAR представляют собой целое семейство реакторных проектов различного назначения с теплоносителями, основанными на свинце. В них используются в качестве теплоносителя свинец и свинец-висмут, на будущее рассматривается также свинец-литий.

Китайские специалисты рассматривают проекты как критических реакторов, так и подкритичных ADS (Accelerator Driven System — система с внешним источником нейтронов — ускорителем). Кроме того, вершиной своей деятельности консорциум видит гибридные системы, комбинирующие возможности деления и синтеза. Три основных реакторных проекта, над которыми сейчас ведется работа — это CLEAR-M, CLEAR-A и CLEAR-400 (рис. П2.16).

Реактор CLEAR-A — подкритический реактор, управляемый ускорителем (ADS-система). Теплоноситель — свинец. Мощность — 400 МВт(т). Топливо металлическое, с уран-циркониевой матрицей. Управление реактором ведется с использованием протонного ускорителя-циклотрона (900 МэВ/10 мА) со свинцовой мишенью. Топливный цикл до перегрузки — 10 лет.

Реактор CLEAR-M — компактный реактор малой тепловой мощности 35 МВт(т). Вся установка может работать в режиме производства

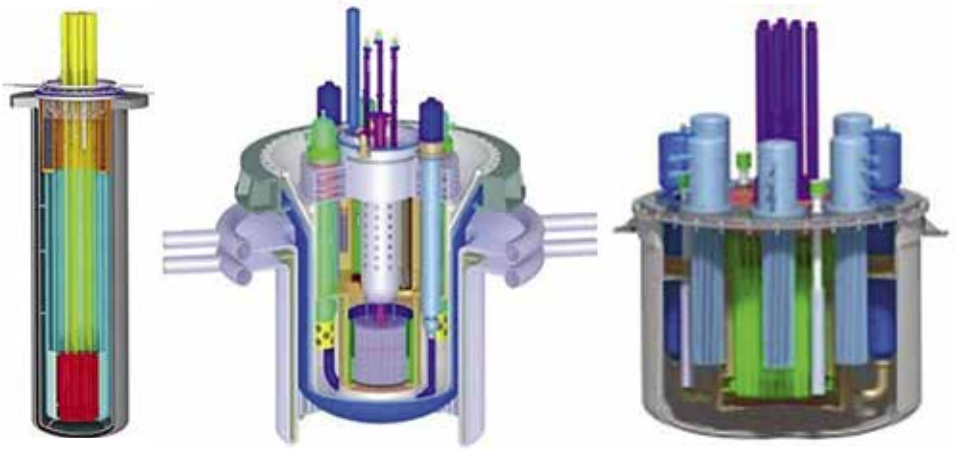


Рис. П2.16. Проекты реакторов серии CLEAR.
Слева – CLEAR-A, в центре – CLEAR-M, справа – CLEAR-400

электроэнергии, тогда ее электрическая мощность составит 14 МВт(э). Альтернативный вариант использования — электрическая мощность 10 МВт(э) и производство тепла от мощности 17 МВт(э). Теплоноситель основан на свинце. Это может быть как свинец, так и свинец-висмут. В 2018 году упоминалось, что для проекта CLEAR-M и его производных будет выбран свинец, чтобы отложить решение проблемы полония. Топливо — UO_2 со средним обогащением 18,5%. Кампания топлива — 10–20 лет. Температура теплоносителя на входе/выходе из активной зоны — 375/495 °C. Естественная циркуляция теплоносителя.

Реактор CLEAR-400 — малый модульный реактор с свинцовым теплоносителем и пассивным отводом остаточного тепловыделения. Предназначен для замещения мощностей отслуживших свой срок угольных электростанций. Мощность реактора — 400 МВт(т) с электрической мощностью 150 МВт(э). Топливо — UO_2 со средним обогащением 19,75%. Кампания топлива — 5–10 лет. Температура теплоносителя на входе/выходе из активной зоны — 380/480 °C.

По данным на конец 2023 года функционируют три комплексные испытательные установки серии CLEAR:

- установка цифрового моделирования — виртуальная свинцовая установка CLEAR-V;
- испытательная установка нейтронной физики — критическая/подкритическая свинцовая установка нулевой мощности CLEAR-0;
- установка для комплексных неядерных испытаний — свинцовая установка для комплексных испытаний CLEAR-S тепловой мощностью ~2,5 МВт.

Построены и используются платформы инженерных опытных установок NIRVANA:

- петля для комплексных высокотемпературных испытаний (t ⩾873 K, w ⩾2 м/с);
- разработка прототипов оборудования для CLEAR. Изготовлены и испытаны все ключевые компоненты: насос теплоносителя первого контура, теплообменник, привод СУЗ и система перегрузки. Разработаны технологии плавления и проточной очистки теплоносителя, мониторинга и контроля концентрации растворенного кислорода, а также очистки от ^{210}Po. Холодная ловушка и магнитная ловушка были разработаны для очистки потока теплоносителя от загрязнений. Детекторы кислорода и система контроля концентрации растворенного кислорода (газофазная и твердофазная) обеспечивают стабильное состояние теплоносителя в течение более 6000 часов;
- CLEAR-M0 — комплексная верификационная платформа с полномасштабными интегральными установками бассейнового типа мощностью 10 МВт.

П2.3.4. Многоцелевой гибридный исследовательский реактор для высокотехнологичных задач MYRRHA

В 2008 году правительство Бельгии приняло решение о финансировании строительства первого реактора с ADS (Accelerator Driven System – система с внешним источником нейтронов – ускорителем) и его эксплуатации с 2038 года. Строительство инфраструктуры планируется начать в 2026 году, а ввод в полномасштабную эксплуатацию MYRRHA ADS ожидается в 2036 году.

Бельгия реализует многоцелевую гибридную исследовательскую программу MYRRHA ADS по разработке реактора на быстрых нейтронах со свинцово-висмутовым эвтектическим теплоносителем. С момента разработки программы в 1998 году Бельгийский центр ядерных исследований (SCK-GEN) инициировал большой объем исследований и разработок для поддержки программы с целью обоснования ряда решений, в том числе связанных с использованием свинцово-висмутовой эвтектики.

Проект реактора MYRRHA (Multi-purpose hYbrid Research Reactor for Hightech Applications) изначально представляет собой ускорительную систему мощностью 57 МВт с мишенью в виде жидкого свинца-висмута (Pb-Bi), которая служит источником для охлаждаемой LBE (Pb-Bi) подкритической активной зоны реактора (рис. П2.17). Номинальная тепловая мощность реактора MYRRHA составляет 100 МВт(т). Он выводится из подкритического состояния пучком протонов линейного ускорителя с энергией протонов 600 МэВ и силой тока 2,5 мА (рис. П2.18). Реактор способен работать как в подкритическом, так и в критическом состоянии.

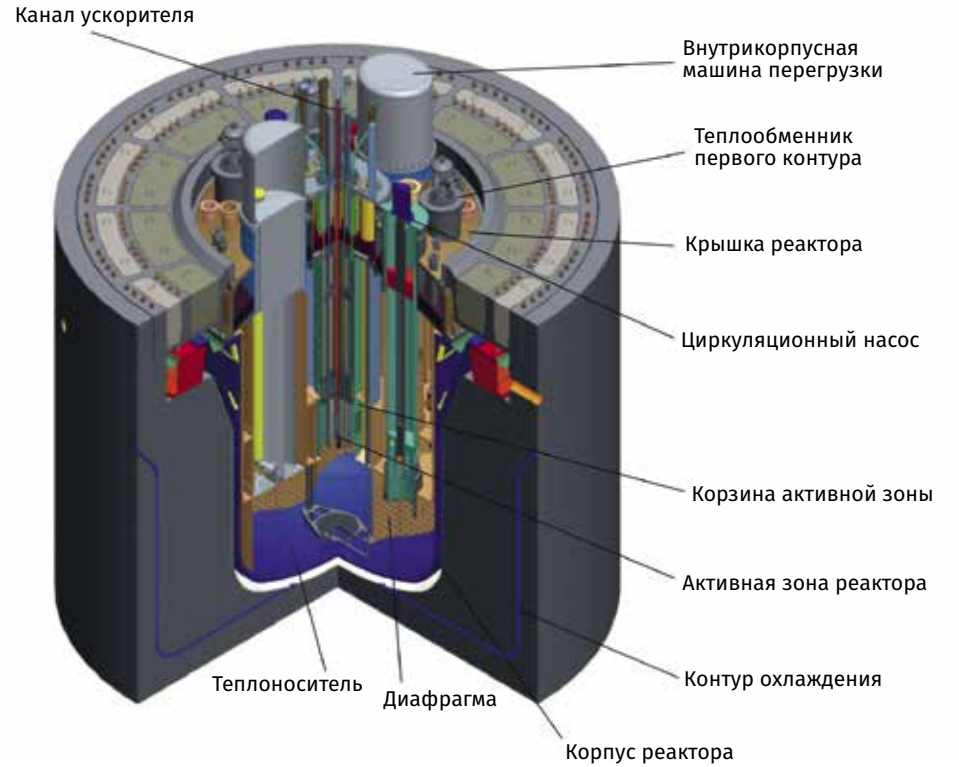


Рис. П2.17. Конструкция гибридного исследовательского реактора проекта MYRRHA ADS

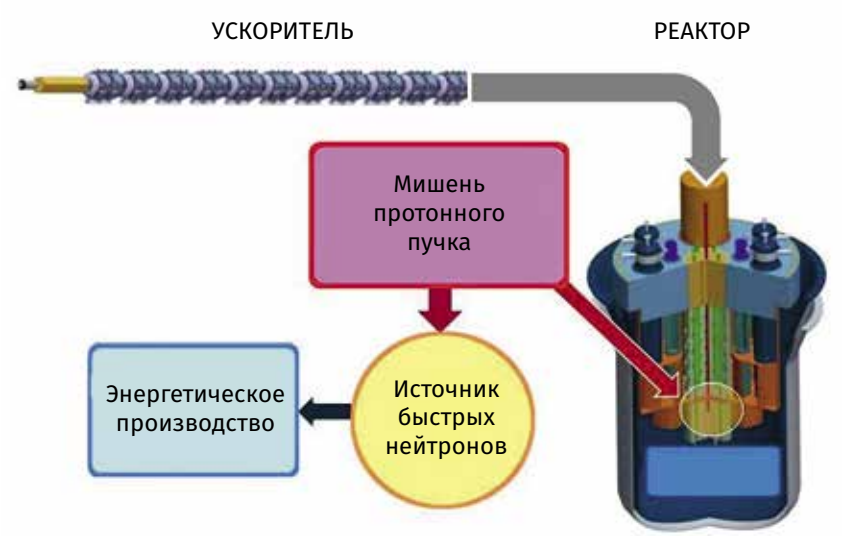


Рис. П2.18. Схема принципа действия реакторной установки MYRRHA ADS

В 2005 году Бельгия и компания SCK-GEN открыли программу MYRRHA ADS для стран-членов ЕС, а также для ведущих стран мирового ядерного сообщества с целью их вовлечения в разработку программы и последующее строительство и эксплуатацию MYRRHA ADS, который планируется соорудить на площадке SCK-CEN в Моле (Бельгия).

Цели разработки проекта MYRRHA ADS:

- испытание и реализация процессов трансмутации радионуклидов долгоживущего и наиболее токсичного ОЯТ с целью уменьшения их количества (в 100 раз) и уменьшения периода полураспада (с сотен тысяч лет до нескольких сотен лет);
- производство медицинских радиоизотопов;
- изучение и испытание материалов для существующих и перспективных ядерных реакторов и термоядерных установок;
- сооружение многофункционального ускорителя протонов для фундаментальных и прикладных исследований.

В результате анализа различных вариантов реализации программы MYRRHA ADS был принят следующий поэтапный подход к разработке:

- 1 этап — ускоритель с энергией протонов от 0 до 100 МэВ;
- 2 этап — ускоритель с энергией протонов от 100 до 600 МэВ;
- 3 этап — реактор (может быть реализован параллельно с этапом 2 или после него).

За время, прошедшее с момента начала реализации программы, компанией SCK-GEN был построен и введен в эксплуатацию ряд экспериментальных установок для исследования проблем, связанных с LBE:

- GUINEVERE — масштабная модель-прототип реактора MYRRHA с уменьшенной мощностью, запущена на базе модернизированной установки VENUS на площадке Мол в марте 2010 года;
- HELIOS3 — в эксплуатации с 2013 года; предназначена для подготовки расплава LBE для других объектов, исследования методов производства LBE и изучения последствий попадания пара или воды в LBE;
- MEXICO — в эксплуатации с 2014 года; специально спроектированный циркуляционный контур с 7 тоннами расплава LBE, предназначенный для исследования контроля концентрации растворенного кислорода и фильтрации LBE;
- CRAFT — в эксплуатации с 2014 года; среднетоннажная установка с 6 тоннами расплава, предназначенная для экспериментальных исследований коррозии в LBE с контролируемыми параметрами потока (расход, температура и химический состав) при температуре от 270 до 500 °C;
- LIMETS — установка для проведения различных исследований конструкционных материалов в расплаве LBE (усталостность, прочность

на разрыв, трещиностойкость), в том числе с использованием облученных образцов;
- RHAPTER — в эксплуатации с 2011 года; предназначена для изучения поведения механических (движущихся) компонентов (подшипников, зубчатых колес и силовых кабелей);
- COMPLOT — в эксплуатации с 2014 года; предназначена для исследования гидравлики и гидродинамики компонентов реактора MYRRHA и относится к прототипам, поскольку его компоненты (ТВС, мишень протонного пучка, регулирующие реактивность стержни СУЗ и стержни аварийной защиты) выполнены в масштабе 1:1 (рис. П2.19).

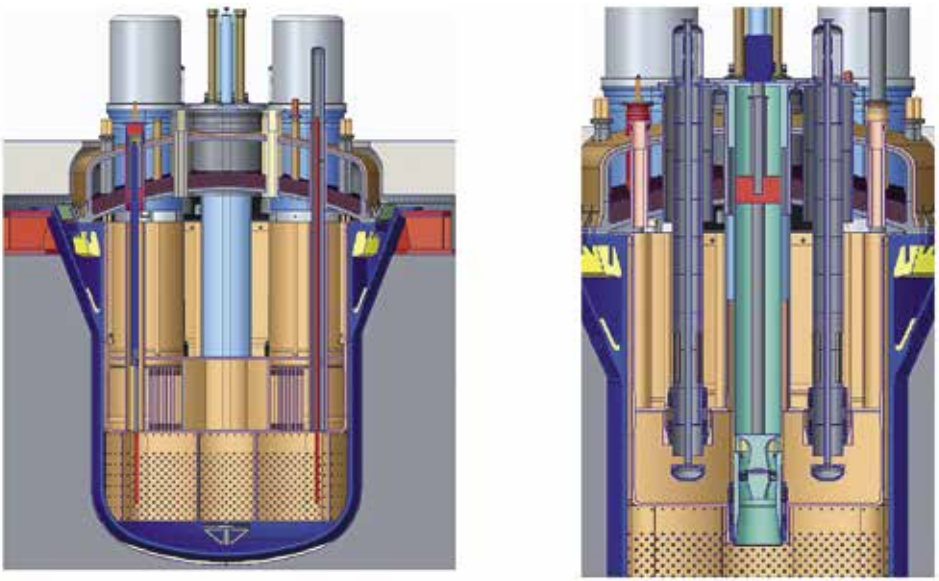


Рис. П2.19. Конструкция испытательной установки COMPLOT проекта MYRRHA ADS

На испытательной установке COMPLOT уже изучены:
- гидродинамика регулирующих стержней;
- гидродинамически возбуждаемые вибрации ТВС;
- теплогидравлика в непосредственной близости от ТВС.

Следует отметить, что реактор MYRRHA и исследовательские установки, участвующие в его разработке, особенно COMPLOT, могут представлять интерес и для технологии реакторов на быстрых нейтронах со свинцовым теплоносителем. В частности, это относится к малому модульному быстрому реактору, так как его компоненты по размерам схожи с компонентами реактора MYRRHA.

П2.3.5. Реактор на быстрых нейтронах со свинцовым теплоносителем WLFR

Целью проекта WLFR (**W**estinghouse **L**ead **F**ast **R**eactor), инициированного компанией Westinghouse Electric в рамках Международного форума «Поколение IV», является создание конкурентоспособного масштабируемого модульного пассивного среднего реактора со свинцовым теплоносителем, отвечающего высоким стандартам безопасности.

Компания Westinghouse придерживается поэтапного подхода, в соответствии с которым в ближайшее время будет построен прототип свинцового реактора на быстрых нейтронах PLFR (Prototype Lead Cooled Fast Reactor) электрической мощностью 300 МВт, который будет использоваться в течение нескольких лет для демонстрации и совершенствования энергетических технологий на базе быстрых реакторов с тяжелометаллическим теплоносителем HLMC (Heavy Metal Liquid Coolant). В дальнейшем на базе демонстрационной стадии ожидается строительство первого коммерческого блока электрической мощностью 465 МВт, который будет включать в себя ключевые решения для реактора PLFR, но будет отличаться от него с точки зрения использования более совершенных конструкционных материалов и топлива.

В настоящее время проект PLFR находится на стадии концептуальной разработки (рис. П2.20). Westinghouse сотрудничает с ведущими американскими и зарубежными организациями в области разработки атомных электростанций: ENEA и Ansaldo Nucleare в Италии, Исследовательским центром перспективного ядерного производства, Национальной ядерной лабораторией, Манчестерским университетом и Кембриджским университетом в Великобритании, а также Fauske & Associates, Аргоннской национальной лабораторией, Национальной лабораторией Ок-Ридж, Лос-Аламосской национальной лабораторией, Университетом Нью-Мексико и Университетом Бригама Янга в США.

Основное отличие подхода Westinghouse заключается в том, что он нацелен на следующие инновации:

- материалы, способные работать в жидком свинце при температурах до 650 °C. Эти материалы тестируются параллельно с разработкой PLFR. Westinghouse стремится достичь значений КПД силового агрегата близких к 50%;
- компактные гибридные микроканальные первичные теплообменники (PHX) позволят уменьшить габариты и массу корпуса реактора;
- усовершенствованная система преобразования энергии (energy conversion system — ECS) со сверхкритическим углекислым газом (sCO_2). Выбор такой системы позволяет уменьшить габариты турбомашинного оборудования, обеспечить компактную компоновку,

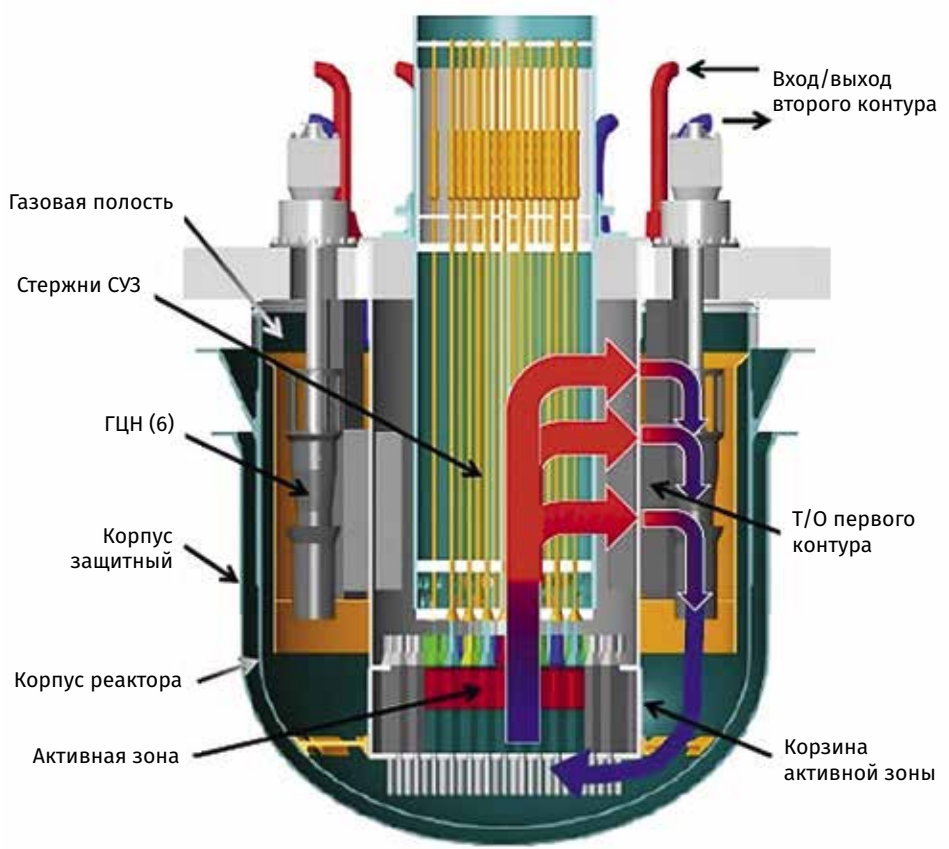


Рис. П2.20. Конструкция реактора и схема потоков теплоносителя концептуальной установки Westinghouse PLFR

повысить КПД силового агрегата, а также оптимизировать использование воздуха в качестве конечного поглотителя тепла;

- система накопления тепловой энергии. Эта система позволяет обеспечить переменную нагрузку при практически постоянной тепловой мощности реактора;
- инновационное топливо (нитрид урана) для коммерческих энергоблоков. Такое топливо повышает безопасность реакторных установок и делает их более экономичными.

В прототипе PLFR температура свинца в циркуляционном контуре — 420 °С на входе в активную зону и до 530 °С на выходе (655 °С в промышленной АЭС), а давление близко к атмосферному. Корпус реактора служит для удержания свинца и используется для отвода (рассеивания) тепла от активной зоны в случае выхода из строя системы расхолаживания, в кото-

рой используется PHX. Следует отметить, что корпус реактора контактирует со свинцом только в низкотемпературной области, благодаря чему процессы коррозии и эрозии замедляются, что позволяет рассчитывать на повышенный срок службы.

Инновационным отличием конструкции Westinghouse от других реакторов на быстрых нейтронах со свинцовым теплоносителем заключается в использовании гибридных микроканальных теплообменников (compact, hybrid microchannel-type primary heat exchangers — CHM PHX), которые передают тепло от первичного контура ко второму. Схематическое изображение таких теплообменников, использовавшихся ранее в неядерных отраслях промышленности, показано на рис. П2.21.

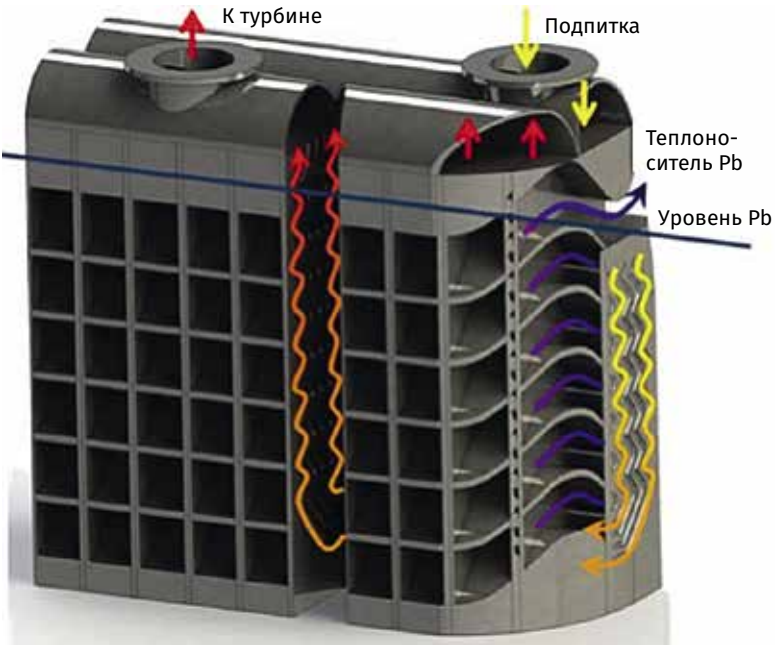


Рис. П2.21. Схематический вид компактного гибридного микроканального теплообменника CHM PHX

Топливо High-Assay Low-Enriched Uranium [HAELU (низкообогащенный уран с высокой степенью очистки – оксид урана с обогащением ^{235}U от 5 до 20%)] первоначально будет загружено в опытный реактор PLFR, но использование МОКС-топлива не исключено в последующих проектах более мощных установок. Ожидается, что такой подход, благодаря использованию хорошо изученных материалов и технологий, ускорит процесс лицензирования.

PLFR имеет 4 независимые системы остановки реактора. Две из них основаны на вводе регулирующих стержней в активную зону и могут исполь-

зоваться как для управления мощностью реактора, так и для его остановки, а две других основаны на другом принципе действия, позволяющем остановить реактор при несрабатывании регулирующих стержней из-за деформации активной зоны. Последние две системы предназначены исключительно для остановки реактора.

Ключевую роль в обеспечении безопасности реактора играет система пассивного отвода тепла (PDHRS), которая охлаждает реактор в случае выхода из строя системы расхолаживания (NDHRS). Функция PDHRS реализуется благодаря следующим процессам:

- теплопроводность через стенки корпуса реактора;
- теплоотдача за счет излучения и конвекции от стенки корпуса реактора к стенке защитного корпуса;
- теплопроводность через стенку защитного сосуда;
- передача тепла за счет естественной конвекции и кипения в больший объем воды за пределами корпуса реактора;
- переход к отводу тепла за счет естественной конвекции воздуха, циркулирующего за пределами корпуса реактора после выкипания воды.

PDHRS работает непрерывно (даже при нормальной работе энергоблока или длительном простое). Это приводит к потерям тепла, но поскольку температура корпуса реактора составляет всего 370–420 °C, потери невелики (~2 МВт). Это практически незаметно для эффективности установки и не грозит застыванием свинца, так как весь свинец застынет не ранее, чем через ~20 дней, даже в гипотетическом случае очень длительного отключения и отказа вспомогательной системы нагрева.

В настоящее время Westinghouse разрабатывает аккумуляторы тепловой энергии для выравнивания нагрузок, при этом система накопления тепловой энергии интегрирована непосредственно с турбиной агрегата и генератором для повышения экономической эффективности. Такой подход позволяет непрерывно работать на полной мощности реактора, а изменение нагрузки можно выполнять путем увеличения или уменьшения массового расхода рабочего тела (sCO_2) через турбину.

Концепция таких аккумуляторов тепловой энергии представляет собой модульный аккумулятор тепловой энергии в виде стальной оболочки, заполненной теплообменной жидкостью, с уложенными в нее бетонными пластинами. Использование аккумуляторов тепловой энергии дает простое и экономически выгодное решение проблем компенсации пиковых нагрузок электропотребления в энергосистемах.

Westinghouse планирует начать строительство прототипа реактора PLFR примерно в 2030 году.

П2.4. Жидкосолевой реактор на быстрых нейтронах MSR

Жидкосолевой реактор на быстрых нейтронах [**M**olten **S**alt **R**eactor (MSR)] можно разделить на два подкласса. В первом подклассе делящийся материал растворен в расплавленной фторидной соли. Во втором подклассе соль расплавленного фторида служит охлаждающей жидкостью для активной зоны из гранул с покрытием, аналогичной той, которая используется в VHTR: один реактор на быстрых нейтронах с делящимся материалом, растворенным в циркулирующем расплаве топливной соли, другой с твердым топливом в графите, где расплав солей функционирует только как теплоноситель.

Вариант с твердым топливом обычно называют быстрым высокотемпературным реактором [**F**ast **H**igh-temperature **R**eactor (FHR)] с фторидным солевым охлаждением.

Классическим считается вариант MSR, где урановое топливо растворяется в теплоносителе из фторидной соли, который циркулирует по каналам графитового сердечника для достижения необходимого спектра нейтронов. Референтная станция имеет мощность до 1000 МВт. Продукты деления удаляются непрерывно, а актиниды полностью перерабатываются, в то время как плутоний может добавляться вместе с ^{238}U без необходимости изготовления топлива. Температура теплоносителя составляет 700 °C при очень низком давлении, при этом предполагается повышение температуры до 800 °C. Для выработки электроэнергии используется второй контур, а также возможно использование пара для термохимического производства водорода.

По сравнению с твердотопливными реакторами FHR, системы MSR имеют меньшие запасы делящегося топлива, отсутствие ограничений на выгорание топлива, отсутствие требований к изготовлению и обращению с твердым топливом или твердым отработанным топливом, а также однородный изотопный состав топлива в реакторе. Эти и другие характеристики позволят MSR стать конкурентоспособными и экономически выгодными.

В 1950–1976 гг. в Соединенных Штатах проведена большая программа развития MSR. Успешно введены в эксплуатацию два испытательных реактора: Aircraft Reactor Experiment (ARE) и Meltten Salt Reactor Experiment (MSRE). Было завершено предварительное проектирование реактора мощностью 1000 МВт, реактора-размножителя расплавленных солей (MSBR) на базе цикла $^{232}Th/^{233}U$, а также частично разработан проект демонстрационного реактора.

Эти программы легли в основу технологии MSR на тепловых нейтронах. В то время как концепция FHR берет свое начало в 1970-х годах с появлением топлива TRISO. Разработки проектов FHR продолжены всего около десяти лет назад. В 1960-х годах в США разработали быстрый реактор на расплавленных солях в качестве основного резервного варианта для обычного

реактора-размножителя на быстрых нейтронах. Небольшой прототип эксплуатировался около четырех лет.

С 2005 года исследования и разработки MSR на жидком топливе сосредоточены на вариантах MSR быстрого спектра (MSFR), сочетающих преимущества реакторов на быстрых нейтронах (расширенное использование ресурсов, минимизация отходов) и реакторов с расплавленными солевыми фторидами в качестве жидкого топлива и охлаждающей жидкости (низкое давление и высокая температура кипения, оптическая прозрачность). Кроме того, поскольку MSFR обладают большими отрицательными температурными и пустотными коэффициентами реактивности, было признано, что MSFR безопасны, что делает их потенциальной долгосрочной альтернативой твердотопливным системам на быстрых нейтронах. Тем не менее, освоение технически сложной технологии потребует согласованных, долгосрочных международных усилий в области исследований и разработок, а именно:

- изучение химических и термодинамических свойств солей, в том числе с трансурановыми элементами;
- разработка эффективных технологий очистки теплоносителя от газов;
- проектирование систем: разработка перспективных моделей нейтронно-физических и теплогидравлических расчетов;
- анализ взаимодействия солей с воздухом или водой при тяжелой аварии;
- анализ сценариев ограниченных аварий (например, потеря теплообменника);
- обработка солей: тесты на восстановительную экстракцию лантаноидов и актиноидов.

Концептуальный проект реактора на расплавленных солях для сжигания минорных актинидов (MOlten Salt Actinide Recycler & Transmuter – MOSART), разработанный Курчатовским и другими институтами Российской Федерации, представляет собой реактор тепловой мощностью 2400 МВт с цилиндрической активной зоной высотой 3,6 метра и диаметром 3,4 метра, с графитовым отражателем толщиной 0,2 метра. Состав смеси солей — $LiF\text{-}BeF_2$. Проектируется однородная активная зона, подпитываемая лишь трифторидами трансурановых элементов из отработанного топлива легководных реакторов (смешанного или уранового). Максимальная температура топливного контура не превышает 720 °C. MOSART нацелен на эффективное сжигание трансурановых элементов, содержащихся в отработанном топливе легководных реакторов, с соотношением младшие актиниды/трансурановые элементы выше 0,45 без разбавления ураном или торием. В активной зоне MOSART ограничения по радиационной стойкости конструкционных материалов, наряду с возможностями отвода теп-

ла, представляют собой основные факторы, препятствующие увеличению удельной мощности активной зоны более 140 Вт/см^3.

Ведутся также НИОКР в разных странах: индийский реактор-размножитель расплавленных солей (IMSBR), разработанный Атомным исследовательским центром Бхабха, в Европе работы сосредоточены на реакторе с теплоносителем из фторида лития и бериллия (FLiBe) в спектре быстрых нейтронов (MSFR) с растворенным торием и топливом ^{233}U и другие разработки (табл. П2.10).

MSR имеют большие отрицательные температурный и пустотный коэффициенты реактивности. К другим особенностям концепции топливного цикла MSR относятся:

- высокоактивные отходы, состоящие только из продуктов деления, и, следовательно, более короткоживущие изотопы;
- небольшие запасы оружейного расщепляющегося материала (^{242}Pu является доминирующим изотопом плутония);
- низкий расход топлива (по некоторым данным — 50 кг тория и 50 кг ^{238}U на миллиард кВт·ч);
- безопасность благодаря пассивному охлаждению.

В числе предпочтительных остаются две базовые концепции:

- реактор на быстрых нейтронах на расплавленных солях (MSFR), который будет работать в ториевом топливном цикле, перерабатывать актиниды, замкнутый топливный цикл Th/U без обогащения урана, с повышенной безопасностью и минимальными отходами;
- усовершенствованный высокотемпературный реактор (AHTR), также известный как высокотемпературный реактор с фторидным солевым охлаждением (FHR), с теми же графитовыми и твердотопливными элементами активной зоны, что и VHTR, и расплавленной солью в качестве теплоносителя вместо гелия, что обеспечивает плотность мощности в 4–6 раз выше, чем у HTR, и уровни мощности до 4000 МВт.

Решение о создании временного руководящего комитета (PSSC) для MSR с участием Евратома, Франции, Российской Федерации и Соединенных Штатов было принято Группой по политике GIF в 2004 году. Франция и JRC от имени Евратома подписали меморандум о взаимопонимании в 2010 году. Российская Федерация и Соединенные Штаты Америки остались наблюдателями.

Меморандум о взаимопонимании, позволяющий заинтересованным членам проводить совместные НИОКР, был подписан Евратомом, Францией, Россией, Швейцарией, Канадой, США и Австралией. Китай, Япония и Корея являются наблюдателями. Terrestrial Energy присоединилась к нему в 2019 году после двух лет работы в статусе наблюдателя.

Таблица П2.10. Проекты реакторных установок MSR поколения IV

Обозначение	Наименование	Разработчик	Теплоноситель	Состояние	Страна	Тип
IMSR-400	Integral Molten Salt Reactor-400	Terrestrial Energy	Соли фторидов	Проект	Канада	MSR
LFTR	Liquid Fluoride Thorium Reactor	Flibe Energy	Соли фторидов	Концепт. проект	США	MSR
Mk1 PB-FHR	Mark 1 Pebble-Bed Fluoride-Salt-Cooled High Temperature Reactor	University of California, Berkeley	Соли фторидов	Проект	США	MSR
MSFR	Molten Salt Fast Reactors	CNRS	Расплавы солей	Концепт. проект	Франция	MSR
MSR-FUJI	Molten Salt Reactor-FUJI	International Thorium Molten-Salt Forum: ITMSF	Соли фторидов	Концепт. проект	Япония	MSR
MSTW	Molten Salt Thermal Wasteburner	Seaborg Technologies	Расплавы солей	Концепт. проект	Дания	MSR
SmAHTR	Small fluoride salt-cooled High Temperature Reactor	Oak Ridge National Laboratory	Соли фторидов	Проект	США	MSR
ThorCon	ThorCon	ThorCon US, Inc.	Расплавы солей	Детальный проект	США	MSR

Что касается долгосрочного развития проекта MSR (после 2025 или 2030 года), то потребуются расчетно-экспериментальные исследования для принятия решения о дальнейших разработках реакторной установки на основе расплавленных солей.

Таким образом, будет предпринят поэтапный процесс, состоящий из трех основных этапов.

- **Контур тестирования неактивных солей.** Эта пилотная установка будет направлена на наработку опыта эксплуатации при работе с большим количеством расплавленных солей: подготовка и управление солью, химический контроль, управление случайными утечками и замерзанием, валидация гидродинамических моделей, контрольно-измерительные приборы, испытания теплообменников и насосов, газообразные и летучие продукты деления и разделение частиц. Этот этап также будет использоваться для тестирования материалов.
- **Активный демонстрационный стенд.** На этом этапе, вероятно, потребуются три различных демонстрационных стенда, чтобы учесть специфику расплавленных солей, содержащих тяжелые металлы: небольшой стенд, нацеленный на изучение коррозии под температурным градиентом; другой небольшой стенд, демонстрирующий возможность контроля химического потенциала расплавленного солевого топлива; и третий, более крупный, посвященный изучению гидродинамики топливного контура для демонстрации безопасности.
- **Активный демонстрационный стенд с делящимся топливом.** Потребуется два реактора: первый, названный MONO, будет полномасштабным блоком с ограниченной мощностью (100 МВт), представляющий собой одну петлю более крупного реактора, и второй — мощностью 1000 МВт под названием DEMO, который будет иметь 16 циркуляционных контуров. Это позволит испытывать все конструкционные материалы в реальных условиях. DEMO будет иметь меньшую удельную мощность, чем коммерческий реактор, а более низкие максимальные температуры теплоносителя позволят использовать уже имеющиеся материалы на основе никеля.

Преимущества MSR:

- зона реактора в жидком агрегатном состоянии;
- безопасность благодаря пассивному охлаждению;
- первый и второй контур находятся при давлении чуть выше атмосферного;
- в качестве топлива используется уран, торий и плутоний, а также их оксиды;
- трансмутация минорных актинидов из ОЯТ LWR;
- перспективная система в качестве производства водорода и глубокой переработки угля.

Недостатки MSR:

- в первом контуре используется только LiF;
- 3 контура;
- в первом контуре образуются побочные продукты, которые должны удаляться из него по отдельной технологии;
- графит в качестве замедлителя, что создаст проблемы по его утилизации при выводе из эксплуатации.

Основными направлениями исследований, по данным Академии наук Китая, которая лидирует в мировых исследованиях и разработках по ним, являются подготовка топлива, материалы и надежность.

П2.5. Реактор на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем SFR

Реакторная установка SFR (**S**odium-cooled **F**ast **R**eactor) использует жидкий натрий в качестве теплоносителя реактора, что обеспечивает высокую плотность мощности при малом объеме теплоносителя при низком давлении. Технология основана на опыте работы с реакторами на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем в течение пяти десятилетий в восьми странах (примерно 390 реакторо-лет в общей сложности) и первоначально была основной технологией, представляющей интерес для GIF.

SFR использует обедненный уран в качестве топлива и имеет температуру теплоносителя 500–550 °C, что позволяет вырабатывать электроэнергию через второй натриевый контур, первый при этом находится под давлением близким к атмосферному (рис. П2.22).

Предлагается три варианта:

- модульный мощностью 50–150 МВт с актинидами, входящими в состав металлического топлива U-Pu, требующего электрометаллургической обработки (пирообработки), интегрированной в производство на месте;
- версия бассейнового типа мощностью 300–1500 МВт;
- контурный тип мощностью 600–1500 МВт с обычным МОКС-топливом, потенциально с незначительными актинидами.

GIF отмечает, что технология SFR «может быть развернута в самой ближайшей перспективе для управления актинидами».

В начале 2008 года США, Франция и Япония подписали соглашение о расширении сотрудничества в области разработки технологии быстрых реакторов с натриевым теплоносителем. Соглашение связано с их сотрудничеством в рамках Международной рамочной программы сотрудничества в области ядерной энергетики (IFNEC) (ранее Глобальное партнерство в об-

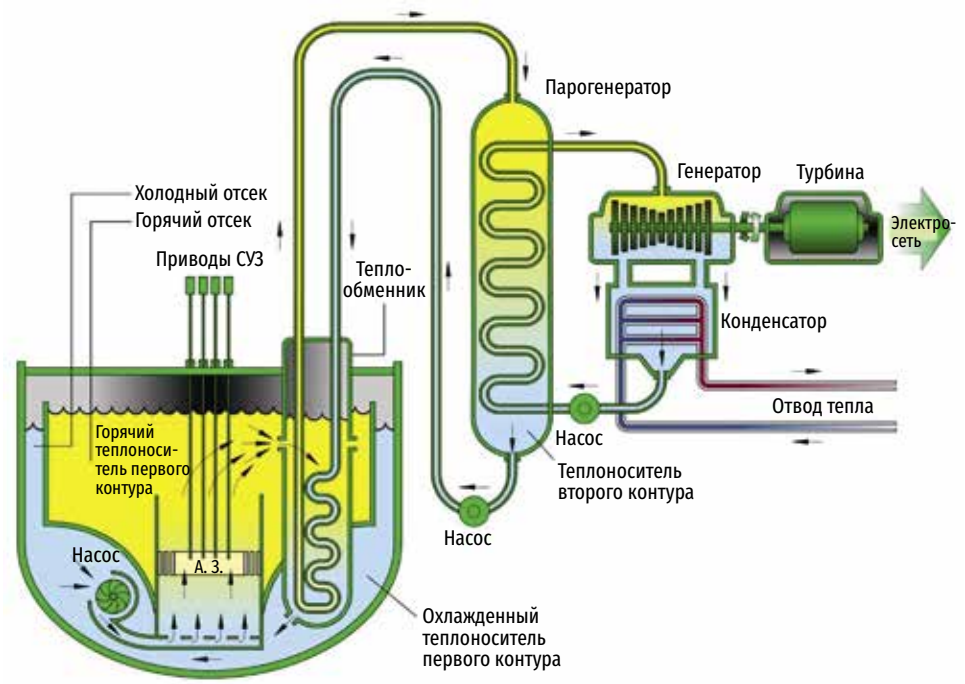


Рис. П2.22. Тепловая схема реактора на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем SFR

ласти ядерной энергии), направленным на замыкание ядерного топливного цикла за счет использования передовых технологий быстрых реакторов, и направлено на то, чтобы избежать дублирования усилий упомянутых государств.

Проекты реакторных установок SFR поколения IV представлены в табл. П2.11.

В мире, по состоянию на 2023 год, в эксплуатации находятся всего две коммерческие энергетические реакторные установки на быстрых нейтронах с жидкометаллическим натриевым теплоносителем: БН-600 и БН-800 (Белоярск, Россия; подключены к сети в 1980 и 2015 годах соответственно).

В мире также эксплуатируются исследовательские установки SFR:

- испытательный реактор на быстрых нейтронах (FBTR) — реактор-размножитель мощностью 13,2 МВт(э) (эксплуатируется с 1985 года, на проектной мощности с 2022 года), расположенный в Калпаккаме, Тамилнад, Индия;
- китайский экспериментальный быстрый реактор (CEFR) — первый в Китае реактор на быстрых нейтронах мощностью 20МВт (подключен к сети в 2011 году), расположенный за пределами Пекина в Китайском институте атомной энергии. CEFR был построен рос-

Таблица П2.11. Проекты реакторных установок SFR поколения IV

Обозначение	Наименование	Разработчик	Теплоноситель	Состояние	Страна	Тип
4S	Super-safe, small and simple	Toshiba Energy Systems & Solutions Corp.	Натрий	Детальный проект	Япония	SFR
ASTRID	Advanced Sodium Technological Reactor for Industrial Demonstration	CEA	Натрий	Проект	Франция	SFR
БН-1200	Быстрый натриевый-1200 МВт	АО «ОКБМ Африкантов»	Натрий	Проект	Россия	SFR
CFR-600	China Fast Reactor 600	China Institute of Atomic Energy	Натрий	Концепт. проект	Китай	SFR
FBR-1 & 2	Fast Breeder Reactors 1 & 2	IGCAR	Натрий	Проект	Индия	SFR
JSFR	Japan Sodium-cooled Fast Reactor	JAEA	Натрий	Проект	Япония	SFR
МБИР	Многозадачный быстрый исследовательский реактор	НИКИЭТ	Натрий	Сооружение	Россия	SFR
PGSFR	Prototype Gen-IV Sodium-cooled Fast Reactor	KAERI	Натрий	Концепт. проект	Республика Корея	SFR
PRISM	Power Reactor Innovative Small Reactor	GE-Hitachi	Натрий	Проект	США	SFR
TWR-P	Travelling Wave Reactor-Prototype	TerraPower	Натрий	Проект	США	SFR

сийскими разработчиками (ОКБМ Африкантов в сотрудничестве с ОКБ ГИДРОПРЕСС, НИКИЭТ и Курчатовским институтом).

В разной степени готовности в мире находятся несколько строящихся SFR:

- прототип реактора на быстрых нейтронах (PFBR) — реактор на быстрых нейтронах с натриевым охлаждением мощностью 500 МВт. 4 марта 2024 года завершено строительство в Коккиламеду, недалеко от Калпаккама, в штате Тамилнад, Индия, Центр атомных исследований имени Индиры Ганди (IGCAR). 31 июля 2024 года Совет по регулированию атомной энергетики (AERB) Индии одобрил загрузку ядерного топлива и запуск цепной реакции. Ожидается, что реактор будет введен в эксплуатацию к концу 2025 года;
- пилотный проект реакторов CFR-600 (мощность реактора 642 МВт электрических) — ядерный реактор на быстрых нейтронах с натриевым охлаждением, строятся два блока в уезде Сяпу, провинция Фуцзянь, Китай, на острове Чанбяо. Это демонстрационный проект поколения IV от Китайской национальной ядерной корпорации (CNNC). Строительство началось в конце 2017 года. Ожидается, что эти реакторы будут подключены к электросети в 2026 году. Топливо поставляет АО «ТВЭЛ» (дочерняя компания ГК «Росатом») в соответствии с соглашением, подписанным в 2019 году.

Некоторые проекты SFR не получили дальнейшего развития. Например, французско-японский проект SFR ASTRID, который возглавлялся французским CEA, включал в себя EDF и Areva, Toshiba и др. и был поддержан французским государственным кредитом в размере 651 миллиона евро. Программа ASTRID SFR была основана на 45-летнем опыте эксплуатации реакторов во Франции, реактор должен был иметь мощность от 400 до 600 МВт. Ожидалось, что он будет построен в Маркуле, Франция, и в 2025 году блок будет подключен к сети. Проект был отменен в 2019 году.

Евратом, Китай, Франция, Япония, Корея и США подписали системные договоренности для SFR в рамках рамочного соглашения, а в 2011 году к ним присоединилась Россия. В систему проектов SFR входит несколько проектных направлений:

- безопасность и управление;
- усовершенствование топлива;
- международная демонстрация глобального цикла актинидов (GACID);
- проектирование компонентов и балансировка мощности установки;
- системная интеграция и оценка.

Основными направлениями исследований по данному направлению реакторов, по мнению Академии наук Китая, являются топливо и передовые варианты переработки отработавшего ядерного топлива.

П2.5.1. Усовершенствованный натриевый технологический реактор для промышленной демонстрации ASTRID

Усовершенствованный натриевый технологический реактор для промышленной демонстрации ASTRID (**A**dvanced **S**odium **T**echnological **R**eactor for **I**ndustrial **D**emonstration) представляет собой проект реактора на быстрых нейтронах с натриевым охлаждением мощностью 600 МВт (рис. П2.23), предложенный Комиссариатом атомной энергетики (CEA).

В проекте участвовали европейские и японские компании, в их число входили Electricité de France, Areva, Alstom Power Systems, Comex Nucléaire, Jacobs France, Toshiba и Bouygues Construction. Программа ASTRID была основана на 45-летнем опыте эксплуатации французских быстрых реакторов Rapsodie, Phénix и Superphénix (закрыты в 1983, 2009 и 1998 годах соответственно).

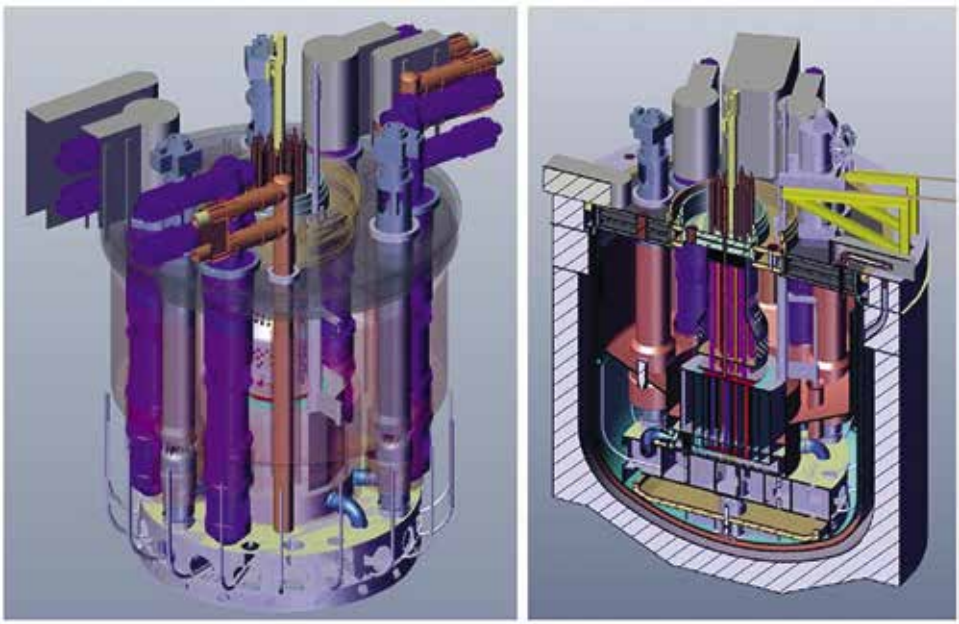


Рис. П2.23. Общий вид конструкции реактора ASTRID

Реактор ASTRID проектировался как реактор бассейнового типа с коническим внутренним корпусом со встроенной ловушкой расплава активной зоны. Три насоса первого контура предназначены для циркуляции натрия из холодной камеры в диафрагму, чтобы обеспечить поток натрия в активную зону.

Четыре промежуточных теплообменника eXchanger (IHX) используются для передачи тепла, возникающего в результате деления ядерного топлива,

от первого контура натрия к второму контуру натрия, который, в свою очередь, связан с четырьмя газотурбинными контурами. Что касается системы отвода тепла, предназначенной для отвода тепловой энергии в случае потери нормальных источников питания (IHX и вторичный контур), то были спроектированы четыре диверсифицированных внутрикорпусных контура отвода тепла (два пассивных и два активных) и один контур в бассейне реактора (рис. П2.24).

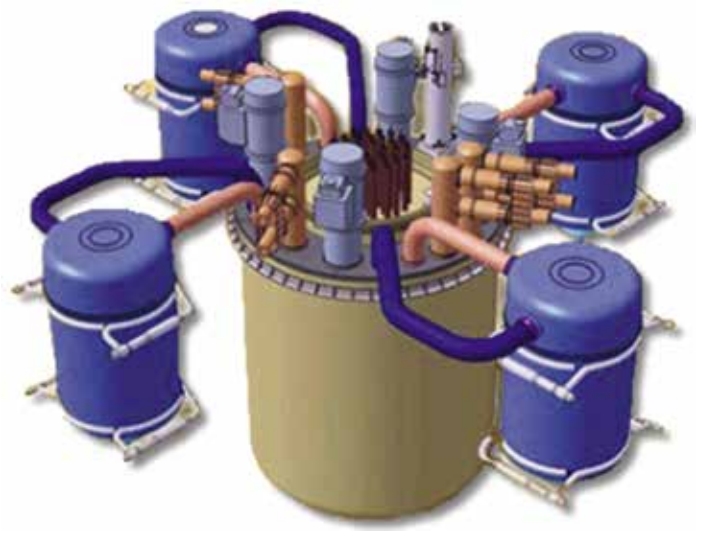


Рис. П2.24. Компоновка теплообменников eXchanger (IHX) второго контура реактора ASTRID

Второй контур с натрием передает тепловую энергию от первого контура к системе преобразования энергии (планировалось реализовать цикл Брайтона).

Предполагалось, что это будет промышленный прототип мощностью 600 МВт, подключенный к сети. Он должен был быть построен к 2025 году на ядерной площадке Маркуль во Франции. Коммерческую эксплуатацию серии SFR реакторов мощностью 1500 МВт планировалось развернуть к 2050 году.

В ноябре 2018 года Франция проинформировала Японию о прекращении совместной разработки. В августе 2019 года Франция вообще отменила ASTRID и все направление разработки SFR ввиду того, что перспектива промышленного развития реакторов четвертого поколения не планируется ранее второй половины текущего столетия. На проект было потрачено около 735 млн евро.

П2.5.2. Прототип реактора-размножителя на быстрых нейтронах PFBR

Прототип реактора-размножителя на быстрых нейтронах PFBR (**P**rototype **F**ast **B**reeder **R**eactor) представляет собой реактор-размножитель мощностью 500 МВт, охлаждаемый натрием, бассейнового типа, на смешанном оксидном топливе (МОКС) с двумя вторичными контурами. Продольный разрез PFBR представлен на рис. П2.25.

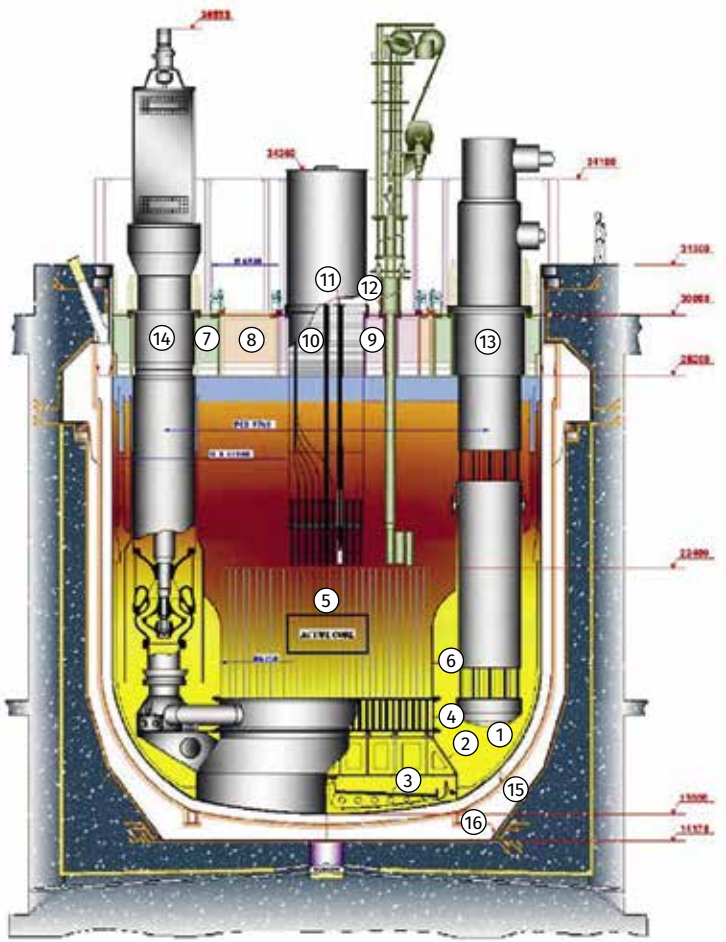


Рис. П2.25. Продольный разрез корпуса PFBR.
1 – главный корпус; 2 – опора активной зоны; 3 – ловушка расплава; 4 – нижняя плита (grid plate); 5 – активная зона; 6 – внутренний корпус; 7 – верхняя неподвижная защита; 8 – большая поворотная пробка; 9 – малая поворотная пробка; 10 – контрольная пробка; 11 – система управления и защиты; 12 – перегрузочная машина; 13 – промежуточный теплообменник; 14 – главный циркуляционный насос; 15 – страховочный корпус; 16 – шахта реактора

Разработчиками PFBR была выбрана компоновка реакторной установки бассейнового типа исходя из преимуществ этого типа: высокой тепловой инерции большой массы натрия в бассейне, локализации всей радиоактивности в одном сосуде, надежный отвод тепла с помощью независимых разделенных натриевых контуров.

При эксплуатации PFBR будет использоваться уран-плутониевое МОХ-топливо, тепловая мощность реактора составит 1250 МВт, а электрическая — 500/470 МВт (брутто/нетто). Таким образом, КПД энергоблока будет на уровне 40%. Основные характеристики PFBR приведены в табл. П2.12.

Таблица П2.12. Проекты реакторных установок SFR поколения IV

Теплоноситель реактора	Натрий жидкометаллический
Тепловая мощность, МВт	1253
Электрическая мощность (брутто), МВт	500
Топливо	$PuO_2 – UO_2$, МОХ
Высота активной зоны, м	1
Число ТВС	181
Число твэл в ТВС	217
Диаметр твэл ТВС, мм	6,6
Пиковое выгорание топлива, ГВт/т	100
Максимальная линейная мощность твэл, кВт/м	45
Температура натрия на входе/выходе активной зоны, К	670/820
Состояние пара на выходе в ТА, К	763 (при 16,7 МПа)
Системы остановки реактора	2
Системы отвода тепла	2
Ресурс реактора, лет	40

Была выбрана двухконтурная схема с двумя насосами первого контура, четырьмя промежуточными теплообменниками (IHX), двумя насосами второго контура и восемью парогенераторами (SG).

Активная зона реактора PFBR состоит из 1758 ячеек, расположенных в шестиугольной решетке. Из них 181 ТВС образует активную зону. В активной зоне есть две области обогащения. Имеется 2 ряда радиальных ячеек бланкета и 12 поглощающих стержней, состоящих из 9 регулирующих и аварийных стержней СУЗ (CSR) и 3 различных аварийных стержней (DSR),

расположенных в двух кольцах. Обе системы рассчитаны на остановку реактора менее чем за 1 с.

Реактор имеет, помимо основного корпуса, два встроенных корпуса — защитный и внутренний. Основная функция защитного корпуса заключается в обеспечении целостности бассейна натрия. Нижняя плита определяет расположение основных узлов сборки. Она также образует входную камеру для распределения потока охлаждающей жидкости от насосов к активной зоне. Сама решетчатая плита опирается на опорную конструкцию активной зоны, которая приварена к днищу основного корпуса. Эта конструкция вместе с внутренним корпусом также выступает в качестве барьера между горячим и холодным бассейнами натрия в случае утечки из основного сосуда, ограничивает падение уровня натрия и поддерживает его выше входных окон IHX, обеспечивая непрерывное охлаждение активной зоны в случае утечки. Промежуток между основным и защитным корпусом заполнен азотом. Зазор между корпусами составляет 300 мм, что позволяет проводить роботизированный визуальный и ультразвуковой контроль корпусов.

Основная функция внутреннего сосуда заключается в разделении горячих и холодных бассейнов с натрием. Нижняя часть внутреннего сосуда окружает активную зону. Он имеет проходки для насосов IHX и первичного натрия.

Система теплообмена состоит из первого контура с натрием, второго с натрием и третьего пароводяного контура. Отвод тепла от активной зоны обеспечивается двумя насосами, которые нагнетают натрий из холодного бассейна через активную зону. Горячий натрий после активной зоны протекает через теплообменник IHX, передает свое тепло второму контуру и возвращается в холодный бассейн на дне корпуса, замыкая контур потока.

Пароводяная система использует цикл нагрева и регенерации с использованием острого пара для повторного нагрева. Рабочие параметры перегретого пара на входе в турбину составляют 16,7 МПа, 763 К и 1805 т/ч, разогретого пара — 3 МПа, 613 К и 1706 т/ч.

П2.5.3. Китайский реактор на быстрых нейтронах CFR-600

Основываясь на опыте конструирования и эксплуатации CEFR (**C**hina **E**xperimental **F**ast **R**eactor) разработки ОКБМ им. Африкантова (Россия), был создан новый китайский реактор на быстрых нейтронах CFR-600 (**C**hina **F**ast **R**eactor-600), представляющий собой второй этап развития быстрых реакторов в Китае. CFR-600 — быстрый реактор бассейнового типа с натриевым теплоносителем, тепловой мощностью 1500 МВт и электрической мощностью 642 МВт.

CFR-600 конструктивно является прототипом реактора с трехконтурной конфигурацией теплоносителя. Давление в корпусе первого контура — 0,054 МПа. Температура на входе в активную зону составляет около 380 °C,

а температура активной зоны на выходе — около 550 °С. Проектная цель по тепловому КПД составляет 40%.

CFR-600 предусматривает использование двух типов топлива: UO_2 и МОКС (МОХ). Собственно, топливо UO_2 будет загружаться первым, а затем заменяться МОКС-топливом вместе с развитием технологии МОКС. Способность к воспроизводству топлива является важной характеристикой CFR-600 с целевым коэффициентом размножения 1,2.

На этапе предварительного концептуального проектирования подробно изучены ключевые параметры, связанные с коэффициентом размножения, включая диаметр твэла, конструкцию осевой опорной демпфирующей подушки, расположение активной зоны и т.д. В то же время исследована еще одна важная особенность CFR-600 – пустотный эффект жидкометаллического натрия как теплоносителя.

Активная зона CFR-600 разделена на три топливных области. Максимальный уровень выгорания составляет около 100 МВт сут/кг. CFR-600 также оснащен пассивной системой аварийного отключения.

Основной и защитный корпус реактора такие же, как и в CEFR. Кроме того, предусмотрена защитная оболочка для реактора CFR-600. Для обеспечения глубокоэшелонированной защиты от плавления активной зоны, вызванного непроектными авариями, CFR-600 оснащен ловушкой расплава кориума, которая будет удерживать расплавляемый материал в подкритическом состоянии и обеспечивать долгосрочное охлаждение. Для отвода остаточного тепла после аварий спроектирована и оборудована пассивная система отвода тепла.

Предварительное концептуальное проектирование CFR-600 началось в 2012 году. Технологическое проектирование завершено в 2014 году. Строительство ведется с 2017 года.

П2.5.4. Реактор на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем БН-800

История реакторов на быстрых нейтронах в СССР берет начало в 1955 году, когда в Лаборатории «В» под руководством А.И. Лейпунского был запущен первый в нашей стране экспериментальный реактор на быстрых нейтронах БР-1 (реактор нулевой мощности на металлическом плутонии), затем в 1956 году был запущен БР-2 тепловой мощностью 100 кВт, в качестве охлаждающей жидкости реактора использовалась ртуть.

Освоение практических технологий реакторов на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем (реактор БН – быстрый натриевый) началось в 1959 году с пуском экспериментальных реакторов БР-5/10. На месте выведенного из эксплуатации и демонтированного БР-2 в 1959 году был сдан в эксплуатацию первый в Европе многоцелевой исследовательский экспериментальный реактор БР-5 с натриевым теплоносителем (натрий-калий), в качестве

топлива был выбран диоксид плутония. Его теплофизические параметры были приближены к будущим промышленным быстрым реакторам, то есть плотность тепловыделения в активной зоне составляла около 500 кВт на литр, а температура теплоносителя — в пределах 450–500 °С. Расчетная мощность нового реактора, исходя из необходимости вписаться в существующие габариты реакторной защиты и помещения, была ограничена 5 МВт. После повышения мощности до 10 МВт (тепловых) и замены во втором контуре реактора теплоносителя натрий-калий на натриевый теплоноситель (1971) он получил наименование БР-10 и проработал вплоть до останова в 2002 году.

Опыт работы этого реактора, стендов и установок Физико-энергетического института им. А.И. Лейпунского был положен в основу проектов более мощного экспериментального реактора БОР-60 (1969) и энергетических реакторов БН-350 (1973), БН-600 (1980) и БН-800 (2015).

В проекте БН-800 в основном были сохранены принципиальные решения БН-600, а наибольшие изменения коснулись второго и третьего контуров, включая парогенераторы, натриевые насосы, пароэнергетическую часть (рис. П2.26).

Так, увеличение мощности реализовалось в габаритах корпуса реактора БН-600 за счет увеличения размеров активной зоны и выявленных резервов в поверхности теплопередачи промежуточного теплообменника. Активная зона реактора отличается бóльшим количеством ТВС (516 шт.), бóльшей высотой (1 м) и использованием трехзонного профилирования поля энерговыделения по радиусу.

Оригинально решена проблема натриевого пустотного эффекта реактивности (НПЭР) — его значительной положительной величины при уходе натрия из активной зоны. Выход из создавшегося положения был найден специалистами ФЭИ, которые предложили ввести специальную «натриевую» полость в тепловыделяющую сборку активной зоны за счет удаления верхнего торцевого экрана. Для защиты механизмов, расположенных в поворотных пробках, от нейтронного излучения над натриевой полостью в ТВС помещается верхняя защита из карбида бора. В случае закипания натрия в активной зоне резко возрастает утечка нейтронов через натриевую полость, приводя к вводу отрицательной реактивности, доводя НПЭР до нулевого значения. В обоснование этого проектного решения были проведены многочисленные исследования, включая расчеты и эксперименты на критических сборках.

Кроме того, была изменена конструкционная сталь парогенераторов, использована одна турбина, система аварийной защиты получила две независимых подсистемы отвода тепла на разных принципах действия и дополнительные стержни аварийной защиты, действие которых основано на пассивных принципах: при нормальной эксплуатации эти стержни находятся во «взвешенном» состоянии над активной зоной за счет напора циркулирующего натрия, при снижении расхода натрия ниже 50% они «сваливаются» в активную зону и останавливают цепную реакцию.

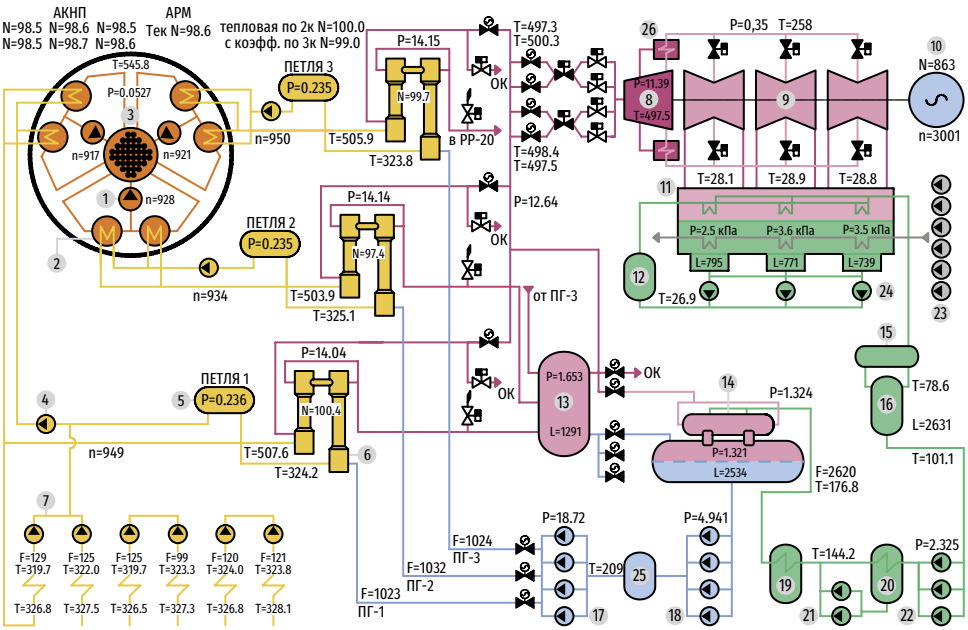


Рис. П2.26. Принципиальная тепловая схема и основное оборудование реакторной установки БН-800.

1 – ГЦН первого контура; 2 – промежуточный теплообменник; 3 – тепловыделяющие сборки; 4 – ГЦН второго контура; 5 – ББН; 6 – парогенератор; 7 – воздушный теплообменник САРХ; 8 – ЦВД турбины; 9 – ЦНД турбины; 10 – генератор; 11 – конденсатор; 12 – БОУ; 13 – РР-20; 14 – деаэратор Д-13; 15 – подогреватель низкого давления ПНД-2; 16 – подогреватель низкого давления ПНД-3; 17 – питательные электронасосы ПЭН-2; 18 – питательные электронасосы ПЭН-1; 19 – подогреватель низкого давления ПНД-5; 20 – подогреватель низкого давления ПНД-4; 21 – СН ПНД-4; 22 – конденсатные насосы 2 подъема КЭН-2; 23 – циркуляционные насосы ЦН; 24 – конденсатные насосы 1 подъема КЭН-1; 25 – ПВД; 26 – СПП

Ниже активной зоны предусмотрен жаростойкий поддон, предназначенный для сбора и охлаждения фрагментов активной зоны в случае аварии (ловушка расплава).

В окончательном варианте энергоблока с реактором БН-800 была принята тепловая мощность 2100 МВт, а электрическая — 880 МВт. Внутренний диаметр корпуса реактора составил 12,9 м при высоте 15 м. Корпус реактора представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд с конусной крышкой и эллиптическим днищем с опорным кольцом. Температура теплоносителя на входе в активную зону — 354 °С, а на выходе — 547 °С. Плановый коэффициент использования установленной мощности реактора составил 85%.

Реактор имеет интегральную компоновку оборудования первого контура, при которой активная зона и зона воспроизводства с системой организации теплосъема, органы управления реактивностью, главные циркуляционные насосы, радиационная защита, поворотные пробки, механизм перегрузки,



Рис. П2.27. Основные внутриреакторные элементы реактора БН-800

элеваторы загрузки и выгрузки, внутриреакторные устройства временного хранения топлива, подвески ионизационных камер и теплоноситель первого контура размещены внутри корпуса реактора (рис. П2.27).

Циркуляция теплоносителя в первом контуре организована следующим образом. «Горячий» натрий, нагретый в реакторе до температуры 547 °С, поступает в общую сливную полость над активной зоной, откуда через проходы в радиационной защите, окружающей центральную часть реактора, самотеком подается к шести промежуточным теплообменникам. Через окна в опорных стаканах ПТО (промежуточные теплообменники) и в их профилирующих обечайках натрий поступает в верхние части трубных пучков теплообменников, проходит по их межтрубному пространству, отдавая свое тепло натрию второго контура, проходящему противотоком внутри трубок теплообменников, и охлажденный до температуры 354 °С выходит через нижние окна профилирующих обечаек в три сливные камеры, образованные конструкцией опорного пояса. Каждая камера объединяет сливающийся из двух теплообменников натрий. В каждую сливную камеру погружен один из трех ГЦН, которые подают натрий по напорным трубопроводам

в напорную камеру реактора, где он при помощи дроссельных устройств распределяется по сборкам активной зоны.

Часть натрия из напорной камеры идет на охлаждение корпуса реактора и внешней обечайки тепловой защиты, после чего, минуя промежуточные теплообменники, поступает во всасывающие полости ГЦН.

Активная зона реактора БН-800 состоит из 1233 ячеек (2 из них без установленной сборки, предназначены для перегрузки гильз). Количество сборок (ТВС, РО СУЗ, гильз СУЗ) составляет 1261 штуку. Активная зона реактора и боковая зона воспроизводства собираются из шестигранных ТВС размером «под ключ» 96 мм. Снизу столба топлива в твэлах располагается нижний торцевой поглощающий экран с обедненной двуокисью урана.

Таблица П2.13. Основные технические характеристики РУ БН-800

Тепловая мощность, МВт, не более	2100
Параметры первого контура: • температура натрия на входе в реактор, °С • температура натрия на выходе из реактора, °С • расход натрия через ПТО по контуру, кг/с, не менее • давление в газовой полости реактора (изб.), МПа • объем натрия в контуре, $м^3$	 354 547 8550 0,054 1000
Кампания ТВС активной зоны, эфф.сут	465
Интервал между перегрузками сборок активной зоны, эфф.сут	155
Количество перегрузок в год	2
Максимальная глубина выгорания топлива в ТВС активной зоны реактора, %	11,5
Среднее содержание оксида плутония в оксидах смешанного уран-плутониевого топлива, %	19,4
Среднее выгорание топлива, МВт-сут/кг	63
Вид воспроизводящего материала	Обедненный UO_2

Для оптимального распределения энерговыделения и повреждающей дозы по радиусу активной зоны реактора применяется ее физическое профилирование. В реакторе используется три типа тепловыделяющих сборок (ТВС ЗМО, ТВС ЗСО и ТВС ЗБО), содержащие урановое или уран-плутониевое оксидное топливо разного обогащения и воспроизводящего материала.

В декабре 2015 года энергоблок № 4 Белоярской АЭС с реактором БН-800 был включен в сеть и выработал первую электроэнергию в энергосистему Урала. Энергопуск реактора завершился в феврале 2016 года после

выполнения всех предусмотренных программой испытаний. Испытания завершились в августе 2016 года и в октябре 2016 года энергоблок был введен в промышленную эксплуатацию, став крупнейшим в мире энергоблоком с реактором на быстрых нейтронах.

Одно из направлений развития реакторных технологий, которыми занимается Госкорпорация «Росатом», — это большие реакторы с натриевым теплоносителем. Параллельно сооружению и вводу в эксплуатацию БН-800 ведутся работы по разработке проекта энергоблоков повышенной мощности БН-1200 и БН-1200М.

Они создаются на базе опыта, накопленного за много десятилетий создания и работы быстрых реакторов. В проектах новых установок используются технические решения, зарекомендовавшие себя при эксплуатации энергоблоков с реакторами БН-600 и БН-800.

Цель проекта БН-1200 — создание серийного коммерческого энергоблока с быстрым натриевым реактором, предназначенного для работы в ЗЯТЦ, сопоставимого по технико-экономическим показателям с лучшими традиционными и возобновляемыми источниками электрогенерации.

Проект БН-1200 — основа создания серийных быстрых натриевых реакторов. Разработан технический проект РУ серийного энергоблока, по безопасности соответствующего требованиям GIF Generation IV. При со-

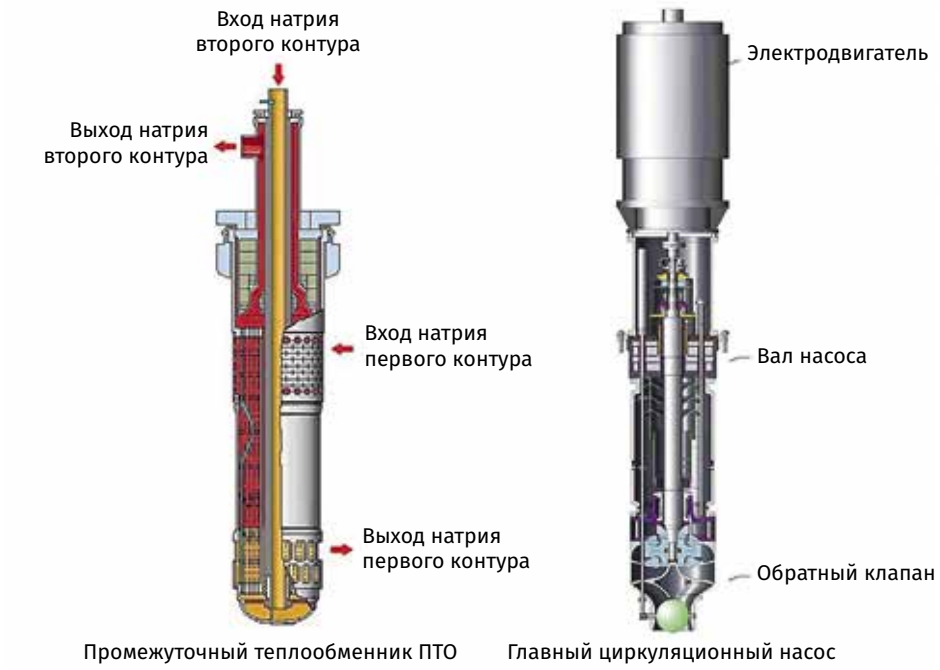


Рис. П2.28. Конструкция промежуточного теплообменника и главного циркуляционного насоса реактора БН-800

хранении базовых технических решений, апробированных в проектах БН-600 и БН-800, в этом проекте за счет ряда новых решений обеспечены требуемые технико-экономические характеристики и дополнительно повышена безопасность при обеспечении конкурентоспособности с различными видами энергогенерации.

В АО «ОКБМ им. И.И. Африкантова» разработан детальный технический проект реактора БН-1200М. Как следует из названия, это модернизированный реактор на быстрых нейтронах электрической мощностью 1200 МВт. Его тепловая мощность — 2800 МВт. Теплоноситель — натрий. Предусмотрено четырехпетлевое исполнение с симметричным исполнением петель. Для использования в активной зоне БН-1200М рассматриваются оксидное и нитридное топливо. Приоритетным вариантом считается плотное смешанное уран-плутониевое нитридное топливо.

В табл. П2.14 представлены сравнительные характеристики РУ БН-800 и БН-1200/БН-1200М.

Таблица П2.14. Сравнительные параметры реакторов БН-800 и БН поколения IV

Параметр	БН-800	БН-1200	БН-1200М
Мощность, МВт(т)/ МВт(э)	2100/885	2800/1220	
Реактор	Оборудование и трубопроводы системы очистки натрия первого контура вне бака реактора	Полное интегрирование в бак реактора оборудования и систем, содержащих радиоактивный натрий	
Количество петель второго контура	3	4 (идентичные)	
Количество петель САОТ	3 (подключены ко 2 контуру)	4 (подключены к 1 контуру)	
Количество ПТО	2 на петлю	1 на петлю	
Количество модулей ПГ	60 (30 испарительных и 30 пароперегревательных)	8	
ГЦН-2	Со свободным уровнем натрия		Герметичный, размещен на ПТО
Масса, т	6017,9	6298,4	5487,3

Окончание табл. П2.14

Параметр	**БН-800**	**БН-1200**	**БН-1200М**
Назначенный срок службы незаменяемого оборудования, лет	45	60	
КПД АЭС (брутто/нетто), %	41,9/38,8	43,6/40,5	
КИУМ, отн. ед.	0,85	0,9	
Компоновка	Интегральная	Интегральная	Интегральная
Вид топлива	Двуокись урана и плутония ($UPuO_2$) (БН-800 полностью перешел на МОКС-топливо в 2022 году)	Двуокись урана и плутония ($UPuO_2$)	Двуокись урана и плутония/нитрид урана и плутония ($UPuO_2$/UPuN)
Коэффициент воспроизводства	0,85 (плутониевый коэффициент)	1,0	1,2-1,4
Температура теплоносителя по первому контуру на входе/выходе ПТО, °С	535/368	547/354	550/410
Температура теплоносителя по второму контуру на входе/выходе ПГ, °С	505/318	505/309	527/355
Параметры третьего контура:			
температура острого пара, °С	505	490	510
давление острого пара, МПа	14	14	17
температура питательной воды, °С	240	210	275

Детальная проработка схемно-компоновочных и архитектурно-строительных решений и оптимизация генерального плана (рис. П2.29) привели к сокращению строительных объемов — площадь застройки БН-1200М сократилась в 1,8 и 1,6 раза, удельный объем — в 2,2 и 1,4 раза по отношению к БН-800 и БН-1200.

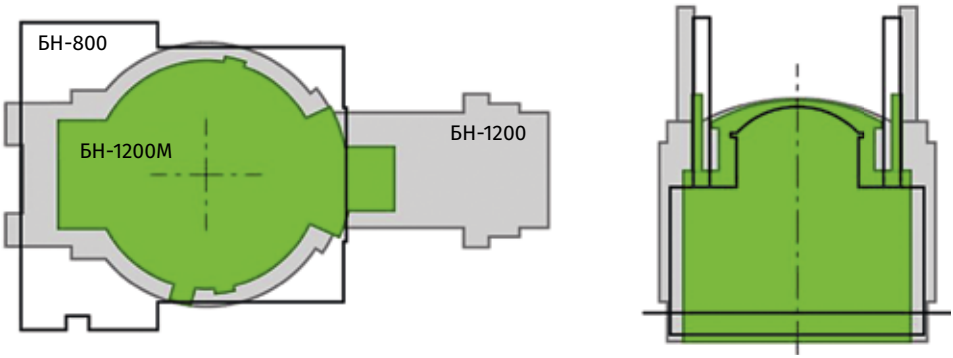


Рис. П2.29. Сравнение габаритных компоновок блоков БН-800, 1200 и 1200М

В июле 2025 года дан старт работам подготовительного этапа строительства энергоблока № 5 на Белоярской АЭС — первого серийного блока с реактором IV поколения БН-1200М.

Задача на 2026 год — получить лицензию на сооружение БН-1200М. На 2027 год запланирована заливка первого бетона, к 2030 году должно быть завершено сооружение строительных конструкций, изготовление и поставка оборудования длительного цикла изготовления. План до 2035 года — получить лицензию на эксплуатацию, физический и энергетический пуски и ввести блок в эксплуатацию.

П2.6. Сверхкритический водоохлаждаемый реактор SCWR

Сверхкритические жидкости — это жидкости, находящиеся выше термодинамической критической точки, определяемой как самая высокая температура и давление, при которых газ и жидкость могут сосуществовать в равновесии.

Сверхкритический водоохлаждаемый реактор очень высокого давления, который работает выше термодинамической критической точки воды (374 °C, 22 МПа — сверхкритические параметры), обеспечивает тепловой КПД примерно на треть выше, чем у современных легководных реакторов. Сверхкритическая вода (25 МПа и 510–550 °C), как промежуточная двухфазная среда, приводит в движение турбину напрямую, без какого-ли-

бо вторичного парового контура, что упрощает всю реакторную установку (рис. П2.30). Пассивные функции безопасности аналогичны функциям реакторов с кипящей водой.

В настоящее время в различных странах (Россия, США, Япония, Германия, Канада, Китай и др.) разработаны или разрабатываются концептуальные проекты водоохлаждаемого реактора со сверхкритическими параметрами (SCWR). Сравнительные характеристики зарубежных реакторов с СКП представлены в табл. П2.15.

Предлагается упрощение схемы энергоблока и его оборудования путем перехода на одноконтурную схему циркуляции теплоносителя со снижением капитальных затрат и эксплуатационных расходов. При указанном подходе и температуре теплоносителя на выходе из реактора 500–625 °C

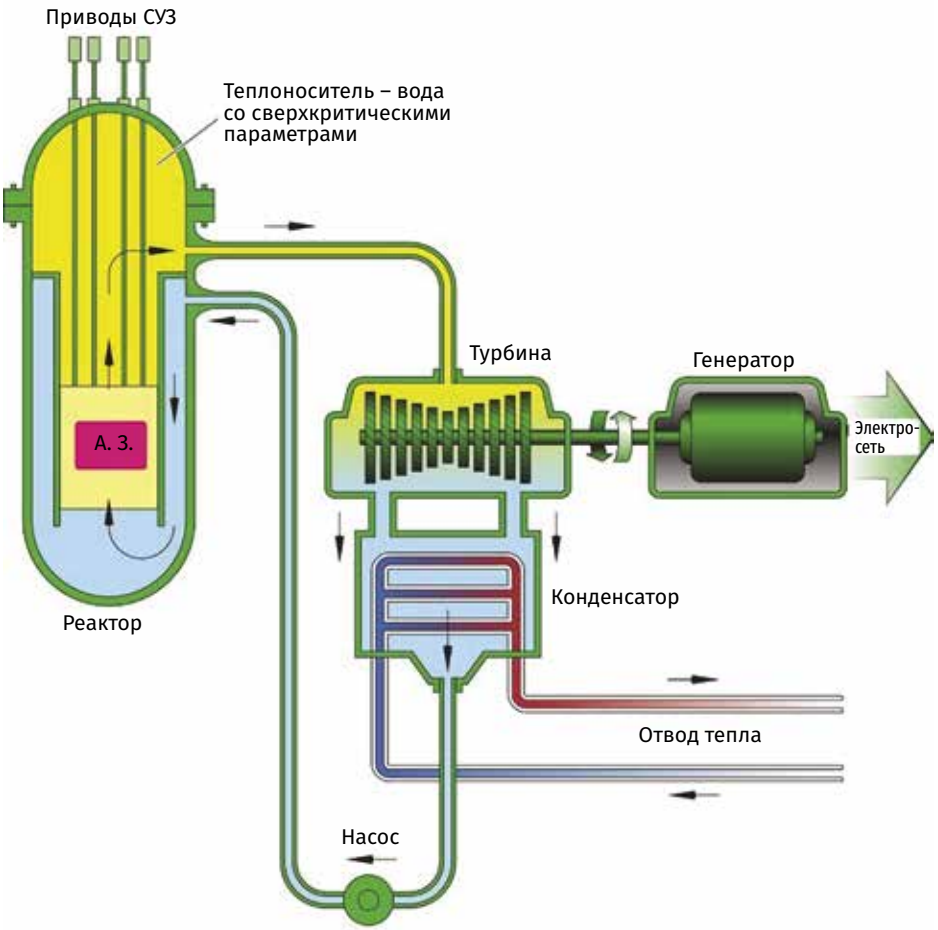


Рис. П2.30. Сверхкритический водоохлаждаемый реактор SCWR (SuperCritical Water-cooled Reactor)

Таблица П2.15. Характеристики зарубежных проектов водоохлаждаемых реакторов с СКП

Характеристика	SCWR- R, Корея	SCLWR, Япония	SCWR INEEL, США	Ultra-CANDU +, Canadian SCWR, Канада	HPLWR, Европа	China CSR- 1000, Китай	SCFR, Япония
Тепловая мощность, МВт	3989 (3846)	2273 (2740)	3570 (3575)	2540	2188 2300*	2284	3832 (3893)
Электрическая мощность, МВт	1739 (1700)	950 (1217)	1600	1220 (1140)	1000	1000	1698 (1728)
КПД, %	43,7 (44)	42 (44,4)	44,8	48 (45)	44 43,5*	43	44,3 (44,4)
Температура питательной воды, °С	350 (280)	280	280	350	280	280	280
Температура острого пара, °С	510 (508)	508	500	625	508 (500)*	500	523 (526)
Давление острого пара, МПа	25	25	25	25	25	25	25
Спектр нейтронов	Т	Т	Т	Т	Т	Т	Б
Расход питательной воды, кг/с	2518 (1862)	1816 (1342)	1843	1312 (1320)	1113 (1160)	1177	1897 (1694)

Примечание: Т — тепловой спектр нейтронов; Б — быстрый спектр нейтронов; в скобках данные [12]; срок эксплуатации предусматривается от 60 до 75 лет (Canadian SCWR).

снижение капитальных затрат на строительство энергоблоков с электрической мощностью 1000–1200 МВт оценивается 20–40%. Рассматриваются реакторы с тепловым и быстрым, а также со смешанным спектром (быстрорезонансным спектром) нейтронов в активной зоне с различными схемами циркуляции теплоносителя.

Топливом является оксид урана, обогащенный в случае варианта с открытым топливным циклом. Активная зона может использовать спектр тепловых (эпитепловых) нейтронов с теплоносителем в виде легкой или тяжелой воды или быть быстрым реактором с полной рециркуляцией актинидов на основе традиционной переработки. Это связано с тем, что SCWR опирается как на большой опыт BWR, так и на опыт электростанций, работающих на ископаемом топливе при сверхкритических параметрах среды.

Первостепенное значение при этом имеет обеспечение безопасности атомных электростанций.

Японские исследования конструкции реактора высокого давления подтвердили целевой тепловой КПД в 44% при температуре активной зоны на выходе 500 °C и оценивают потенциальное снижение стоимости на 30% по сравнению с существующими PWR. Ожидается, что характеристики безопасности будут аналогичны ABWR. Канада разрабатывает конструкцию реактора типа тепловой трубы с теплоносителем в виде тяжелой воды.

Евратом, Канада и Япония подписали системные договоренности по SCWR в рамках Рамочного соглашения, в 2011 году к ним присоединилась Россия, а в 2014 году – Китай. В настоящее время ожидаются договоренности по проекту в области теплогидравлики и безопасности. Предварительные концептуальные проекты SCWR включают CANDU (Канада), LWR (Евратом) и быстрые нейтроны (Япония).

Данное направление формируется на основе опыта тепловой энергетики и создания реакторных установок с внутриреакторным («ядерным») перегревом пара. Эксплуатировались следующие реакторные установки с «ядерным» перегревом пара: BORAX–V, BONUS и Pathfinder в США; АМБ-100 и АМБ-200 Белоярской АЭС в России. Давление в этих реакторах было ниже критического ($P<P_{крит}$=22,1 МПа), а температура перегретого пара была выше критической температуры ($T>T_{крит}$=374 °C).

С кипением теплоносителя и с последующим перегревом пара проектировался действующий реактор ВК-50 (пуск в 1965 г., Димитровград, Россия). При эксплуатации этих установок с параметрами пара $P<P_{крит}$ и $T>T_{крит}$ была сложна реализация технологического процесса с фазовым переходом и перегревом пара с достижением закритической температуры, что не позволило рекомендовать полученный опыт для широкого практического внедрения. Поэтому реактор ВК-50 эксплуатируется только как кипящий корпусной реактор, планируемый при разработке проекта перегрев пара в активной зоне не был реализован.

Повышение давления с докритического до сверхкритического исключает фазовый переход. Как следствие, а также с учетом положительного опыта применения сверхкритических параметров в тепловой энергетике, целесообразна переоценка перспективности данного направления в ядерной энергетике с новыми параметрами пара — $P>P_{крит}$ и $T>T_{крит}$.

Основными направлениями исследований, по данным Академии наук Китая, являются конструкционные материалы и теплогидравлика.

Преимущества:

- увеличение коэффициента воспроизводства топлива;
- снижение расхода природного урана;
- использование в замкнутом топливном цикле;
- применение одноконтурной схемы реакторной установки;
- использование апробированных решений РУ;
- использование опыта установок со сверхкритическим давлением воды в тепловой энергетике;
- использование опыта применения ядерного перегрева пара на прототипах;
- высокая тепловая экономичность и эффективность (КПД до 50%); снижение электрической мощности, затрачиваемой на собственные нужды; эффективное использование ядерного топлива и др.);
- возможность упрощения схемы энергоблока и его оборудования, то есть снижение капитальных затрат и эксплуатационных расходов;
- проектная «гибкость» (flexibility), под которой понимается применение в проектах SCWR как теплового, так и быстрого спектров нейтронов, а также возможность применения когенерационных технологий (производство электроэнергии и тепла).

Недостатки:

- турбина, как и в кипящем реакторе, является частью радиоактивного контура;
- высокое давление в контуре предъявляет высокие требования к конструкционным материалам.

П2.6.1. Сверхкритический водоохлаждаемый реактор SCWR INEEL (SCWR-US)

В США работы по SCWR в рамках «Generation IV» проводились под научным руководством INEEL (Idaho National Engineering and Environmental Laboratory — Национальная инженерная и экологическая лаборатория Айдахо) с определенной целью — снижение капитальных и эксплуатационных затрат будущих энергоблоков. В разработке концепции участвовали специалисты различных компаний: INEEL, ANL (Argonne National

Laboratory — Аргоннская национальная лаборатория) — обоснование стабильности режимов эксплуатации; ORNL (Oak Ridge National Laboratory – Национальная лаборатория Ок-Ридж) — выбор материалов; Westinghouse Electric Company (Компания «Вестингауз электрик») — проекты контейнмента и систем безопасности; BREI (Burns & Roe Enterprises Inc. — Корпорация «Бернс и Роу») — режимы эксплуатации и MIT (Massachusetts Institute of Technology — Массачусетский технологический институт) — коррозионные испытания. Концептуальный проект завершен в 2003 г.

Приняты следующие технические решения:

- реализуется прямой цикл с подачей пара из реактора в турбину, что позволяет снизить капитальные затраты при сооружении энергоблока;
- в активной зоне реактора создается тепловой спектр нейтронов, вода является теплоносителем и замедлителем;
- применяется в качестве топлива низкообогащенный диоксид урана (x = 5%) с освоенной технологией изготовления таблеток диоксида урана;
- планируется использование атомной станции в базовом режиме нагрузки.

Конструкция реактора подобна конструкции PWR с однозаходной схемой циркуляции теплоносителя в активной зоне (рис. П2.31), а также проработан и вариант, подобный BWR (рис. П2.32). Корпус реактора имеет следующие размеры: высота — 12,4 м; внутренний диаметр — 5,35 м; толщина корпуса — 0,46 м; масса — 780 т. Два патрубка на корпусе используются для подвода теплоносителя, два — для отвода пара на турбину. Предельно допустимый флюенс нейтронов на корпусе равен 5×10^{19} нейтр/см^2 (энергия нейтронов E>1 МэВ).

Размеры активной зоны (первый вариант): высота — 4,3 м; диаметр — 3,93 м. В активной зоне расположены 145 ТВС, в каждой из которых размещены 300 твэлов с шагом 11,2 мм. Диаметр твэла — 10,2 мм. Оболочка твэлов предусматривается из никелевого сплава толщиной 0,63 мм. Выгорание топлива при начальном обогащении 5% ограничивается 45 МВт сут/кг UO_2. Предлагаемые варианты активной зоны различаются размещением водяных полостей в пределах ТВС, т.е. в топливной решетке (первый вариант) или между ТВС (второй вариант).

В первом варианте активной зоны в ТВС размещены 36 «водяных столбов» — водяных полостей квадратного сечения, в которых могут размещаться 16 пэлов системы управления и защиты (в 16 центральных «водяных элементах»). Поглощающий материал в пэле — B_4C (пэлы аварийной защиты) и Ag-In-Cd (пэлы для регулирования мощностью). Перепад давления теплоносителя на активной зоне равен 0,15 МПа при расходе 1660 кг/с (90% номинального расхода).

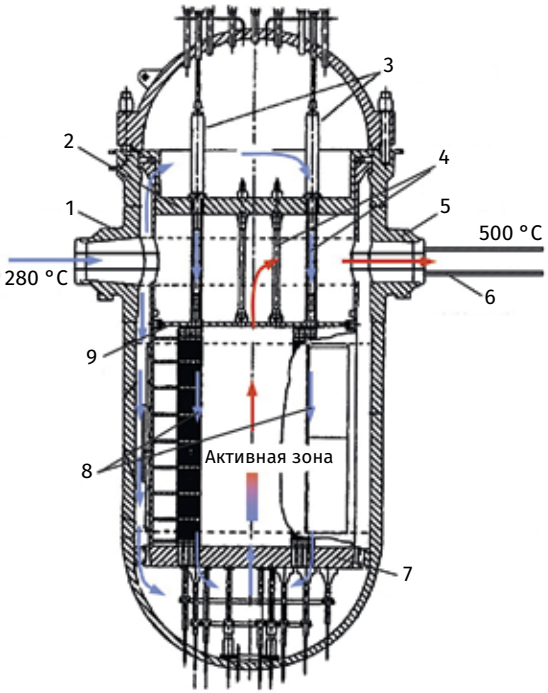


Рис. П2.31. Реактор SCWR INEEL – первый вариант реактора.
1 – патрубок «холодный»; 2 – верхняя опорная плита; 3 – каналы приводов СУЗ; 4 – защитные трубы; 5 – патрубок «горячий»; 6 – паропровод; 7 – нижняя опорная плита активной зоны; 8 – каналы «водного столба» ТВС; 9 – верхняя плита активной зоны

Средняя удельная энергонапряженность активной зоны равняется 69,4 кВт/л, то есть в 1,5 раза меньше, чем в современных ВВЭР и PWR. Средняя линейная нагрузка равна 192 Вт/см (максимальная – 390 Вт/см, что меньше, чем в ВВЭР и PWR).

Наряду с первым вариантом — с размещением полостей с водяным замедлителем или твердым замедлителем ZrHx в ТВС рассмотрен и второй вариант с использованием условно «канального» варианта. Между чехловыми ТВС (в виде каналов с теплоизолирующими чехлами) циркулирует сверху вниз «холодный» теплоноситель с практически неизменной плотностью, основная задача которого на этапе движения в зазоре между ТВС — замедление нейтронов. В нижней части, под активной зоной теплоноситель перемешивается и поступает в ТВС (каналы) для отвода тепла от твэлов. Рабочие органы СУЗ расположены в нижней части корпуса как в BWR. Расположение СУЗ сверху, по-видимому, не было принято из-за возможных протечек и перемешивания «холодного» и «горячего» потоков теплоносителя с флуктуациями давления. В этом варианте (с органами СУЗ снизу

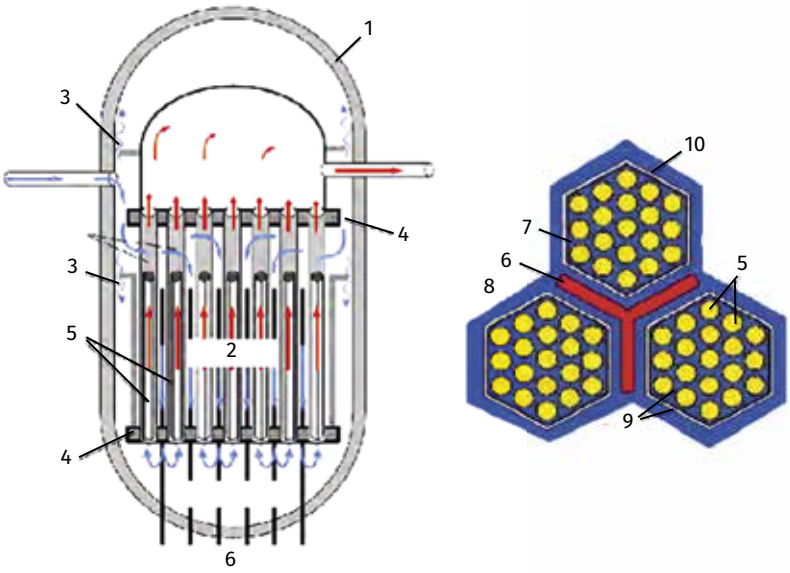


Рис. П2.32. Реактор SCWR INEEL – второй вариант реактора.
1 – корпус; 2 – активная зона; 3 – байпасные протечки; 4 – основание; 5 – каналы с ТВС; 6 – органы СУЗ; 7 – теплоноситель (вода); 8 – замедлитель (вода); 9 – дистанционирующий элемент; 10 – канал (ТВС с теплоизоляцией чехла)

как в BWR) упрощается конструкция внутрикорпусных устройств, исключаются или снижаются протечки теплоносителя с разной температурой.

Расчетная радиоактивность пара, поступающего в турбину, в SCWR INEEL на 12% выше, чем радиоактивность пара BWR. Увеличение обусловлено прямоточным режимом циркуляции в SCWR INEEL.

В 2003 г. был завершен концептуальный проект SCWR INEEL и на 2020 год было известно о реализации исследовательских проектов, касающихся теплогидравлики и выбора конструкционных материалов.

П2.6.2. Высокопроизводительный легководный реактор HPLWR

Концепция SCWR в Европейском Союзе называется High Performance Light Water Reactor (HPLWR). HPLWR относится к типу корпусных реакторов с тепловой мощностью 2300 МВт и электрической мощностью 1000 МВт. Он работает при давлении 25 МПа с температурой теплоносителя на выходе 500 °С. HPLWR имеет трехзонное строение активной зоны: испарительный контур, контуры пароперегрева 1 и пароперегрева 2.

Концептуальный проект HPLWR завершен в 2010 г. Основные параметры и характеристики HPLWR приведены в табл. П2.15. Габаритные размеры кор-

пуса реактора: высота — 14,29 м; диаметр (внутренний) — 4,46 м; толщина корпуса — 0,45 м. Материал корпуса — 20 MnMoNi 5 5. Размеры контейнмента: высота (внутренний) — 23,7 м и диаметр (внутренний) — 20 м.

Из трех вариантов схемы циркуляции в активной зоне HPLWR (однозаходная, двухзаходная и трехзаходная) обоснован выбор трехзаходной схемы. Двух- и трехзаходные схемы позволяют организовать в концевых частях ТВС (верхней или нижней активной зоны) область, в которой будет достигаться псевдокритическая температура, и поэтому именно в этой области можно ожидать выпадение примесей в осадок. В этих же местах будут и области возможного «ухудшения» или «улучшения» теплообмена.

Поскольку в концевых частях активной зоны удельная плотность теплового потока с поверхности твэла меньше, то перегрев оболочек с превышением предельной температуры маловероятен. Кроме того, в данной схеме выше средняя массовая скорость теплоносителя в активной зоне — 1600 кг/м^2·с, чем в одно- и двухзаходной схемах циркуляции, что также интенсифицирует теплообмен твэлов с теплоносителем.

Следует также отметить снижение градиента температуры и улучшение условий охлаждения при организации двух- и трехзаходных схем циркуляции теплоносителя в сравнении с однозаходной схемой. К особенностям данной конструкции относится сложность организации теплообмена в режимах проектных аварий с потерей теплоносителя (например, разрыв входного трубопровода), а также необходимость учета влияния протечек теплоносителя как в посадочных местах установки кластеров с ТВС, так и органов регулирования системы управления и защиты. Целесообразно проведение расчетно-экспериментального исследования протечек теплоносителя между различными зонами в реакторе, отличающимися температурой (энтальпией) теплоносителя, и их влияния на стабильность режимов эксплуатации. Перемешивание потоков теплоносителя с различной энтальпией может быть причиной нестабильности режимов эксплуатации различных узлов и систем и сокращения времени их работоспособного состояния.

«Трехзаходность» теплоносителя делит активную зону на три части:

- зона парообразования (от 310 до 390 °С) с подъемным движением теплоносителя (центральная часть на рис. П2.33);
- зона перегрева 1 (от 390 до 433 °С) с опускным движением теплоносителя;
- зона перегрева 2 (от 433 до 500 °С) с подъемным движением теплоносителя (периферийная часть на рис. П2.33).

Активная зона состоит из 1404 ТВС, которые объединены по 9 ТВС в 156 кластеров. В ТВС размещены 40 твэлов. Диаметр оболочки твэла равен 8 мм,

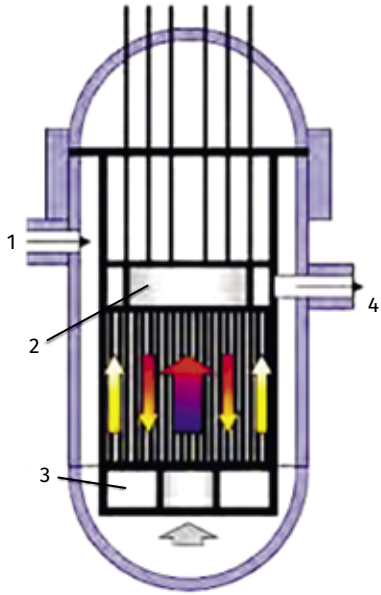


Рис. П2.33. Трехзаходная схема циркуляции теплоносителя в HPLWR.
1 – входной трубопровод; 2 – паровой объем – камера смешения; 3 – нижняя камера смешения; 4 – выходной трубопровод

толщина — 0,5 мм. Шаг решетки твэлов — 9,44 мм. На поверхности оболочки твэлов имеется проволочная навивка (1,34 мм) с шагом 200 мм.

Термодинамический цикл использует концепцию ядерного перегрева BWR и турбогенераторы электростанций сверхкритического давления, работающих на ископаемом топливе: перегретый пар из реактора подается в турбину высокого давления, подвергается повторному нагреву с использованием части образующегося пара и затем поступает в турбину промежуточного давления и турбину низкого давления.

Для экспериментального обоснования твэлов и ТВС проведены стендовые испытания в Китае и планируются испытания на реакторе LVR-15 на создаваемой петлевой установке (Ржеж, Чехия).

LVR-15 (Исследовательский реактор, ранее известный под названием ВВР-С, был впервые выведен на критику 24 сентября 1957 года. Он стал первым реактором в Чехословакии и был сооружен по Межправительственному соглашению СССР и ЧССР. В 1990-е годы на реакторе были добавлены несколько экспериментальных петель, а его мощность была поднята до 10 МВт (тепловых). Максимальный поток тепловых нейтронов — $1{,}5\times10^{14}$ н/(см$^2\times$с). Отражатель составной (вода и бериллий). Номинальная скорость легководного теплоносителя в активной зоне — 4,5 м/с).

П2.6.3. Реактор Canadian SCWR

В 2015 г. завершен концептуальный проект канального реактора Canadian SCWR. В табл. П2.15 приведены основные характеристики проекта. На рис. П2.34 представлена конструкция реактора и циркуляция потоков теплоносителя.

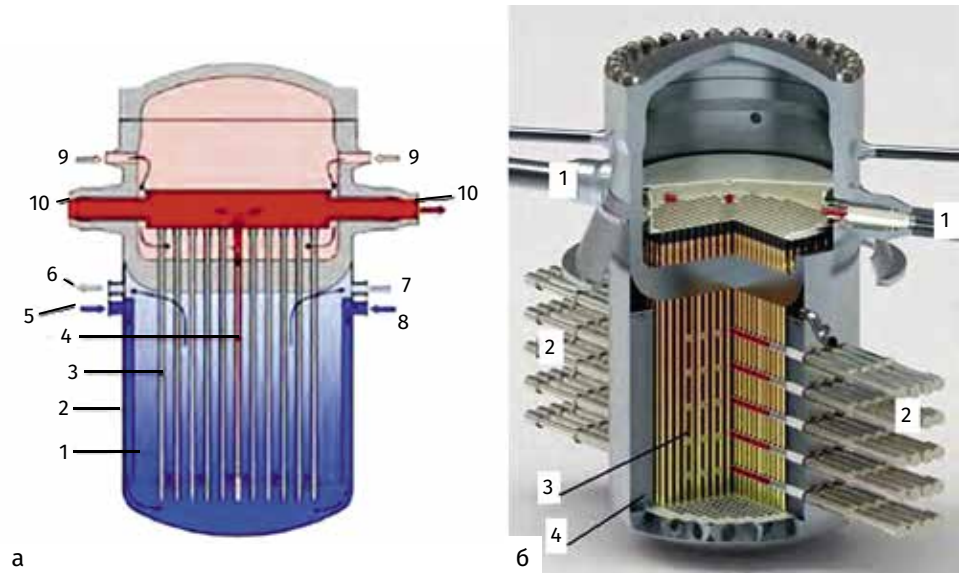


Рис. П2.34. Схема циркуляции (а) и общий вид (б) реактора Canadian SCWR.
а) схема циркуляции: 1 – замедлитель D_2O, P = 0,3 МПа; 2 – корпус (calandria vessel); 3, 4 – топливные каналы (в канале 4 показано направление движения теплоносителя); 5, 8 – патрубки для подвода D_2O; 6, 7 – патрубки для отвода D_2O; 9, 10 – патрубки для подвода и отвода H_2O;
б) общий вид: 1 – патрубок подвода/отвода H_2O; 2 – рабочие органы СУЗ; 3 – топливные каналы в D_2O; 4 – замедлитель D_2O

В реакторе 336 топливных канала. Диаметр активной зоны — 5,5 м; высота — 5 м (указаны размеры без отражателя). Число твэлов в топливном канале, а также конструкция канала изменялись в процессе разработки концепции. Рассмотрены варианты с 43, 54, 78 и 64 твэлами в канале. Окончательный вариант на момент завершения концептуального проекта следующий: 64 твэла размещены в двух рядах по 32 твэла в каждом на периферии; в центральной части топливного канала расположен опускной участок. Диаметр оболочки твэлов равен 10 мм — наружный ряд и 9,5 мм — внутренний ряд и толщина оболочки — 0,6 мм. Размеры канала: наружный диаметр — 181,4 мм, внутренний — 136 мм.

Канал состоит из наружной трубы (сплав циркония), рассчитанной на давление теплоносителя в канале 25 МПа, и толщиной 12 мм, керамического покрытия из ZrO_2, стабилизированной оксидом иттрия, и внутрен-

ней трубы толщиной 0,7 мм. Шаг размещения каналов в реакторе — 250 мм. Вода в центральной полости канала наряду с D_2O (расположена между каналами) участвует в формировании спектра нейтронов.

П2.6.4. Китайский реактор CSR1000, охлаждаемый сверхкритической водой

Китайский проект SCWR (корпусная реакторная установка Chinese Supercritical water-cooled Reactor CSR-1000 — китайский реактор, охлаждаемый сверхкритической водой) разрабатывается на основе анализа ранее выполненных работ в других странах. В Китае НИОКР проекта SCWR активно выполняются в рамках национальной программы технических исследований SCWR (Фаза I, 2010–2012 гг.), разработанной в 2009 году Китайским институтом ядерной энергетики (NPIC) — единственной комплексной базы исследований и разработок в области ядерной энергетики в Китае. Первая фаза программы была успешно завершена в 2012 году в соответствии с планами. Был достигнут ряд инициативных и оригинальных исследовательских достижений в области концептуального проектирования, теплогидравлических испытаний, исследований и разработок материалов, при этом было оформлено более 20 патентов.

Первый в Китае концептуальный проект CSR1000 с реактором типа SCWR (рис. П2.35) был создан на основе данных, полученных в основном в Китае. Успешное завершение фазы I этой программы сделало Китай одним из основных игроков в области исследований и разработок SCWR, наряду с Японией, Европой и Канадой. Заявка на переход к следующей фазе программы успешно прошла процесс технического утверждения и получила положительное заключение.

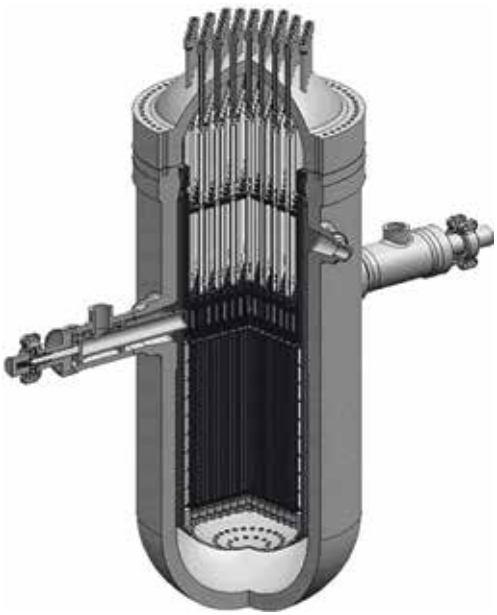


Рис. П2.35. Конструкция реактора CSR-1000

Первым преимуществом реакторов типа SCWR, как уже было сказано выше, является высокий тепловой КПД установки за счет использования сверхкритической турбогенераторной системы. Второе — это чрезвычайное упрощение первого контура, в результате чего исключаются

парогенераторы, компенсатор давления и главные циркуляционные насосы PWR, циркуляционные насосы, сепараторы пара и осушители BWR. Что касается преимуществ, связанных с безопасностью, то благодаря характеристикам сверхкритической воды в SCWR при номинальных условиях, не произойдет фазового перехода, поэтому отсутствует риск кипения (DNB), как в традиционных PWR. Высокотемпературные условия эксплуатации также исключают использование Zr в качестве материала для оболочки топлива и, таким образом, гарантируют отсутствие газообразного H_2, образующегося в результате высокотемпературной пароциркониевой реакции при серьезных авариях, что снижает риск взрыва газа H_2. Наиболее важной технической проблемой является материал оболочки твэла и материал конструкции реактора, поскольку материалы, используемые в существующих ядерных реакторах, могут не соответствовать высоким температурным требованиям для условий эксплуатации реакторной установки.

Конструктивные отличия от других корпусных реакторов, например, от SCWR INEEL и HPLWR, заключаются в изменении схемы циркуляции — вместо трехзаходной схемы в HPLWR и однозаходной схемы в SCWR INEEL применяется двухзаходная схема (рис. П2.36), как в российском концептуальном проекте ВВЭР-СКД.

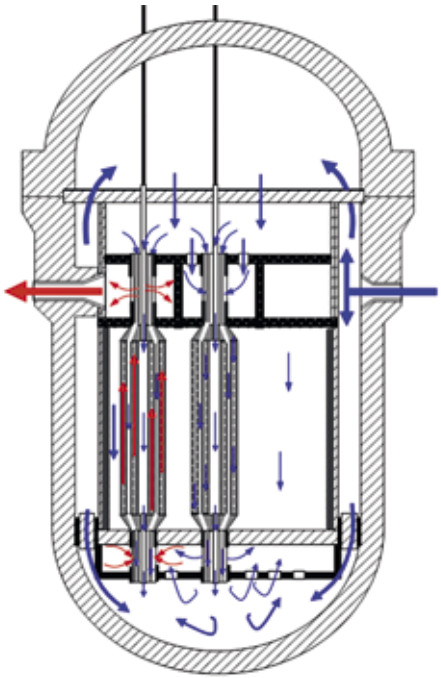


Рис. П2.36. Циркуляция потоков в реакторе CSR-1000

Большая часть воды поступает в верхнюю камеру корпуса реактора из отверстий в верхней части основной и прижимной труб, а затем распределяется в виде охлаждающей жидкости 1-го прохода (38,0%), замедлителя в узлах (как 1-го, так и 2-го прохода, 6,5% и 13,7% соответственно) и замедлителя между узлами (35,8%), а затем стекает вниз в сборную конструкцию в нижней камере. Небольшая часть воды (6,0%) стекает вниз из кольцевой полости между кожухом активной зоны и корпусом реактора к сборной опорной конструкции. Вся вода, собранная в опорной структуре, затем направляется потоком вверх, работая как теплоноситель 2-го прохода, после смешивания в паровой камере сверхкритический те-

плоноситель выходит из реактора через термозащитные чехлы паропроводов в выходных патрубках корпуса реактора.

Двухзаходная схема циркуляции отличается наличием [для варианта SCWR с быстро-резонансным (смешанным) спектром нейтронов] важного положительного качества — отрицательности пустотного эффекта реактивности, что существенно для обоснования безопасности в запроектных авариях с потерей теплоносителя.

В NPIC были спроектированы и построены две испытательные установки для экспериментов SCW T/H. С помощью этих установок были завершены эксперименты по потоку и теплопередаче в различных геометриях потока, круглых трубах, круглых кольцах, квадратных кольцах и небольших пучках стержней 2×2. Была составлена тестовая база данных SCW, охватывающая широкий диапазон условий эксплуатации, которая служит для разработки экспериментальных корреляций и оценки компьютерных кодов для проектирования SCWR.

Первый контур CSR1000 представляет собой систему прямого цикла, состоящую из двухзаходного реактора на тепловых нейтронах, охлаждаемого и замедляемого легкой водой, двух первичных контуров, соединенных сверхкритической турбиной и питательными насосами и т.д. Первый контур также сопряжен с системами с функциями пассивной безопасности.

Основная тепловая мощность составляет 2300 МВт с тепловым КПД системы 43,5%, что приводит к выходной электрической мощности системы около 1000 МВт. Первый контур работает при давлении 25,0 МПа. Температура питательной воды составляет 280 °C, а средняя температура охлаждающей жидкости на выходе из активной зоны составляет около 500 °C.

Активная зона формируется из 177 ТВС, из которых 57 ТВС (I) в центральной части, а 120 ТВС (II) на периферии. В ТВС размещены 224 твэла. Наружный диаметр твэла равен 9,5–10 мм, то есть менее диаметра твэла SCWR INEEL (10,2 мм) и более диаметра твэла HPLWR (8 мм). Расход охлаждающей жидкости в активной зоне составляет 1189 кг/с, что значительно ниже, чем у современных LWR, поскольку увеличение энтальпии в активной зоне намного выше, чем у традиционных LWR.

Завершение концептуального проекта произошло в 2017 году. Проект CSR1000 с соответствующими данными испытаний, полученными NPIC, обеспечивает дальнейшее развитие работ в Китае по направлению создания установки-прототипа: проработка конструкции реактора, нейтронно-физические расчеты активной зоны, создание стендов и проведение теплогидравлических испытаний, материаловедческие исследования и нейтронное облучение конструкционных материалов-кандидатов.

П2.6.5. Водо-водяной энергетический реактор сверхкритический под давлением ВВЭР-СКД-1700

Наряду с необходимостью дальнейшего эволюционного совершенствования ВВЭР, поставлена задача разработки новых проектов с принципиальной ориентацией на замкнутый топливный цикл. С этой целью в настоящее время разрабатываются два варианта предложений:

- эволюционный — традиционная конфигурация РУ ВВЭР, но с более тесной решеткой твэлов для ужесточения спектра нейтронов, повышения коэффициента воспроизводства (0,7–0,8 против 0,4 в ВВЭР-1200);
- инновационный — реакторная установка ВВЭР-СКД (проект В-393) с быстро-резонансным спектром нейтронов, охлаждаемая водой сверхкритического давления (рис. П2.37).

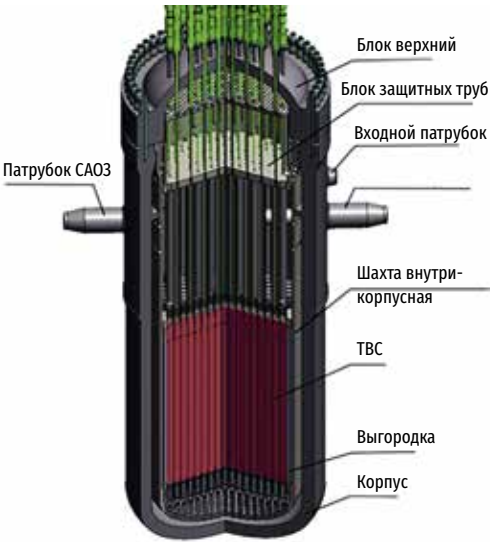


Рис. П2.37. Конструкция реактора ВВЭР-СКД-1700

При одинаковой мощности зарубежные корпусные реакторы SCWR компактнее канальных реакторов SCWR, что подтверждается и сравнением с российскими разработками канальных реакторов. В частности, активная зона российских реакторов АМБ-100 и АМБ-200 (в эксплуатации с 1964 г. и 1968 г. до 1981 г. и 1989 г. соответственно) имела практически одинаковые размеры: диаметр — 7,2 м и высота — 6 м, окружена графитовым отражателем толщиной 0,8 м. Число испарительных каналов равно 730 (АМБ-100) и 732 (АМБ-200) соответственно; число пароперегревательных каналов одинаковое и равно 268. Электрическая мощность АМБ равна 100 и 200 МВт. Таким образом, размеры АМБ существенно больше размеров реакторов и активных зон корпусных реакторов ВВЭР.

Кроме реакторов АМБ, которые введены в эксплуатацию в 1960-х годах, в 1970-е годы проектировались канальные реакторы на следующие параметры пара на выходе из реакторной установки:

- 24 МПа и 540 °С (электрической мощностью 800 и 1200 МВт);
- 13 МПа и 510 °С (электрической мощностью 500 МВт);
- 6,5 МПа и 450 °С (электрической мощностью 2400 МВт).

Выполнены технико-экономические расчеты и оптимизация разработок. В 2000-х годах выполнены проекты канальных реакторов, как с тепловым, так и с быстрым спектром нейтронов. В настоящее время работы по этим проектам приостановлены.

Компактность корпусных реакторов является одной из основных характеристик, которая позволяет получить меньшие размеры контейнмента, а следовательно и снижение ожидаемых капитальных затрат, что и реализовано, например в HPLWR.

В табл. П2.16. приведены основные характеристики российских разработок корпусных водоохлаждаемых реакторов со сверхкритическими параметрами.

Таблица П2.16. Характеристики российских проектов корпусных водоохлаждаемых реакторов с СКП

Характеристика	**ВВЭР-СКД-1700 (одноконтурная, однозаходная или двухзаходная)**	**В-670 СКДИ (двухконтурная, интегральная, естественная циркуляция в первом контуре)**	**ПСКД-600 (двух-контурная)**
Тепловая мощность, МВт	3830	1635	1430
Электрическая мощность, МВт	1700	670	600
КПД, %	42–44	41	42
Температура теплоносителя на входе в активную зону, °С	290	375–365***	388
Температура на выходе из активной зоны, °С	540	395–382***	500
Давление, МПа	24,5	1 контур – 24,0 2 контур – 14,7	24,8
Спектр нейтронов	Быстрорезонанс-ный (смешанный)	Используется спектральное регулирование	Быстрый
Расход теплоносителя через реактор, кг/с	1890	2252–2720***	1880
Высота корпуса реактора без крышки, м	12,2	23,5	7,5

Окончание табл. П2.16

Характеристика	ВВЭР-СКД-1700 (одноконтурная, однозаходная или двухзаходная)	В-670 СКДИ (двухконтурная, интегральная, естественная циркуляция в первом контуре)	ПСКД-600 (двух-контурная)
Диаметр цилиндрической части корпуса реактора, м	4,96	4,96	4,53
Размеры активной зоны, м – высота – наибольший диаметр	 4,05*; 3,76**; 3,38	 4,2 2,61	 1,7 3,0; 3,2****
Количество ТВС / число твэлов в ТВС	241/252	163/252	349/199 (72/169****)
Средняя удельная энергонапряженность активной зоны, кВт/л	107*/115**	72	160

Примечания:
* Однозаходная схема циркуляции.
** Двухзаходная схема циркуляции.
*** Указан диапазон изменения параметра в течение кампании (начало-конец).
**** Указаны кассеты экрана или размеры с бланкетом (экраном); реактор В-670-СКДИ со спектральным регулированием запаса реактивности.

В российских разработках SCWR высока средняя удельная энергонапряженность активных зон: 105 и 115 кВт/л в ВВЭР-СКД-1700 (однозаходная и двухзаходная схемы циркуляции теплоносителя соответственно). Для сравнения: 72 кВт/л в В-670 СКДИ; в SCWR INEEL этот параметр равен 69,4 кВт/л для первого варианта активной зоны (с полостями в ТВС) и 90,5 кВт/л для второго варианта (рис. П2.38); в HPLWR – 57,3 кВт/л.

Указанное различие в удельной энергонапряженности связано с формированием теплового спектра нейтронов (наличием полостей с замедлителем) в HPLWR и SCWR INEEL. При этом максимальный и средний линейные тепловые потоки на поверхности твэлов SCWR INEEL равны 390 Вт/см и 193 Вт/см (181 Вт/см для ТВС с твердыми замедлителями нейтронов в ТВС — гидридом циркония ZrHx), а в ВВЭР-СКД-1700 — 350 Вт/см — максимальный тепловой поток; 155 и 170 Вт/см — средний тепловой поток для однозаходной и двухзаходной схем циркуляции. С учетом большего размера твэла ВВЭР-СКД-1700 (диаметр — 10,7 мм), чем твэла SCWR INEEL (диаметр — 10,2 мм) можно констатировать меньшее значение плотности теплового потока с поверхности твэла ВВЭР-СКД-1700.

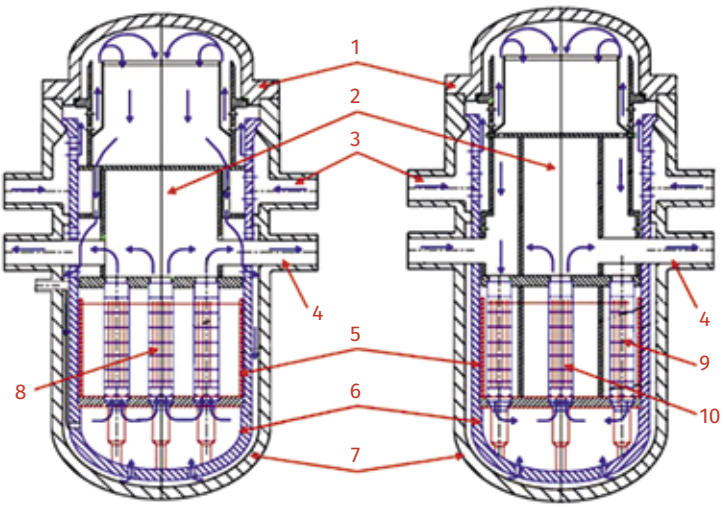


Рис. П2.38. Проекты реакторов ВВЭР-СКД. Двухзаходный (слева) и однозаходный (справа) варианты.

1 – крышка; 2 – БЗТ; 3 – входной патрубок; 4 – выходной патрубок; 5 – выгородка; 6 – шахта; 7 – корпус; 8 – ТВС; 9 – ТВС опускного участка; 10 – ТВС подъемного участка

По основным характеристикам ВВЭР-СКД-1700 наиболее близок к европейскому и американскому проектам. Параметры теплоносителя на входе и выходе соответствуют параметрам, освоенным в тепловой энергетике.

По завершении этапа концептуального проекта ВВЭР-СКД-1700 ожидается принятие решения по приоритетному варианту для дальнейших опытно-конструкторских и проектных работ.

Направления НИОКР, необходимые для разработки и обоснования проекта ВВЭР-СКД.

- Выбор или разработка материалов для активной зоны и обоснование их применения в воде СКД и под воздействием реакторного облучения и напряжений.
- Модернизация и верификация нейтронно-физических и теплогидравлических модулей расчетных программ (проведение соответствующих экспериментов).
- Первоочередное экспериментальное обоснование применения одноконтурных установок.
- Обоснование устойчивости работы РУ.
- Обоснование ядерной и радиационной безопасности при НЭ и ННЭ.
- Разработка и обоснование конструкторских решений по реактору: ТВС, горячая камера на выходе из активной зоны, уплотнение главного разъема, узел изоляции выходного патрубка реактора от горячего пара, привод СУЗ и т.п.

П2.7. Высокотемпературный газовый реактор VHTR

Высокотемпературный газовый реактор [ВТГР, **V**ery **H**igh-**T**emperature gas **R**eactor (VHTR)] — реактор с графитовым замедлителем и гелиевым теплоносителем (другое наименование — газоохлаждаемый реактор, **G**as-**C**ooled **R**eactor, GCR), основанный на значительном опыте разработки и эксплуатации.

Работы по ВТГР в ряде стран мира начались в 1950-х годах. Причем на первом этапе страны Западной Европы и США рассматривали ВТГР главным образом для целей электроэнергетики, где этот реактор обещал определенные преимущества: высокий КПД (40%), меньшие тепловые сбросы и потребности в охлаждающей воде, экономичный топливный цикл, возможность эффективного использования воздушного охлаждения в случае применения прямого цикла, высокая безопасность и др. В 1970-е годы в СССР была принята государственная программа по развитию атомно-водородной энергетики. В 1987 году Советом Министров СССР была принята программа по созданию атомных энерготехнологических комплексов на базе ВТГР.

В Генеральном послании Мировому энергетическому конгрессу, который проводился в Москве в 1968 году, академик А.П. Александров, говоря об атомной энергетике, отметил необходимость и важность развития ее не только для электроэнергетики, но также и для промышленных целей. Постоянно увеличивающийся дефицит органических видов топлива, особенно нефти и газа, делает эту задачу все более важной, а ее решение связано с внедрением в атомную энергетику высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов.

Двумя базовыми концепциями конструкции VHTR являются Prismatic VHTR (твэл в виде блоков призматической формы) и Pebble Bed VHTR (твэл в виде шарообразных блоков). Активная зона из призматических блоков используется в реакторах, таких как японские HTTR и более ранней конструкции GT MHR совместной разработки американской компании General Atomics и ряда научно-исследовательских организаций России. Слой шарообразных твэлов применяется в китайских HTR-10 или HTR-PM и PBMR, ранее разрабатываемых в Южной Африке.

Проекты реакторных установок VHTR поколения IV приведены в табл. П2.17.

Температура газа на выходе более 900 и 1000 °С позволяет производить термохимический водород с помощью промежуточного теплообменника с когенерацией электроэнергии или служить прямым высокоэффективным приводом газовой турбины (цикл Брайтона). Принципиальная схема высокотемпературного газового реактора показана на рис. П2.39.

Таблица П2.17. Проекты реакторных установок VHTR поколения IV

Обозначение	Наименование	Разработчик	Теплоноситель	Состояние	Страна	Тип
GTHTR300C	Gas Turbine High Temperature Reactor	JAEA	Гелий	Концепт. проект	Japan	GCR (VHTR)
HTR-PM	High Temperature GCR – Pebble-Bed Module	Tsinghua University	Гелий	Эксплуатация (2023)	China	GCR (VHTR)
PBMR	Pebble-Bed Modular Reactor	Pebble Bed Modular Reactor (Pty) Limited	Гелий	Проект остановлен	South Africa	GCR (VHTR)
Prismatic HTR	Prismatic Modular High Temperature GCR	General Atomics	Гелий	Проект	USA	GCR (VHTR)
SC-HTGR	Steam Cycle High Temperature Gas-cooled Reactor	Framatome	Гелий	Концепт. проект	USA	GCR (VHTR)
ВТГР-200В	Высокотемпературный газоохлаждаемый реактор	АО «ОКБМ Африкантов»	Гелий	Проект, Лицензия	Россия	GCR (VHTR)

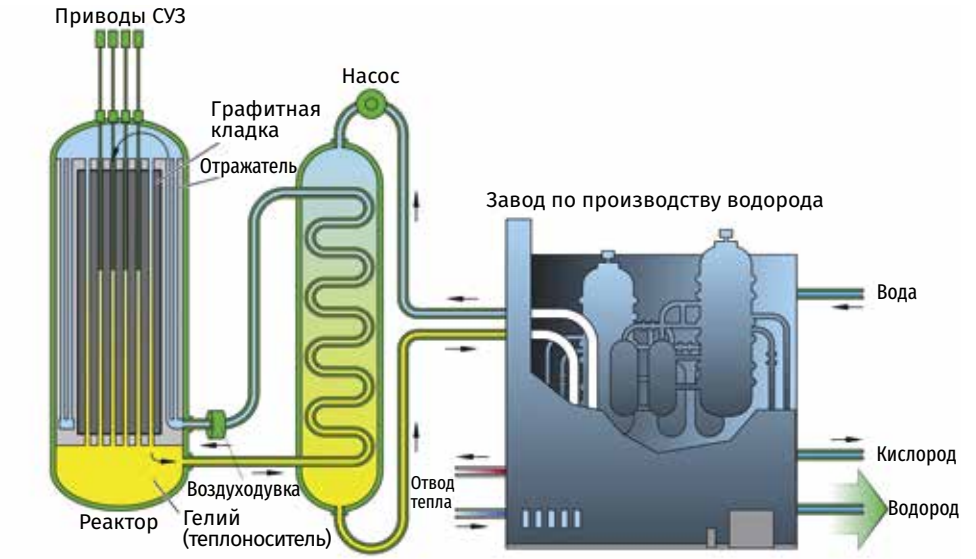


Рис.П2.39. Тепловая схема высокотемпературного газового реактора VHTR для производства водорода

При более низких температурах на выходе паровой цикл Ренкина может быть использован для выработки электроэнергии, и это является основным направлением демонстрационных проектов. Предусмотрены модули тепловой мощностью 600 МВт. Есть некоторая гибкость в топливе, но нет переработки на начальном этапе. Топливо имеет форму сферических частиц диаметром менее миллиметра с TRISO (три-изотропным) покрытием. Каждая сфера содержит ядро (около 0,5 мм) оксикарбида урана (или диоксида урана), при этом уран обогащен до 20% ^{235}U. Он окружен слоями углерода и карбида кремния, что обеспечивает стабильную изоляцию продуктов деления при температуре выше 1600 °C. Топливные сферы могут быть включены в блок видом и размером с бильярдный шар или в призматические графитовые блоки.

VHTR обладает потенциалом для высокого выгорания (150–200 ГВт/т), полностью пассивной безопасностью, низкими затратами на эксплуатацию и техническое обслуживание, а также модульной конструкцией. В дорожной карте GIF 2014 года говорится, что VHTR мощностью 600 МВт, предназначенный для производства водорода, может производить более двух миллионов нормальных кубических метров в день. В настоящее время существует пять концепций VHTR с TRISO, рассматриваемых различными странами-членами GIF. Основой безопасности для всех VHTR является пассивная безопасность реактора, что позволяет избежать выброса продуктов деления при любых условиях нормальной эксплуатации и авариях, включая большинство событий, выходящих за рамки проектных аварий.

Топливо из сфер с покрытием TRISO (рис. П2.40) имеет сферическое керамическое топливное ядро малого диаметра (номинально 200–500 пм), состоящее либо из оксида урана, либо из оксикарбида урана, либо из смешанных оксидов других актинидов. Ядро покрыто четырьмя слоями, состоящими последовательно из пористого пироуглерода низкой плотности (буфер), внутреннего пироуглерода высокой плотности (IPyC), карбида кремния (SiC) и внешнего пироуглерода высокой плотности (OPyC) для лучшего контакта с материалом матрицы, который обычно представляет собой углерод, но также может быть и SiC. Первые три слоя покрытия на сферах топлива служат первичной защитной оболочкой, препятствующей выделению продуктов деления.

Конфигурации установок и условия эксплуатации проектируются таким образом, чтобы ограничивать температуру топлива как во время нормальной работы, так и в аварийных условиях, чтобы предотвратить выброс продуктов деления. Частицы с покрытием загружаются в топливные компакты (палочки), скрепленные графитированным углеродом или карбидом кремния. Топливные компакты загружаются в отверстия в шестигранных призматических блочных топливных элементах. Топливные элементы укладываются в активной зоне реактора вместе с выгораемым поглотителем, подобранными таким образом, чтобы распределение мощности было направлено к верхней части активной зоны, где входящий газ-теплоноситель имеет самую низкую температуру.

Реакторы с шаровыми блоками (рис. П2.41) обладают теми же характеристиками пассивной безопасности, что и призматические VHTR, но имеют меньшую избыточную реактивность из-за возможности перегрузки в режиме реального времени. Топливом для VHTR с шаровыми блоками являются



Рис. П2.40. Конструкция твэл призматического типа

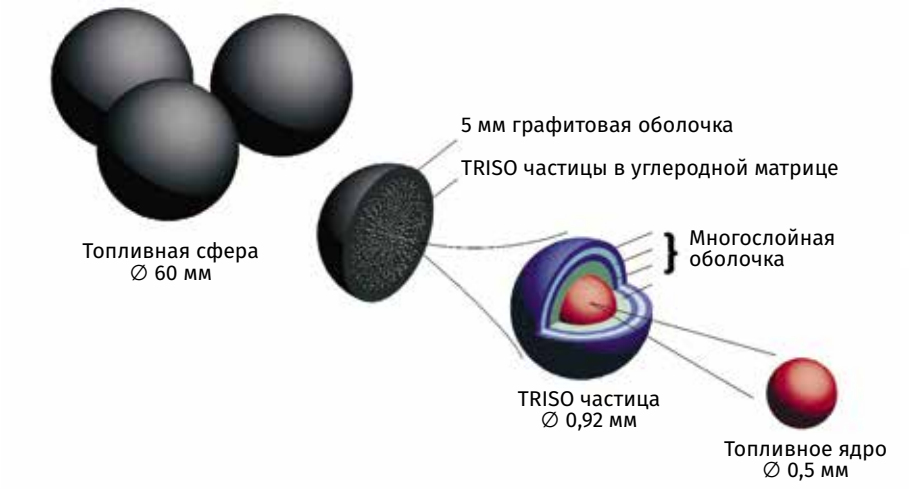


Рис. П2.41. Конструкция твэла шарообразного типа

частицы с покрытием TRISO, спрессованные в сферы размером с теннисный мяч.

В США активно разрабатываются проекты реакторов с TRISO-топливом компанией General Atomics (GA) с прямым или косвенным циклом, система охлаждения корпуса реактора (RCCS) с воздушным охлаждением, газотурбинный модульный реактор с гелиевым теплоносителем (GT-MHR) или модульный высокотемпературный газовый реактор (MHTGR). GT-MHR и MHTGR представляют собой тепловые реакторы мощностью 350–600 МВт с возможностью генерации электроэнергии и технологического тепла. В рамках проекта NGNP Министерством энергетики США (DOE) были оценены различные конструкции. Было заключено соглашение о сотрудничестве с командой General Atomics о концептуальном проектировании, содержащее краткое описание демонстрационной установки модульного гелиевого реактора с паровым циклом (SC-MHR) мощностью 350 МВт (т). SC-MHR имеет номинальную температуру гелия на выходе из реактора 725 °C и предназначен для производства пара при температуре 585 °C и 16,5 МПа на выходе из ПГ.

Французский модульный высокотемпературный реактор (HTR) проекта ANTARES с фильтрующим конфайнментом и активной зоной на основе призматического топлива, непрямого цикла, RCCS с водяным охлаждением и фильтрованием. Это вариант проекта технологий высокотемпературных реакторов (HTR-TN). Также предполагается проект тепловой генерационной установки мощностью 600 МВт ANTARES Modular HTR; завершено предварительное концептуальное проектирование ANTARES и соответствующие НИОКР, в частности, облучение топлива TRISO в реакторе ATR. Ведутся научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы

по пластинчатому типу теплообменника IHX в рамках европейского проекта ARCHER.

Японское агентство по атомной энергии (JAEA) продолжает опытно-конструкторские работы, начатые в бывшем Японском научно-исследовательском институте атомной энергии (JAERI), по газотурбинному высокотемпературному реактору (GTHTR-300C), который позволит масштабировать технологию теплового высокотемпературного испытательного реактора (HTTR) JAEA мощностью 30 МВт до тепловой конфигурации мощностью 600 МВт, которая имеет общие конструктивные особенности как с GA GT-MHR, так и с модульным HTR AREVA ANTARES, за исключением того, что она сопряжена с горизонтальным турбогенератором для производства электроэнергии. Тем не менее, развертывание GTHTR-300C предусматривается не ранее 2030 года.

В России при участии General Atomics (GA) и Национального управления по ядерной безопасности (NNSA), АО «ОКБМ им. И.И. Африкантова» в Нижнем Новгороде с партнерами из Курчатовского института (КИ) и Всероссийского научно-исследовательского института неорганических материалов им. А.А. Бочвара (ВНИИНМ) в Москве разработали российскую версию установки GT-MHR (ГТ-МГР) для утилизации избыточного оружейного плутония. АО «ОКБМ им. И.И. Африкантова» также разрабатывает альтернативные топливные циклы для российской ГТ-МГР (рис. П2.42).

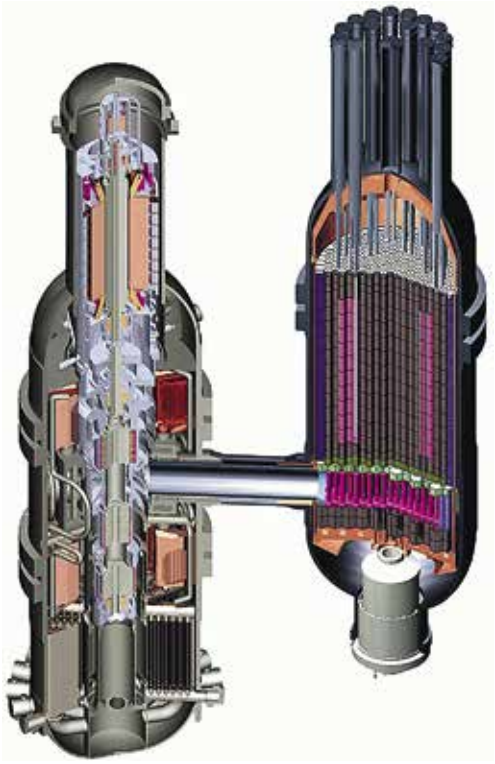


Рис.П2.42. Реактор сблоком преобразования энергии российской версии установки ГТ-МГР с призматическими блоками

В настоящее время АО «Концерн Росэнергоатом» нацелен на создание демонстрационного комплекса с реактором ВТГР и химико-технологической частью (ХТЧ) для крупномасштабного производства водорода.

Проект атомной энерготехнологической станции (АЭТС) с РУ ВТГР-200В (рис. П2.43.) планируется соорудить в Республике Татарстан с целью получения высокопотенциальной тепловой энергии для производства водорода и карбамида.

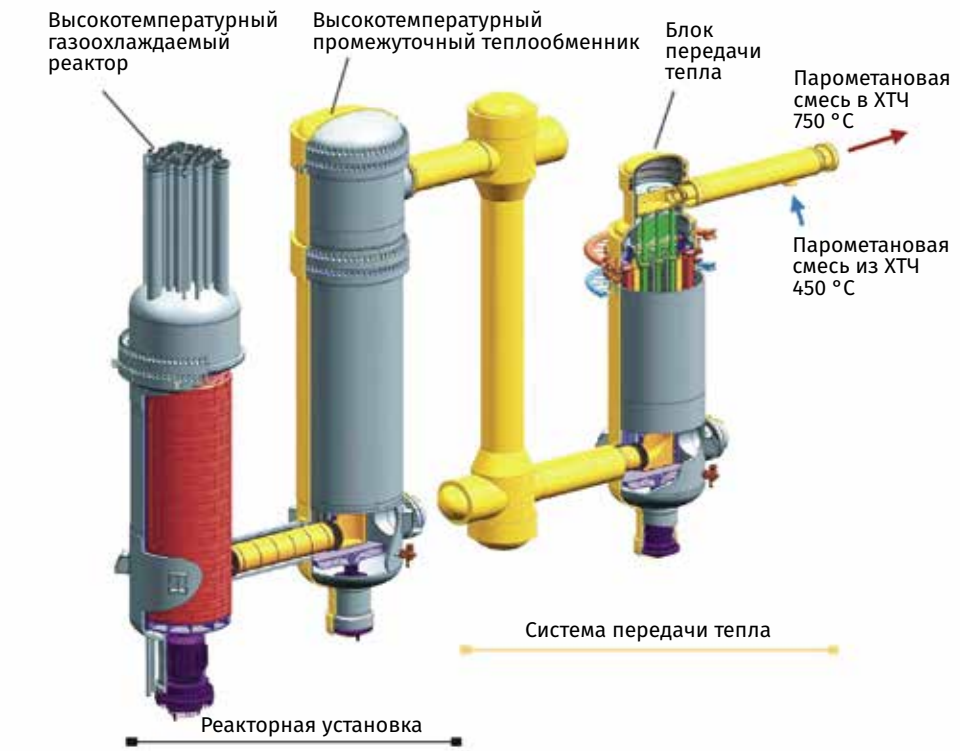


Рис. П2.43. Компоновка ядерной части АЭТС с РУ ВТГР-200В и системы передачи тепла

Предполагается, что атомный энерготехнологический комплекс будет состоять из четырех блоков тепловой мощностью 200 МВт каждый. В итоге суммарная мощность комплекса составит 800 МВт, что позволит обеспечить производство ХТЧ порядка 440 тыс. тонн водорода в год. Пуск АЭТС запланирован на начало 2030-х годов.

Южная Африка продолжала разработку модульного реактора с шаровыми блоками (PBMR) до 2010 г., когда из-за финансовых ограничений Кабинет министров наложил мораторий на проект. PBMR имела номинальную электрическую мощность 165 МВт, тепловую мощность 400 МВт и прямое преобразование мощности с помощью газовой турбины, работающей с температурой гелия на выходе 900 °С. В 2016 году компания Eskom приступила к разработке усовершенствованного высокотемпературного реактора мощностью (AHTR) 100 МВт/50 МВт с функцией накопления энергии на расплавленных солях и температурой гелия на выходе 1200 °С.

Приоритетом исследований и разработок является опробирование топлива TRISO для работы при температуре до 1250 °С и выгорании 200 ГВт/т, а также проверка его надежности в течение сотен часов при 1600, 1700

и 1800 °С. Тем не менее, в краткосрочной перспективе производство электроэнергии и промышленное производство, основанные на высокотемпературном паре (температурой 700–850 °С), обладают наибольшим потенциалом.

Один вопрос, который необходимо решить, касается отработанного топлива. Евратом, Франция, Япония, Китай, Корея, Швейцария и США первоначально подписали соглашение о системе VHTR в рамках Рамочного соглашения, а Австралия присоединилась к нему в 2017 году. В рамках системы VHTR были подписаны два проектных соглашения: «Топливо и топливный цикл» и «Производство водорода».

Преимущества:

- высокая эффективность (50%);
- максимальная безопасность;
- уран и торий в качестве топлива;
- используется гелий в качестве теплоносителя, который нерадиоактивен;
- рассматривается в качестве самой многообещающей и перспективной реакторной установки, направленной на выработку водорода;
- период полураспада ядерных отходов в десятки раз меньше, чем у нынешних ядерных реакторов;
- расход ядерного топлива меньше в сотни раз, при выходе такого же количества энергии;
- возможность использования альтернативных видов топлива, таких как торий и плутоний из ядерного оружия, нет необходимости производить обогащение урана;
- низкие экономические расходы по содержанию реакторов;
- перспективные системы в качестве производства водорода и переработке угля;
- высокий уровень безопасности, долгий срок службы.

Недостатки:

- графит в качестве замедлителя;
- высокие тепловые нагрузки;
- очень сложный при проектировании и дорогостоящий при сооружении.

Основными направлениями исследований, по данным Академии наук Китая, являются топливо, материалы и производство водорода.

Ниже подробней рассматривается единственная в Китае (по состоянию на январь 2025 года) действующая демонстрационная электростанция с высокотемпературными газоохлаждаемыми реакторами HTR-PM.

П2.7.1. Высокотемпературный газоохлаждаемый реактор с шаровыми блоками HTR-PM

Китайская Huaneng Group в консорциуме с дочерней компанией Китайской национальной ядерной корпорации China Nuclear Engineering Corporation и Институтом ядерных и новых энергетических технологий Университета Цинхуа выполнили большой объем исследований и разработок на модуле высокотемпературного газоохлаждаемого реактора (HTR) мощностью 200 МВт компании Siemens/Interatom в Германии и на MHTGR мощностью 350 МВт компании General Atomics (GA) в США. Используя в качестве прототипа исследовательскую опытную установку HTR-10, был разработан проект и завершено строительство электростанции с высокотемпературными реакторами с активной зоной с шаровыми блоками (HTR-PM — **H**igh-**T**emperature gas-cooled **R**eactor **P**ebble-bed **M**odule) тепловой мощностью 2×250 МВт. Они был подключены к сети в декабре 2021 года в виде двух модульных блоков общей мощностью 500 МВт(т) и 210 МВт(э).

Электростанция состоит из двух реакторных блоков с отдельными парогенераторами, которые используют один турбогенератор. Два реакторных модуля HTR-PM соединены с паровой турбиной и образуют атомную электростанцию мощностью 210 МВт (рис. П2.44).

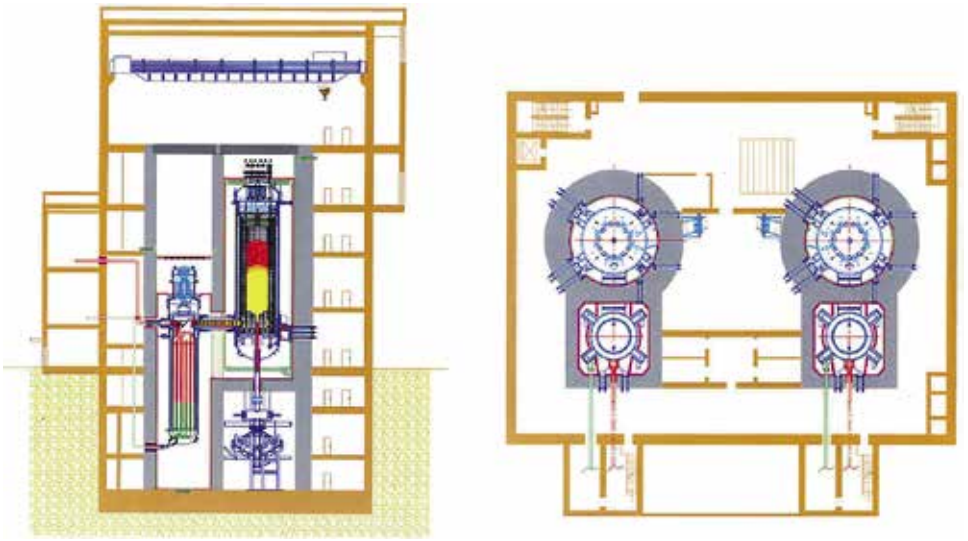


Рис. П2.44. Реакторное здание с размещением двух модулей реакторной установки HTR-PM

Каждый реакторный модуль включает в себя корпус реактора под давлением, графитовые, углеродные и металлические внутрикорпусные устройства реакторов, парогенератор и циркуляционный насос для прокачки

гелия. Тепловая мощность одного реакторного модуля составляет 250 МВт, температура гелия на входе/выходе из активной зоны реактора составляет 250/750 °С, а на выходе из парогенератора вырабатывается пар при давлении 13,25 МПа/567 °С. В табл. П2.18 представлены основные технические параметры HTR-PM.

В реакторной установке HTR-PM используется гелий в качестве теплоносителя и графит в качестве замедлителя, и конструкционного материала. Принята однозонная конструкция активной зоны, в которой размещены сферические топливные элементы. Цилиндрическая активная зона реактора имеет внешний диаметр 3,0 м и эффективную высоту 11,0 м. Эффективный объем составляет 77,8 м^3. Активная зона содержит 420 000 шаровых топливных элементов.

Таблица П2.18. Основные технические параметры HTR-PM

Номинальная электрическая мощность, МВт(э)	210
Количество модулей	2
Тепловая мощность реакторного модуля, МВт	250
Диаметр/высота активной зоны, м	3/11
Давление теплоносителя (гелия), МПа	7
Температура гелия на входе/выходе из реактора, °С	250/750
Диаметр топливного элемента, мм	60
Количество тепловыделяющих элементов в активной зоне одного реактора	420 000
Обогащение свежего топливного элемента	8,6%
Давление основного пара, МПа	13,25
Температура основного пара/питательной воды, °С	567/205

Активная зона реактора и парогенератор размещены в двух стальных корпусах высокого давления, которые соединены перемычкой. Внутри соединительной перемычки проходит канал подачи горячего газа. Первый контур состоит из корпуса реактора, корпуса горячего канала и корпуса высокого давления с каналом горячего газа, которые размещены в бетонной защитной шахте, как показано на рис. П2.45.

К отражателям активной зоны относятся верхний, боковой и нижний графитовые отражатели. Графитовые отражатели изготавливаются из графитовых блоков, которые выстраиваются слой за слоем, в радиальном направлении, каждый слой графитовых отражателей состоит

из 30 графитовых блоков, за исключением боковых блоков. Нижний отражатель имеет форму конуса на верхней поверхности для упорядочения потока выгрузки шаровых твэл. Внутри нижнего отражателя имеются каналы для организации потока горячего гелия. Камера смешения спроектирована в зоне нижнего отражателя, где горячий гелий разной температуры смешивается и затем направляется в канал горячего теплоносителя, по которому горячий гелий поступает в парогенератор.

В центре нижнего отражателя находится топливный канал выгрузки.

Гелиевый теплоноситель работает под давлением 7,0 МПа. Номинальный массовый расход составляет 96 кг/с. Гелиевый теплоноситель поступает в реактор в нижней части внутри корпуса высокого давления с температурой на входе 250 °С. Гелий течет вверх по боковым каналам отражателя к верхней камере отражателя, где он меняет направление потока и поступает в массив шаровых твэл по нисходящей схеме. Перепускные потоки вводятся в выпускные трубки и в каналы регулирующих органов СУЗ для охлаждения регулирующих стержней. Гелий нагревается в активной зоне реактора, затем смешивается до средней температуры на выходе 750 °С и поступает в парогенератор.

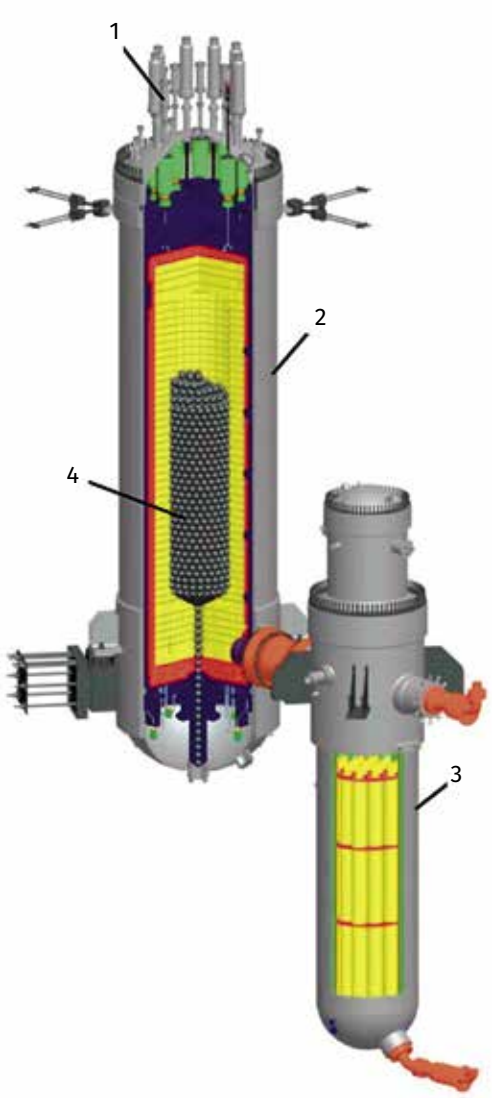


Рис. П2.45. Реакторный модуль установки HTR-PM.
1 – приводы СУЗ; 2 – корпус реактора; 3 – парогенератор; 4 – шаровые топливные блоки

Уже ведется проектирование 6-модульной электростанции мощностью свыше 600 МВт. Завершен концептуальный проект многомодульной атомной электростанции HTR-PM мощностью 660 МВт, которая включает

в себя 6 реакторных модулей HTR-PM, подключенных к паровой турбине. Каждый реакторный модуль имеет ту же конструкцию, что и демонстрационная установка HTR-PM, с независимой системой безопасности и общими вспомогательными системами, не связанными с безопасностью. Занимаемая площадь многомодульной установки HTR-PM существенно не отличается от занимаемой площади установки PWR, вырабатывающей ту же мощность.

Заключение к приложению 2

В течение последних двух десятилетий развития ядерно-энергетических систем четвертого поколения атомная энергетика столкнулась с многочисленными новыми вызовами, в том числе:

- нестабильные цены на электроэнергию на либерализованных рынках;
- структуры рынка электроэнергии, которые не дают инвестиционных сигналов для низкоуглеродных технологий;
- недостаточное ценообразование на углерод для стимулирования инвестиций в ядерную энергетику;
- явная государственная поддержка возобновляемых источников энергии в некоторых странах;
- неопределенная и меняющаяся политическая поддержка;
- нестабильные системы лицензирования;
- плохое социальное и политическое восприятие безопасности атомной энергетики (последствия аварий на АЭС «Фукусима» и Чернобыльской АЭС);
- перерасход бюджета и графиков при строительстве новых АЭС;
- долгосрочный характер капитальных вложений и значительные затраты на финансирование.

Решение этих разнообразных задач является движущей силой исследований и разработок реакторных установок поколения IV.

Эти усилия направлены на достижение повышения устойчивости, экономичности, безопасности и надежности АЭС, а также устойчивости к нераспространению ядерных материалов.

Концепции Gen IV дополняют существующие эволюционные реакторы поколений III/III+, которые будут развертываться в течение столетия, предоставляя дополнительные возможности, такие как:

- оптимизация использования ресурсов;
- многократная переработка делящихся материалов/отработанного топлива и сокращение площади геологических хранилищ для высокоактивных отходов;
- низкоуглеродное теплоснабжение высокотемпературных промышленных отраслей (например, технологический пар, синтетическое топливо, производство водорода);

- усиление интеграции атомной энергетики с другими низкоуглеродными источниками.

Проекты РУ четвертого поколения учитывают уроки, извлеченные из «аварий на АЭС «Фукусима» и Чернобыльской АЭС, усиливая подход к эшелонированной защите от внешних событий и способствуя надежности и безопасности. В настоящее время научно-исследовательские работы направлены на повышение характеристик безопасности систем четвертого поколения, направленных на исключение радиоактивных выбросов в окружающую среду в случае аварий, устранение необходимости в чрезвычайных мерах и минимизацию воздействия на население.

Некоторые проекты РУ Gen IV могут вступить в фазу демонстрации, (а некоторые уже вступили) в фазу развертывания в следующем десятилетии. Для поддержки этих проектов GIF обеспечит:

- оптимальное использование имеющейся экспериментальной инфраструктуры НИОКР;
- поддержку координации национальных программ между странами GIF во избежание ненужного дублирования объектов и обеспечения наличия ключевой экспериментальной инфраструктуры;
- наилучшее использование (многомасштабного/мультифизического) моделирования, а также инструментов верификации, валидации и квалификации (VVQ) в качестве дополнения к экспериментальным программам для ускорения этапов демонстрации;
- оптимальное использование цифровых инструментов и инструментов управления жизненным циклом изделий (PLM) для поддержки этапа лицензирования и сокращения времени вывода инновационных разработок на рынок;
- поддержку технических и методологических инноваций для снижения затрат на инвестиции, сокращения и освоения сроков строительства (стоимость финансирования), а также оптимизации затрат на лицензирование, эксплуатацию и техническое обслуживание (O&M), топливный цикл, обращение с отходами и вывод из эксплуатации (по сравнению с существующими атомными электростанциями) на стадии проектирования, чтобы быть конкурентоспособными на рынке;
- содействие синергизму между нераспространением, физической защитой и надежной конструкцией безопасности, укрепляя тем самым культуру безопасности, направленную на оптимальную интеграцию безопасности, физической безопасности и гарантий для усовершенствованных топливных циклов и концепций реакторов в целях достижения более широкого общественного признания.

GIF признает важность привлечения и обучения молодого поколения ученых и инженеров в области ядерной энергетики и будет продолжать наращивать свои усилия в области образования и подготовки кадров в области передовых ядерных систем.

Наконец, GIF продолжит взаимодействовать с регулирующими органами и организациями технической поддержки с долгосрочной целью достижения гармонизации требований и лучшего понимания подходов к лицензированию.

Проекты Gen IV были выбраны на основе четырех основных критериев: устойчивость, экономичность, безопасность и надежность, а также принципа нераспространения и физической защиты (PR&PP). Эти проекты сталкиваются с новыми вызовами в текущем и будущем контексте (например, нерегулируемые рынки, конкуренция и симбиоз с периодически возобновляемыми источниками энергии, новые угрозы безопасности). Гибкость в виде маневренности, универсальности энергетических продуктов или постепенного развертывания (например, малых модульных реакторов [ММР]) являются ключевыми факторами для содействия в интеграции ядерных проектов четвертого поколения в генерирующий парк, включающий в себя большую долю возобновляемых источников энергии.

GIF периодически обновляет свое видение, т.е. задачи и цели, а также соответствующие потребности в исследованиях и разработках на ближайшие 10–15 лет, учитывая как уже реализованные проекты (например, БН-800, прототип реактора-размножителя на быстрых нейтронах [PFBR], высокотемпературный реактор-модуль с шаровыми твэлами [HTR-PM]), так и ближайшие к фазе реализации проекты (например, БН-1200, БРЕСТ-ОД-300, ВТГР-200В, MOSART).

Ключевые задачи в области НИОКР на ближайшие 10–15 лет для шести GIF-проектов были определены следующим образом.

Для реакторов на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем (SFR):

- усовершенствованная оценка, оптимизация и демонстрация неминорных актинидсодержащих видов топлива, толерантного актинидсодержащего топлива и топлива с высоким уровнем выгорания (сквозная задача для всех проектов РУ со спектром быстрых нейтронов);
- разработка инновационных технологий инспектирования и ремонта в процессе эксплуатации (ISIR);
- передовые системы преобразования энергии;
- разработка процедур оценки течи до разрушения (LBB) и контрольно-измерительных приборов для оценки течей;
- разработка парогенераторов;
- улучшение экономической конкурентноспособности;
- валидация систем пассивного теплоотвода.

Для высокотемпературных реакторов (VHTR):

- завершение испытаний топлива и его возможностей, включая изготовление, обеспечение качества, облучение, испытания на безопасность и исследования облученных материалов;
- исследования графита, упрочнение графита против попадания воздуха/воды, утилизация графитовых отходов;
- установление норм и стандартов на новые материалы и комплектующие;
- передовые методы производства (сквозная задача);
- снижение затрат;
- лицензирование и выбор площадки;
- системная интеграция с другими энергоносителями в гибридных энергосистемах;
- сопровождение демонстрационных эксплуатационных режимов реакторов проекта HTR-PM, налаживание и расширение обмена информацией со стартапами, частными инвесторами, новыми национальными программами;
- демонстрационные испытания высокотемпературного испытательного реактора (HTTR) и подключение к установке по производству водорода.

Для реактора на быстрых нейтронах (LFR) со свинцовым теплоносителем:

- феноменология взаимодействия свинец-вода и свинец-пар;
- предотвращение и смягчение последствий выхода теплоносителя за пределы корпуса;
- новые коррозионностойкие материалы, в том числе с поверхностной модификацией;
- эксплуатация и техническое обслуживание;
- топливо и его переработка (нитридные, малоактинидсодержащие топлива и топлива с высокой степенью выгорания);
- расширенное моделирование и симуляторы;
- дизайн-код и стандарты;
- управление тяжелыми авариями;
- прогресс в сооружении LFR четвертого поколения (BREST-OD-300).

Для реактора на быстрых нейтронах с газовым теплоносителем (GFR):

- завершение проектирования и начало процесса лицензирования экспериментального реактора GFR «ALLEGRO»;
- квалификация смешанного оксидного топлива, адаптированного к конкретным условиям эксплуатации активной зоны ALLEGRO;
- разработка плотных топливных элементов (т.е. определение характеристик материалов в нормальных и аварийных условиях для свежего

и облученного топлива, производственные мощности), способных выдерживать очень высокие температурные переходные процессы (т.е. карбидное топливо с композитным SiC и армированным волокном SiC);
- валидационные исследования (коды и данные): необходимость проведения специальных экспериментов с инновационными керамическими материалами, а также с уникальными, специфичными для GFR аномальными условиями эксплуатации, такими как разгерметизация и попадание пара;
- воздушные и гелиевые испытания макетов узлов в рабочих условиях, необходимых для оценки неопределенностей теплопередачи и перепада давления для конкретной конструкции;
- крупномасштабные испытания воздуха и гелия для демонстрации того, что для ALLEGRO работоспособна функция пассивного отвода тепла (DHR);
- разработка компонентов, специфичных для GFR (например, воздуходувки и турбомашины, термобарьеры).

Для реактора со сверхкритической водой (SCWR):
- разработка конструкционных материалов, способных выдерживать высокое давление и высокую температуру окружающей среды;
- разработка стратегии химического контроля для минимизации эффекта радиолиза воды и переноса продуктов активации;
- оптимизация геометрии и конфигурации тепловыделяющих сборок для дальнейшего улучшения экономических характеристик и безопасности;
- смягчение этих проблем за счет снижения рабочей температуры теплоносителя для снижения пиковых температур оболочки и топлива.

Для реактора на расплавленных солях (MSR):
- разработка комбинаций солей и материалов (определение характеристик и квалификация);
- разработка комплексных (физика и химия топлива) возможностей моделирования эксплуатационных характеристик реакторов и оценка их безопасности;
- демонстрация характеристик безопасности на лабораторном уровне и в эксплуатационных условиях;
- создание инфраструктуры и экономики соляных реакторов, включающих в себя доступные и практичные системы для производства, переработки, транспортировки и хранения радиоактивных солевых компонентов;
- разработка системы лицензирования и гарантий MSR;
- прогресс на пути к демонстрации проекта MSR (MOSART).

Важно привлекать и воспитывать молодое поколение ученых и инженеров в области атомной энергетики. Также важно раскрыть и наилучшим образом использовать творческий потенциал следующего поколения, продвигая и предлагая сильные мотивации и ожидания (умное общество, умный энергетический баланс), новые идеи (передовое производство, прорывные инновации и т. д.), новые способы мышления, работы и сотрудничества (дух «стартапов» компаний), а также навыки, полученные из других областей (прикладная математика, многокритериальная оптимизация, дополненная реальность, цифровая экономика и т.д.)

Дополнительные вызовы создают новые потребности в исследованиях и разработках, которые постепенно удовлетворяются в рамках многонационального сотрудничества, в частности, исследуя и проектируя реакторные установки, которые вытеснят ископаемое топливо наиболее эффективным образом не только для производства электроэнергии, но и для отопления домов, технологического теплоснабжения промышленности и производства углеродно-нейтральных синтетических углеводородов для транспортного топлива. Максимально используя преимущества ядерной энергетики для низкоуглеродного будущего, деятельность в рамках проектов четвертого поколения способствует признанию ядерной энергетики во всем мире.

Список литературы к приложению 2

1. Generation IV International Forum, “A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems; GIF-002-00; U.S. DOE Nuclear Energy Research Advisory Committee, Washington, DC, USA, 2002’’, Dec 2002. (E)[1]
2. Generation IV International Forum, “A Technology Roadmap Update for Generation IV Nuclear Energy Systems’’ Jan 2014. (E)
3. Generation IV International Forum, John E . Kelly, “Genesis of Generation IV Concept“, U.S. Department of Energy, January 2014
4. Generation IV International Forum, “Annual report 2023”, July 2024
5. GIF R&D Outlook for Generation IV Nuclear Energy Systems: 2018 Update, May 2019
6. IAEA. Technical Report—Nuclear Energy Development in the 21st Century: Global Scenarios and Regional Trends; No. NP-T-1.8; IAEA: Vienna, Austria, 2011.
7. OECD NEA, “Uranium 2007, Resources, Production and Demand,” Paris, June 2008.
8. Kamil Tuček, “Overview of Gen-IV developments and Generation IV International Forum (GIF)”, European Commission, Joint Research Centre (JRC), SNETP Forum 2021, 2-4 February 2021
9. J. Starflinger, T. Schulenberg, P. Marsault, D. Bitterman, C. Maraczy, E. Laurien, J. A. Lycklama, H. Anglart, N. Askan, M. Ruzickova, L. Heikinheimo, Progress

[1] Примечание: (P) – русский язык; (E) – английский язык; (F)—французский язык

within the European Project: “High Performance Light Water Reactor Phase 2” (HPLWR Phase 2), Proceedings of ICAPP ’08, Anaheim, California, U.S.A., June 8–12, 2008, Paper 8247.
10. Cipiti, B.B., L. Cheng, B. Boyer and B. van der Ende, “Generation IV Proliferation Resistance and Physical Protection: Transitioning from R&D to Deployment”, Proceedings from the INMM/ESARDA Meeting, Vienna, Austria, May 2023.
11. Daniels, B. and P. Vacha (2023), “D4.2 GFR Needs for Nuclear Standardization and Codes”, Deliverables of the SafeG Project, Euratom Research and Training Programme on Nuclear Energy within the Horizon 2020 Programme for Research and Innovation,
12. V. Korobeinikov, “Innovative Concepts Based on Fast Reactor Technology”, Presentation of 1st Consultancy Meeting for Review of Innovative Reactor Concepts for Prevention of Severe Accidents and Mitigation of their Consequences (RISC), 31 March - 2 April 2014, IAEA Headquarters, Vienna, Austria
13. GIF PRPPWG (2022), Proliferation Resistance and Physical Protection Crosscutting Topics, GIF/ PRPPWG/2022/004, Generation IV International Forum, Paris, www.gen-4.org/gif/jcms/c_209989/ prpp-crosscutting-topics-report-final.
14. GIF PRPPWG (2023), Bibliography compiled by the Proliferation Resistance and Physical Protection Working Group (PRPPWG), Revision 10, September 2023, Generation IV International Forum, Paris, www.gen-4.org/gif/jcms/c_216710/2023-gif-prp- pwg-bibliography-final.
15. GIF PRPPWG and MSR SSC (2023), GIF Molten Salt Reactor Proliferation Resistance and Physical Protection White Paper, GIF/PRPPWG/2023/001, Generation IV International Forum, Paris, www.gen-4.org/ gif/jcms/c_218175/ gif-msr-prpp-white-paper-final.
16. GIF RSWG and VHTR SSC (2023), Safety Design Cri-teria for Generation IV Very High Temperature Reactor System, GIF/VHTR-SDC/2023/001, Generation IV International Forum, Paris, www.gen-4.org/ gif/jcms/c_212748/vhtr-sdc-report-final.
17. GIF RSWG (2023), “A Risk-Informed Framework for Safety Design of Generation IV Systems”, GIF/ RSWG/2023/001, Generation IV International Forum, Paris, www.gen-4.org/gif/jcms/c_212805/ riapproachpositionpaper-final.
18. F. Bertrand, N. Marie, A. Bachrata, J.B. Droin, X. Manchon, T. Le Meute, E. Merle,D., D. Heuer, “Simplified criteria for a comparison of the accidental behaviour of Gen IV nuclear reactors and of PWRS”, Nuclear Engineering and Design, https://doi.org/10.1016/j.nucengdes.2020.110962
19. Mikityuk, K, M. Ferreira, B. Hatala, J.L. Kloosterman and M. Sipova (2023), “Review of Euratom projects on design, safety assessment, R&D and licensing for ESNII/Gen-IV reactor systems”, EPJ Sciences & Technologies, Vol. 9/18, https://doi.org/10.1051/ epjn/2022048.
20. Paviet, P. (2023), “Informing and Engaging the Future Workforce on Generation IV International Forum Reactor Systems” Paper #40428, CONTE 2023 Conference, Amelia Island, 9 Feb 2023.

21. Smith, C.F. and L. Cinotti (2023), “Lead-cooled Fast Reactors (LFRs)”, in Pioro, I (ed) Handbook of Generation IV Nuclear Reactors, Second edition, Woodhead Publishing.
22. Van der Ende, B. (2023), Joint RSWG/PRPPWG/ VHTR-SSC effort for establishing safeguards, safety, and security interfaces for VHTR system, Contribution to the Joint IAEA-GIF Workshop on the Safety of Non-Water-Cooled Reactors, May 30 to 2 June + IAEA Interregional Workshop on Safety, Security and Safeguards by Design in Small Modular Reactors (SMRs), Idaho Falls, Idaho, 11-15 September 2023.
23. Yamano, H. et. al., “Activities of the GIF safety and operation project of sodium-cooled fast reactor systems”, Joint IAEA-GIF Workshop on the Safety of Non-Water Coolant Reactors, Vienna, May 2023.
24. Yamano, H. et. al. (2023), “Activities of the GIF safety and operation project of sodium-cooled fast reactor systems,” Proceedings of the 30th International Conference on Nuclear Engineering, ICONE30-1117, Kyoto, May 2023.
25. Pioro IL, Duffey RB (2007) Heat transfer and hydraulic resistance at supercritical pressures in power engineering applications. ASME Press
26. Kaneda J, Kasahara S, Kano F, Saito N, Shikama T, Matsui H (2011) Material development for supercritical water-cooled reactor. Proc. ISSCWR-5, Vancouver, Canada, March 13–16
27. R, Garnier JC, Guedeney P, Mikityuk K, Mizuno T, Poette C, Pouchon M, Rini M, Somers J, Touron E (2011) The Generation IV gas-cooled fast reactor. Paper 11321, Proc. ICAPP 2011 Nice, France, 2–5 May 2011
28. Stainsby R, Peers K, Mitchell C, Poette C, Mikityuk K, Somers J (2011) Gas cooled fast reactor research in Europe. Nucl Eng Des 241:3481–3489
29. Smith RR, Cissei DW (1978) Fast reactor operation in the United States. International symposium on design, construction, and operating experience of demonstration LMFBRs, Bologna, Italy, April 10–14, 1978.
30. De Bruyn D, Maes D, Mansani L, Giraud B (2007) From MYRRHA to XT-ADS: the design evolution of an experimental ADS system, AccApp’07, Pocatello, Idaho, July 29–Aug 2, 2007
31. Augusto Di Gianfrancesco 2016 Materials for Ultra-Supercritical and Advanced Ultra-Supercritical Power Plants Woodhead Publishing
32. “Ocean Energy Technology Assessment, “ Meridian Corporation, Falls Church, VA, July 1983.
33. Alemberti et al (2012) The European lead fast reactor: design, safety approach and safety characteristics, IAEA Technical meeting on impact of Fukushima event on current and future FR designs, Dresden, Germany
34. Ofer, s., “An Experimental Study of Evaporation from Round Turbulent Water Jets, “ prepared for DOE/ SERI under Grant No . DE-FG02-80CS-89501, February 1983 .
35. GIF, LFR Provisional System Steering Committee, System Research Plan for the Lead-cooled Fast Reactor (LFR), 2008.
36. Sienicki J. J. etal., “Starns of development of the Small Secure Transportable Autonomous reactor (SSTAR) for Worldwide Sustainable Nuclear Energy Supply,

Paper 7218, Proceedings of the International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP), Nice, France, 13-18 May, 2007.
37. L. Cinotti, C. F. Smith, H. Sekimoto, Lead-cooled fast reactor (LFR) overview and perspectives, Generation IV Intenational Forum Symposium Paris, France September 9, 2009 through September 10, 2009
38. Cinotti L., et al., "The ELSY Project", Paper 377, Proceeding of the International Conference on the Physics of Reactors (PHYSOR), Interlaken, Switzerland, 14-19 September, 2008.
39. L. Cinotti, C. F. Smith, J. J. Sienicki, H. Ait Abderrahim, G. Benamati, G. Locatelli, S. Monti, H. Wider, D. Struwe, A. Orden, I. S. Hwang, "The Potential of the LFR and the ELSY Project", Proceedings of ICAPP 2007 Nice, France, May 13-18, 2007 Paper 7585, Revue Générale Nucléaire, April 2007, DOI: 10.1051/rgn/20074030
40. Zuoyi Zhang, Yujie Dong, Fu Li, Zhengming Zhang, Haitao Wang, Xiaojin Huang, Hong Li, Bing Liu, Xinxin Wu, Hong Wang, Xingzhong Diao, Haiquan Zhang, Jinhua Wang, "The Shandong Shidao Bay 200 MWe High-Temperature Gas-Cooled Reactor Pebble-Bed Module (HTR-PM) Demonstration Power Plant: An Engineering and Technological Innovation", Engineering 2 (2016) 112–118, http://dx.doi.org/10.1016/J.ENG.2016.01.020
41. Andrew C. Kadak, "The Status of the US High-Temperature Gas Reactors", Kadak Associates, Inc., Port St. Lucie, USA, Engineering 2 (2016) 119–123, http://dx.doi.org/10.1016/J.ENG.2016.01.026
42. Richard Stainsbya, Karen Peersa, Colin Mitchella, Christian Poetteb, Konstantin Mikityukc, Joe Somersd, "Gas cooled fast reactor research in Europe", Nuclear Engineering and Design 241 (2011) 3481–3489, doi:10.1016/j.nucengdes.2011.08.005
43. Gas-Cooled Fast Reactor Research and Development Roadmap, INL/EXT-17-41800 Revision 0, Idaho National Laboratory INL ART TDO Program Idaho Falls, Idaho 83415, June 2017
44. W. F. G. van Rooijen, "Gas-Cooled Fast Reactor: A Historical Overview and Future Outlook", Hindawi Publishing Corporation, Science and Technology of Nuclear Installations, Volume 2009, Article ID 965757, 11 pages, doi:10.1155/2009/965757
45. Generation IV International Forum, Alfredo Vasile, "Gas cooled fast reactors", Presentation of CEA 22 February 2017
46. János Gadó, "The ALLEGRO Experimental Gas Cooled Fast Reactor Project", The presentation is based on a paper with the same title prepared by L. Belovsky, J. Gadó, B. Hatala and A. Vasile at the FR17 Conference, Yekaterinburg, June 2017, Wigner-115 Conference, Budapest, November 15, 2017
47. Ján Hascik, Stefan Cerba, Jakub Lüley, Branislav Vrban, "Investigation of the GFR2400 Reactivity Control System", World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Physical and Mathematical Sciences Vol:8, No:9, 2014
48. Generation IV International Forum, Safety Design Criteria for Generation IV Gas-Cooled Fast Reactor System, GIF/GFR-SDC/2022/001, September 2022
49. Конурин Д.В., Сиротов А.И. Натурные исследования напряженно-деформированного состояния корпусов реакторной установки БН-800 на этапе

монтажных работ, ОКБМ им. И.И. Африкантова, Труды Нижегородского государственного технического университета им. Р.Е. Алексеева № 4(106), стр. 83-88
50. Проект СВБР-100: текущий статус и перспективы, АО «АКМЭ-инжиниринг», Доклад на конференции по реакторам малой и средней мощности 20 июля 2017 года, г. Астана, Республика Казахстан
51. Roberto Ponciroli, Antonio Cammi, Stefano Lorenzi, Lelio Luzzi, "A preliminary approach to the ALFRED reactor control strategy", Politecnico di Milano, Department of Energy, CeSNEF (Enrico Fermi Center for Nuclear Studies), Milano, Italy, Progress in Nuclear Energy, 73 (2014) 113-128. doi:10.1016/j.pnucene.2014.01.016
52. Marin Constantin, Ilie Turcu, Constantin Paunoiu, Alexandru Toma, Daniela Diaconu, Minodora Apostol, Mirela Nitoi, Daniela Gugiu, "Lead fast reactor technology and ALFRED demonstrator development in the context of future markets", EMERG Serie nouă, An V, vol. 12 / 2019
53. M. Frogheri, A. Alemberti, L. Mansani, "The Lead Fast Reactor: Demonstrator (ALFRED) and ELFR Design," International Conference on Fast Reactors and Related Fuel Cycles: Safe Technologies and Sustainable Scenarios (FR13), Paris, France (2013);
54. G. Grasso, C. Petrovich, K. Mikityuk, D. Mattioli, F. Manni, D. Gugiu, "Demonstrating the effectiveness of the European LFR concept: the ALFRED core design," International Conference on Fast Reactors and Related Fuel Cycles: Safe Technologies and Sustainable Scenarios (FR13), Paris, France (2013);
55. Deloitte study – "Funding Opportunities and Legal Status Options for the Future European Sustainable Nuclear Fission Industrial Initiative of the Strategic Energy Plan," EC, February, 2010;
56. C. Artioli, G. Grasso, and C. Petrovich, "A new paradigm for core design aimed at the sustainability of nuclear energy: The solution of the extended equilibrium state," Ann. Nucl. En. 37(7):915-922 (2010);
57. A. Alemberti, L. Mansani, G. Grasso, D. Mattioli, F. Roelofs, D. De Bruyn, "The European Lead Fast Reactor Strategy and the Roadmap for the Demonstrator ALFRED," International Conference on Fast Reactors and Related Fuel Cycles: Safe Technologies and Sustainable Scenarios (FR13), Paris, France (2013);
58. M.Constantin, "Load Following based on Hydrogen and Synergies with vRES," The 2nd meeting of NEA/OECD expert group on Advanced Reactors in Future Energy Markets, Paris, 24-25 January 2018.
59. M. Frogheri, A. Alemberti and L. Mansani, "The Advanced Lead Fast Reactor European Demonstrator (ALFRED)", Ansaldo Nucleare, Genova, Italy, Conference Paper of the 15th International Topical Meeting on Nuclear Reactor Thermal - Hydraulics, NURETH15-322 Pisa, Italy, May 12-17, 2013
60. Alemberti et al., European Lead Fast Reactor-ELSY, Nuclear Engineering and Design, Vol. 241, Issue 9, p. 3470-3480, (2011)
61. L. Mansani et al., Lead-cooled system design and challenges in the frame of Generation IV international forum, Journal of Nuclear Materials, Vol. 415, Issue 3, p.245-253 (2011)

62. Alexander I. Orlov, Boris A. Gabaraev, "Heavy liquid metal cooled fast reactors: peculiarities and development status of the major projects", March 2023, Nuclear Energy and Technology 9(1): 1–18. https://doi.org/10.3897/nucet.9.90993
63. L. Cinotti, C. F. Smith, H. Sekimoto "Lead-cooled fast reactor (LFR) overview and perspectives", Lawrence Livermore National Laboratory LLNL-CONF-414708, Generation IV Intenational Forum Symposium Paris, France, September 9, 2009 through September 10, 2009
64. Sienicki J. J. et al., "Status of development of the Small Secure Transportable Autonomous reactor (SSTAR) for Worldwide Sustainable Nuclear Energy Supply, Paper 7218, Proceedings of the International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP), Nice, France, 13-18 May, 2007.
65. Cinotti L., et al., "The ELSY Project", Paper 377, Proceeding of the International Conference on the Physics of Reactors (PHYSOR), Interlaken, Switzerland, 14-19 September, 2008.
66. Takahashi M. et al., "Pb-Bi-Cooled Direct Contact Boiling Water Small Reactor", Progress in Nuclear Energy, 47 190-201(2005).
67. Sekimoto H. et al., "Design study on small CANDLE reactor", Energy Conversion and Management, 49[7], 1868-1872 (2008).
68. Obara T. et al., "Polonium evaporation and adhesion experiments for the development of polonium filter in lead–bismuth cooled reactors", Progress in Nuclear Energy 50, 556-559(2008).
69. Kondo M. et al., "Corrosion of Steels in Lead-Bismuth Flow", Journal of Nuclear Science and Technology, 43[2] 107-116(2006).
70. Takahashi M. et al., "Study on Pb-Bi-Water Direct Contact Two-Phase Flow and Heat Transfer", Progress in Nuclear Energy, 47. 569-576(2005).
71. Adamov Ye. O. (Ed.) (2020) White Book of Nuclear Power. A Closed NFC with Fast Reactors. Moscow, AO NIKIET Publisher, 498 pp. [R]
72. Hwang I. S., "A Sustainable Regional Waste Transmutation System: PEACER, Plenary Invited Paper, ICAPP '06, Reno, NV, U.S.A., June 4-6, 2006.
73. Kim, W.J. et al., "Supercritical Carbon Dioxide Brayton Power Conversion Cycle Design for Optimized Battery-Type Integral Reactor System," Paper 6142, Proceedings of the International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP), Reno, NV, USA, June 4-8, 2006.
74. Zrodnikov A. V. et al., "Use of Multi-Purpose Modular Fast Reactors SvBR-75/100 in Market Conditions," Paper 6023, Proceedings of the International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP), Reno, Nevada, USA, June 4-8, 2006
75. Adamov E. O. et al., Final report on the ISTC Project #1418: "Naturally Safe Lead-Cooled Fast Reactor for Large Scale Nuclear Power", Moscow 2001.
76. Keith Clarke, CBE, "Can Engineers Lead Again?", Engineering, 2 (2016) 19-20. doi:10.1016/J.ENG.2016.01.005, http://dx.doi.org/10.1016/J.ENG.2016.01.005
77. Yican Wu, "Design and R&D Progress of China Lead-Based Reactor for ADS Research Facility", Laboratory of Neutronics and Radiation Safety, Institute of Nuclear Energy Safety Technology, Chinese Academy of Sciences, Engineering 2 (2016) 124–131, http://dx.doi.org/10.1016/J.ENG.2016.01.023

78. Westinghouse and Ansaldo Nucleare to develop lead-cooled fast reactor technology, Nuclear Engineering International, Staff Writer October 6,2022
79. Alemberti A, Caramello M, Frignanti M, Grasso G, Merli F, Morresi G, Tarantino M (2020) ALFRED reactor coolant system design. Nuclear Engineering and Design 370: 110884. https://doi.org/10.1016/j.nucengdes.2020.110884
80. Ali MY, Jin M, Zhang G, Wang L (2020) Numerical analysis of thermal stratification dependence on mass flow rate of coolant during LOFA in pools of CLEAR-S. Progress in Nuclear Energy 125: 103380. https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2020.103380
81. Castelluccio DM, Grasso G, Lodi F, Peluso VG, Mengoni A (2021) Nuclear data target accuracy requirements for advanced reactors: The ALFRED case. Annals of Nuclear Energy 162: 108533. https://doi.org/10.1016/j.anucene.2021.108533
82. De Bruyn D (2019) Hamid Ait Abderrahim and Marc Schyns. Recent progress and perspectives in the Belgian MYRRHA ADS programme. International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP 2019): Fast Neutron Reactors, France, Juan-les-pins. May 12/15.
83. Energy Information Administration (2003) New Reactor Designs, Energy Information Administration of the US Department of Energy 2003.
84. H.A. Abderrahim, D. De Bruyn, M. Dierckx, R. Fernandez, L. Popescu, M. Schyns, A. Stankovskiy, G. Van den Eynde, D. Vandeplassche, MYRRHA accelerator driven system programme: recent progress and perspectives, Belgian Nuclear Research Centre SCK, Известия вузов Ядерная энергетика № 2 2019, DOI 10.26583/npe.2019.2.03
85. The Risk and Safety Working Group of the Generation IV International Forum, “Safety Design Criteria for Generation IV Lead-cooled Fast Reactor System”, Prepared by: The LFR provisional System Steering Committee, March 2021
86. Experimental and Design Organization “GIDROPRESS”, Podolsk, Russia, “SVBR-type reactors without on-site refueling concept development and scaling factors in safety”. (Year report), IAEA CRP on “Development of Small Reactors Without On-Site Refuelling”, Principal investigator A.V. Dedul, 2005
87. Троянов В.М., Тошинский Г.И., Степанов В.С., Петроченко В.В., «Свинцово-висмутовые реакторы: история созданияи перспективы развития. Часть 1. История создания, Известия вузов Ядерная энергетика № 4 2021, DOI: 10.26583/npe.2021.4.01
88. Громов Б.Ф., Григорьев О.Г., Дедуль А.В., Тошинский Г.И., Степанов В.С., Никитин Л.Б. Анализ опыта эксплуатации реакторных установок с теплоносителем свинец-висмут и имевших место аварий. Труды I Конференции «Тяжелые жидкометаллические теплоносители в ядерных технологиях (ТЖМТ-98)». – Т. 1. – С. 63-69. – Обнинск, ГНЦ РФ-ФЭИ, 1999.
89. Toshinskii G. Lead-Bismuth Cooled Fast Reactors. Collection of Selected Articles and Papers. – LAMBERT Academic Publishing, 2016
90. Зродников А.В., Ефанов А.Д., Орлов Ю.И., Мартынов П.Н.,Троянов В.М., Русанов А.Е. Технология тяжелых жидкометаллических теплоносителей Pb-Bi и Pb. / Доклад № 2108 на конференции «Тяжелые жидкометаллические теплоносители в ядерных технологиях (ТЖМТ-2003)», проведенной в рамках

Российского научно-технического форума «Ядерные реакторы на быстрых нейтронах» посвященного 100-летию со дня рождения А.И. Лепунского. 8-12 декабря 2003 г. CD-ROM. – Обнинск: ГНЦ РФ-ФЭИ, 2003.
91. Русанов А.Е., Троянов В.М., Беломытцев Ю.С. и др. Разработка и исследование сталей оболочек твэлов ЯЭУ с тяжелыми теплоносителями. / Труды I Конференции «Тяжелые жидкометаллические теплоносители в ядерных технологиях (ТЖМТ-98)». – Т. 2. – С. 533-639. – Обнинск, ГНЦ РФ-ФЭИ, 1999.
92. Handbook on Lead-Bismuth Eutectic Alloy and Lead Properties, Materials Compatibility, Thermal-hydraulics and Technologies. – OECD-NEA, 2015. – No. 7268. –PP. 185-232.
93. Панкратов Д.В., Ефимов Е.И., Тошинский Г.И., Рябая Л.Д. Анализ полониевой опасности в ядерных энергетических установках с теплоносителем свинец-висмут. / Proc. of the ICAPP'05, Seoul, KOREA, May 15-19, 2005, Paper No. 5497.
94. Elsa MERLE, "Concept of Molten Salt Fast Reactor", MSFR Presentation For the MSFR Team – FRANCE - LPSC Grenoble (CNRS-IN2P3 / Grenoble INP – PHELMA / Grenoble Alpes University) and IPN Orsay (CNRS-IN2P3), Molten Salt Reactor Workshop – PSI – France January 2017
95. E. Merle-Lucotte, D. Heuer, M. Allibert, V. Ghetta, C. Le Brun, "Introduction to the Physics of Molten Salt Reactors", LPSC, Université Joseph Fourier, IN2P3-CNRS, INPG 53, "Introduction to the Physics of Molten Salt Reactors", Chapter in NATO Science for Peace and Security Series B: Physics and Biophysics, April 2008, DOI: 10.1007/978-1-4020-8422-5_25
96. Victor Ignatiev, "Developing the Next Generation of Molten Salt Reactor Systems in Russian Federation", National Research Center "Kurchatov Institute", Presentation for Molten Salt Reactor Workshop, PSI, Switzerland, 24 January 2017
97. Merle-Lucotte E., Mathieu L., Heuer D., Loiseaux J.-M., et al: "Molten Salt Reactors and Possible Scenarios for Future Nuclear Power Deployment", Proceedings of the Physor 2004 Conference, The Physics of Fuel Cycles and Advanced Nuclear Systems: Global Developments, American Nuclear Society (Ed.), 1-12 (2004)
98. Merle-Lucotte E., Heuer D., Le Brun C. and Loiseaux J.-M.: "Scenarios for a Worldwide Deployment of Nuclear Power", International Journal of Nuclear Governance, Economy and Ecology, Volume 1, Issue 2, pp 168-192 (2006)
99. Generation IV International Forum, "Proliferation Resistance and Physical Protection White Paper", prepared by the Proliferation Resistance and Physical Protection Working Group (PRPPWG) and the Molten Salt Reactor System provisional Steering Committee of the Generation IV International Forum (GIF), December 2023
100. Forsberg, C.W., Renault C., Le Brun C., Merle-Lucotte E., Ignatiev V., "Liquid Salt Applications and Molten Salt Reactors", Revue Générale du Nucléaire N° 4/2007, 63 (2007)
101. Ignatiev, V, et al., "Molten-Salt reactors: New Possibilities, Problems and Solutions," Atomic Energy, Vol. 112, No. 3, 157-165 (2012)

102. Gen IV International Forum, GIF Webinar Series 21: Molten Salt Actinide Recycler & Transforming System with and without Th-U Support: MOSART, June 7, 2018: (2018)
103. Vijayan, P.K., et al. Conceptual design of Indian molten salt breeder reactor, Pramana - Journal of Physics, Vol 85, 3, 539-554 (2015)
104. EPRI, "Program on Technology Innovation: Technology Assessment of a Molten Salt Reactor Design: The Liquid-Fluoride Thorium Reactor (LFTR)," 3002005460 EPRI, Palo Alto, CA (2015)
105. Huke, A., et al., 'The Dual Fluid Reactor - A novel concept for a fast nuclear reactor of high efficiency,' Annals of Nuclear Energy, 80, 225-235 (2015)
106. Allibert, M., et al., "Chapter 7 – Molten Salt Fast Reactors", Handbook of Generation IV NuclearReactors, Woodhead Publishing Series in Energy (2015)
107. Gerardin, D., et al., "Design Evolutions of the Molten Salt Fast Reactor", International Conference on Fast Reactors and Related Fuel Cycles: Next Generation Nuclear Systems for Sustainable Development (FR17), IAEA-CN-245, Yekaterinburg, Russian Federation (2017)
108. Vijayan, P.K., et al., "Conceptual design of Indian molten salt breeder reactor," Pramana - Journal of Physics, Vol 85, 3, 539-554 (2015)
109. Ion, R., Smith, W., 'Highlights of Terrestrial Energy Inc IMSR400 Phase 1 Vendor Design Review,' 38th Annual Conference of the Canadian Nuclear Society and 42nd Annual CNS/CNA Student Conference, Sheraton Cavalier Hotel, Saskatoon, SK, Canada, June 3-6 (2018)
110. Choe, J., Ivanova, M., LeBlanc, D., Mohaptra, S. and Robinson, R., "Fuel Cycle Flexibility of Terrestrial Energy's Integral Molten Salt Reactor (IMSR®)," 38th Annual Conference of the Canadian Nuclear Society and 42nd Annual CNS/CNA Student Conference, Sheraton Cavalier Hotel, Saskatoon, SK, Canada, June 3-6 (2018)
111. Dulera, I., et al., 'High temperature reactor technology development in India,' Progress in Nuclear Energy, Vol 101, Part A, Nov. 2017, 82-99
112. Peterson, P., et al., "Technical Description of the "Mark 1" Pebble-Bed Fluoride-Salt-Cooled High-Temperature Reactor (PB-FHR) Power Plant", UCBTH-14-002, (2014).
113. IAEA, "Advances in Small Modular Reactor Technology Developments, 2022 Edition," (2022).
114. Moltex Energy, "An Introduction to the Moltex Energy Technology Portfolio", January 2018.
115. Fiorina, C., et al., "Investigation of the MSFR core physics and fuel cycle characteristics," Progress in Nuclear Energy, 68, pp 153-168 (2013)
116. IAEA, "Advanced Reactor Technology Options for Utilization and Transmutation of Actinides in Spent Nuclear Fuel," TECDOC-1626, Domain VI: Molten Salt Reactor with Fertile-free Fuel, pp. 170-197 (2009)
117. Benjamin, D. Kagan, Alejandro G. Lichtscheidl, Karla A. Erickson, Marisa J. Monreal, Brian L. Scott, Andrew T. Nelson, and Jaqueline L. Kiplinger, "Synthesis of Actinide Fluoride Complexes 35 Using Trimethyltin Fluoride

as a Mild and Selective Fluorinating Reagent", European Journal of Inorganic Chemistry, 1247-1253, DOI: 10.1002/ejic.201701232 (2018)
118. Siemer, D., "Molten Salt Breeder Reactor Waste Management," Nuclear Technology, 185:1, 100108, DOI: 10.13182/NT12-164 (2014)
119. Siemer, D., "Improving the Integral Fast Reactor's Proposed Salt Waste Management System," Nuclear Technology, 178:3, 341-352, DOI: 10.13182/NT12-A13599 (2012)
120. Icenhour, A., et al., "An Overview of Radiolysis Studies for the Molten Salt Reactor Remediation Project," Global 2001, Paris France, 9-13 September (2001)
121. Ignatiev, V., et al., "Molten Salt Fast Reactor in Generation IV: proliferation challenges", Proceedings of the Symposium on International Safeguards, IAEA, Vienna, Austria (2018)
122. Merle-Lucotte, E., Heuer D., Allibert M., Doligez X., Ghetta V., "Minimization of the Fissile Inventory of the Molten Salt Fast Reactor," Proceedings of the Advances in Nuclear Fuel Management IV (ANFM 2009), Hilton Head Island, South Carolina, USA (2009)
123. Merle-Lucotte, E., "Le cycle Thorium en réacteurs à sels fondus peut-il être une solution au problème énergétique du XXIème siècle ? Le concept de TMSR-NM", Habiliation à Diriger les Recherches, Institut Polytechnique de Grenoble, France (2008) – (F)
124. Merle-Lucotte, E., Heuer, D. et al., "Optimization and simplification of the concept of nonmoderated Thorium Molten Salt Reactor", Proceedings of the International Conference on the Physics of Reactors PHYSOR 2008, Interlaken, Switzerland (2008)
125. Merle-Lucotte, E., Heuer D., Allibert M., Ghetta V., Le Brun C., "Introduction of the Physics of Molten Salt Reactor", Materials Issues for Generation IV Systems, NATO Science for Peace and Security Series - B, Editions Springer, 501-521 (2008)
126. van der Ende, B., Li, L., Godin, D., Sur, B., "Stand-Off Nuclear Reactor Monitoring with Neutron Detectors for Safeguards and Non-proliferation Applications", Nature Communications, 10:1959 (2019)
127. Cao, L., "Monitoring of Actinide Concentrations in Molten LiCl-KCl Salt using Alpha Spectroscopy", Nuclear Energy University Programs Final Progress Report Project 15-8074, U.S. Department of Energy, March 6 (2019).
128. Branch, S., Lines, A., Lumetta, G., Bryan, S., "On-Line Monitoring for Spectroelectrochemical Characterization of Uranium within Molten Salts", Transactions of the American Nuclear Society, 120:147 (2019).
129. Zhang, C., Rappleye,D., Simpson, M., "Preliminary Study of Optimization of Normal Pulse Voltammetry for Actinide Measurement in Molten Salt Electrorefiners Using LiCl-KCl-UCl3-MgCl2 as a Surrogate Salt", Journal of the Electrochemical Society, 164:H5218-H5223 (2017).
130. Williams, A., Phongkaroon, S., "Laser-Induced Breakdown Spectroscopy (LIBS) Measurement of Uranium in Molten Salt", Applied Spectroscopy, 72:1029-1039 (2018).

131. D. Heuer, E. Merle-Lucotte, M. Allibert, M. Brovchenko, V. Ghetta, P. Rubiolo, “Towards the thorium fuel cycle with molten salt fast reactors”, LPSC-IN2P3-CNRS/UJF/Grenoble INP, France, Annals of Nuclear Energy 64 (2014) p.421–429, http://dx.doi.org/10.1016/j.anucene.2013.08.002
132. Boussier, H. et al., 2012. The molten salt reactor in generation iv: overview and perspectives. In: Proceedings of the Generation4 International Forum Symposium, San Diego, USA.
133. Brovchenko, M. et al., 2012. preliminary safety calculations to improve the design of molten salt fast reactor. In: Proceedings of the International Conference PHYSOR 2012 Advances in Reactor Physics Linking Research, Industry, and Education, Knoxville, Tennessee, USA.
134. De Saint Jean, C., Delpech, M., Tommasi, J., Youinou, G., Bourdot, P., 2000. Scénarios CNE: réacteurs classiques, caractérisation à l’équilibre, CEA report DER/SPRC/ LEDC/99-448 (F).
135. Delpech, S., Merle-Lucotte, E., Heuer, D., et al., 2009. Reactor physics and reprocessing scheme for innovative molten salt reactor system. J. Fluorine Chem. 130 (1), 11–17.
136. Doligez, X., Heuer, D., Merle-Lucotte, E, et al., 2009. Numerical tools for molten salt reactors simulations. In: Proceedings of the International Conference Global 2009 – The Nuclear Fuel Cycle: Sustainable Options & Industrial Perspectives, Paris, France.
137. Doligez, X., 2010. Influence du retraitement physico-chimique du sel combustible sur le comportement du MSFR et sur le dimensionnement de son unité de retraitement, PhD Thesis, Grenoble Institute of Technology, France (F).
138. Ghetta, V. et al., 2010. Boucle en convection forcée pour l’étude du nettoyage en ligne de caloporteurs de type sel fondu, Contribution 0574. In: Proceedings of the Materiaux 2010 Conference, Nantes, France (F)
139. Forsberg, C.W. et al., 2007. Liquid salt applications and molten salt reactors. Revue Générale du Nucl. 4/2007, 63.
140. GIF (Generation IV International Forum), 2008. Annual report 2008. pp. 36–41.
141. GIF (Generation IV International Forum), 2009. Annual report 2009. pp. 52–58.
142. Heuer, D. et al., 2009. Le réacteur à sels fondus MSFR, Sels fondus à haute température (SELF) Conference, Presses Polytechniques et Universitaires Romandes. Chapter 11 (F)
143. Ignatiev, V., Feynberg, O., Merzlyakov, A., et al., 2012. Progress in development of MOSART concept with the support. Proceedings of ICAPP 2012, Paper 12394 Chicago, USA.
144. Matthieu, L. Cycle Thorium et Réacteurs à Sel Fondu: Exploration du champ des Paramètres et des Contraintes définissant le Thorium Molten Salt Reactor, PhD Thesis, Grenoble Institute of Technology, France (F), 2005.
145. Mathieu, L., Heuer, D., et al., 2006. The thorium molten salt reactor: moving on from the MSBR. Prog. Nucl. Energy 48, 664–679.
146. Mathieu, L., Heuer, D., Merle-Lucotte, E., et al., 2009. Possible configurations for the thorium molten salt reactor and advantages of the fast non-moderated version. Nucl. Sci. Eng. 161, 78–89.

147. Merle-Lucotte, E., Heuer, D., Le Brun, C., Loiseaux, J.M., 2006. Scenarios for a worldwide deployment of nuclear power. Int. J. Nucl. Gov., Econ. Ecol. 1 (2), 168–192.
148. Merle-Lucotte, E., Heuer, D., et al., 2012a. Preliminary design assessments of the molten salt fast reactor, Paper A0053. In: Proceedings of the European Nuclear Conference ENC2012, Manchester, UK.
149. Nuttin, A., 2002. Potentialités du concept de réacteur à sels fondus pour une production durable d'énergie nucléaire basée sur le cycle thorium en spectre épithermique, PhD Thesis, Université Joseph Fourier – Grenoble I, France (F).
150. Nuttin, A., Heuer, D., et al., 2005. Potential of thorium molten salt reactors. Prog. Nucl. Energy 46, 77–99.
151. Renault, C. et al., 2009. The Molten Salt Reactor (MSR) in Generation IV: Overview and Perspectives. In: Proceedings of the GIF Symposium 2009, Paris, France.
152. Sood, D.D. et al., 1975. Plutonium trifluoride as a fuel for molten salt reactors: solubility studies. Nucl. Technol. 27 (3), 411–415.
153. US DOE Nuclear Energy Research Advisory Committee and the Generation IV International Forum, 2002, A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems, GIF-002-00.
154. M. Brovchenko, D. Heuer, E. Merle-Lucotte, M. Allibert, V. Ghetta, A. Laureau, and P. Rubiolo, "Design-Related Studies for the Preliminary Safety Assessment of the Molten Salt Fast Reactor", Nuclear science and engineering: vol.175, p.329–339, 2013
155. L. Mathieu et al., " Possible Configurations for the Thorium Molten Salt Reactor and Advantages of the Fast Nonmoderated Version," Nucl. Sci. Eng., 161, 78, 2009
156. M. Brovchenko, D. Heuer, E. Merle-Lucotte, M. Allibert, N.Capellan, V. Ghetta, A. Laureau "Preliminary safety calculations to improve the design of Molten Salt Fast Reactor", PHYSOR 2012 Advances in Reactor Physics Linking Research, Industry, and Education, Knoxville, Tennessee, USA, April 15-20, 2012
157. Jérôme Serp, Michel Allibert, Ond rej Bene, Sylvie Delpech, Olga Feynberg, Véronique Ghetta, Daniel Heuer, David Holcomb, Victor Ignatiev, Jan Leen Kloosterman, Lelio Luzzi, Elsa Merle-Lucotte, Jan Uhlí, Ritsuo Yoshioka, Dai Zhimin, "The molten salt reactor (MSR) in generation IV: Overview and perspectives", Progress in Nuclear Energy 77 (2014) p.308-319, http://dx.doi.org/10.1016/j.pnucene.2014.02.014
158. CEA. Nuclear Energy Division. "4th Generation sodium-cooled fast reactors the astrid technological demonstrator", December 2012
159. J. Guidez, L. Martin, G. Giraud, JS. Sauvage, "Summary of the operation of sodium-cooled fast reactors throughout the world", RGN No. 3, May-June, 2010
160. C. Journeau, J.M. Ruggieri, P. Piluso, "Plans for a new large scale corium facility at CEA-Cadarache: the FOURNAISE project", article published during the ERM-SAR 2012 conference (European Review Meeting on Severe Accident Research), Cologne, Germany, March 2012.

161. F. Varaine, G. Rodriguez, J.M. Hamy, S. Kubo, H. Mochida, U. Yukinori, J.P. Helle, A. Remy, T. Chauveau, J. L. Mazel, et al., "ASTRID project, general overview and status progress", GIF Symposium - the 4th GIF Symposium at the 8th edition of Atoms for the Future, Oct 2018, Paris, France. cea-02328962
162. Hui Zhang, "China's Uranium Enrichment and Plutonium Recycling 2020-2040: Current Practices and Projected Capacities", June 23, 2020
163. Indira Gandhi Centre for Atomic Research, Kalpakkam, "Prototype Fast Breeder Reactor", Library and Informati on Services, I GCAR, Kalpakkam, Tamil Nadu, India, August 20
164. S.C. Chetal, P. Chellapandi, "Severe Accident Assessment for PFBR: A Designer's Perspective", Economic & Political Weekly, december 24, 2011 vol xlvi no 52, p.76-80
165. S.C. Chetal, "500 MWe PFBR: Concept to Realisation and Approach for Future 500, MWe FBRs", Presentation by Indira Gandhi Centre for Atomic Research Kalpakkam, India, Vienna, Austria, 10 - 14 October 2011
166. Kumar, Ashwin and M V Ramana, (2011): "The Limits of Safety Analysis: Severe Nuclear Accident Possibilities at the PFBR", Economic & Political Weekly, Vol XLVI, No 43, 22 October, 44-49.
167. S. Raghupathy, Om Pal Singh, S. Govindarajan, S.C. Chetal & S.B. Bhoje, "Design of 500 MWe prototype fast breeder reactor", Indira Gandhi Centre for Atomic Research, 2004
168. Generation IV International Forum (GIF), "Proliferation Resistance and Physical Protection of Sodium-Cooled Fast Reactor Whitr Paper", Working Group (PRPPWG) and the Sodium-Cooled Fast Reactor System Steering Committee of the (GIF), October 2021
169. Проект и состояние НИОКР по китайскому свинцовому реактору, Международная академия нейтронных наук IANS) Циндао, Китай, презентация доклада на МНТК НИКИЭТ-2023, 2023-11-15, Москва, Россия
170. Y. Wu, "CLEAR-S: an integrated non-nuclear test facility for China lead-based research reactor", International journal of energy research Int. J. Energy Res. 2016; 40:1951–1956 Published online 14 June 2016 in Wiley Online Library (wileyonlinelibrary.com). DOI: 10.1002/er.3569
171. T. Schulenberg, J. Starflinger, "High Performance Light Water Reactor, design and analyses", KIT Scientific Publishing 2012, ISBN 978-3-86644-817-9
172. K.M.V. Jayaram, "An Overview of World Thorium Resources, Incentives for Further Exploration and Forecast for Thorium Requirements in the Near Future", Proc. Technical Committee Meeting on Utilization of Thorium-Based Nuclear Fuel: Current Status and Perspectives, Vienna, Austria, Dec. 2-4, 1985 (also IAEA-TECDOC-412).
173. B. Duffey, I. Pioro, X. Zhou, U. Zirn, S. Kuran, H. Khartabil and M. Naidin, "Supercritical Water-Cooled Nuclear Reactors (SCWRs): Current and Future Concepts – Steam Cycle Options", Proc. 16th International Conference on Nuclear Engineering (ICONE16), Orlando, Florida, USA, May 11-15, 2008.
174. A.G. Tumanovskii, A.L. Shvarts, E.V. Somova, E.Kh. Verbovetskii, G.D. Avrutskii, S.V. Ermakova, R.N. Kalugin, and M.V. Lazarev, "Review of the Coal-Fired,

Over-Supercritical and Ultra-Supercritical Steam Power Plants", Thermal Engineering, Vol. 64, No. 2, pp. 83-96, 2017.
175. N.A. Dollezhal, A.K. Krasin, P.I. Aleshchenkov, A.N. Galanin, A.N. Grigoryants, I. Ya. Emelyanov, N.M. Kugushev, M.E. Minashin, U.I. Mityaev, B.V. Florinsky and N.N. Sharpov, "Uranium-Graphite Reactor with Superheated High Pressure Steam", Proc. 2nd Int. Conf. on the Peaceful Uses of Atomic Energy, UN, Geneva, Vol. 8, p. 398, 1958.
176. M. Gaudet, M. Yetisir and Z. Haque, "Physical Aspects of the Canadian Generation IV Supercritical Water-Cooled Pressure Tube Reactor Plant Design", Proc. 2014 Canada-China Conference on Advanced Reactor Development (CCCARD-2014), Niagara Falls, Ontario, Canada, April 27-30, 2014.
177. Kai Fischer, "Design of a Supercritical Water - Cooled Reactor – Pressure Vessel and Internals", nstitut für Kern- und Energietechnik, Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, Karlsruhe 2008
178. D. Bittermann, D. Squarer, T. Schulenberg, Y. Oka, P. Dumaz, R. Kyri-Rajamäki, N. Aksan, C. Maraczy, and A. Souyri, Potential Plant Characteristics of a High Performance Light Water Reactor (HPLWR), no. 3137, Proceedings of ICAPP'03, Cordoba, Spain, 2003.
179. J. Buongiorno, The Supercritical Water Cooled Reactor: Ongoing Research and Development in the U.S., no. 4229, Proceedings of ICAPP'04, Pittsburgh, United States, 2004.
180. K. Fischer, E. Guelton, and T. Schulenberg, Festigkeitsanalyse des Reaktordruckbehaelters fuer einen Leichtwasserreaktor mit ueberkritischen Dampfzustaenden, no. 723, Proceedings of the Annual Meeting on Nuclear Technology, Karlsruhe, Germany, 2007. (D)
181. K. Fischer, J. Starflinger, and T. Schulenberg, Conceptual Design of a Reactor Pressure Vessel and its Internals for a HPLWR, no. 6098, Proceedings of ICAPP'06, Reno, United States, 2006.
182. P Pham, I D Gamtsemlidze, R B Bahdanovich, S P Nikonov and A D Smirnov, "Development of coupled neutronics/thermal–hydraulics test case for HPLWR", Article in Journal of Physics Conference Series · January 2017, DOI: 10.1088/1742-6596/781/1/012026
183. Squarer, D., Schlenberg, T., Struwe, D., Oka, Y., Bitterman, D., Aksan, N., Maraczy, C., Kyrki-Rajamaki, R., Souyri, A., Dumaz, P., 2003. High performance light water reactor. Nuclear Engineering and Design 221, 167–180.
184. Ojefua Osazuwa Gabriel, Amidu Muritala Alade, Yehwudah E.Chad-Umoren, "Science and Technology of Supercritical Water Cooled Reactors: Review and Status", Journal of Energy Technologies and Vol.3, No.7, 2013
185. Aksan N, (2011), Overview on Some Aspects of Requirements and considerations for the Design of SCWRs, Joint ICTP-IAEA Training Course on Science and Technology of Supercritical Water-Cooled Reactors, International Centre for Theoretical Physics(ICTP), Trieste, Italy,27th June to 1st July, (Lecture ID. SC03)
186. Yetisir M, Diamond W, Leung L.K.H, Martin D, Duffey R, (2011), Conceptual Mechanical Design for A Pressure-Tube Type Supercritical Water-Cooled

Reactor, Proc. 5th International Symposium on Supercritical Water-cooled Reactors, Vancouver, Canada, March 13-17, 2011.
187. Теплофизика реакторов нового поколения (Теплофизика – 2018): Сборник докладов научно-технической конференции «Теплофизика реакторов нового поколения» (Теплофизика – 2018), Под общей редакцией докт. техн. наук А.П. Сорокина, канд. техн. наук Ю.А. Кузиной, докт. техн. наук Т.Н. Верещагиной. 16–18 мая 2018 г., г. Обнинск/Обнинск, ГНЦ РФ – ФЭИ, 2018. – 424 с. (R)
188. Ядерные реакторы с водой сверхкритического давления (основы теплового расчета): Учебное пособие / В.И. Деев, А.Б. Круглов, Ю.А. Маслов, В.М. Махин, В.С. Харитонов, А.Н. Чуркин; Под общей редакцией проф. В.И. Деева. – М.: НИЯУ МИФИ, 2015. – 156 с. (R)
189. V. Artisyuk, V. Petrunin, N. Kodochigov, N. Ponomarev-Stepnoy, S. Alexeev, "Russian HTR Programme", presentation for IFNEC-IDWG Nuclear Energy Beyond Electricity 24.09.2019 Warsaw, Poland
190. Zhang Z.Y., Sun Y.L. Economic potential of modular reactor nuclear power plants based on the Chinese HTR-PM project. Nucl Eng Des 2007; 237(23): 2265–74.
191. Hang Z.Y., Wu Z.X., Wang D.Z., Xu Y.H., Sun Y.L., Li F, et al. Current status and tech-nical description of Chinese 2×250 MWth HTR-PM demonstration plant. Nucl Eng Des 2009;239(7):1212–9.
192. Generation IV International Forum "Proliferation Resistance and Physical Protection of Sodium-Cooled Fast Reactor Whitr Paper", prepared by the Proliferation Resistance and Physical Protection Working Group (PRPPWG) and the Very-High-Temperature Reactor System Steering Committee of the GIF, August 2022
193. Michael A. Fütterer, "Overview on theVery High Temperature Reactor System", GIF VHTR System Steering Committee, presentation for INPRO Dialogue Forum Vienna, 13 -14 April 2016
194. Гребенник В.Н., Кухаркин Н.Е., Пономарев-Степной Н.Н. Высокотемпературные газоохлаждаемые реакторы — инновационное направление развития атомной энергетики. —М.: Энергоатомизда т, 2008. – 134 с.: ил. — (Физико- технические проблемы ядерной энергетики). — Библиогр.: с. 126-134.
195. Ferroni P (2019) The Westinghouse Lead Fast Reactor. International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP 2019): Fast Neutron Reactors, France, Juan-les-pins, May 12/15.
196. Frignanti M, Alemberti A, Tarantino M (2019a) ALFRED: A revised concept to improve pool-related thermal-hydraulics. Nuclear Engineering and Design 355: 110359. https://doi.org/10.1016/j.nuceng-des.2019.110359
197. Frignani M., Alemberti A., Tarantino M., Grasso G. (2019b) ALFRED staged approach. International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP 2019): Fast Neutron Reactors, France, Juan-les-pins, May 12/15.
198. Grasso G., Sarotto M., Lodi F., Castelluccio D.M. (2019) An improved design for the ALFRED core. International Congress on Advances in Nuclear Power

Plants (ICAPP 2019): Fast Neutron Reactors, France, Juan-les-pins, 2019, May 12/15.
199. Kumpel K., Lamprecht S., Miller P., Petry N.F., Rodlech H., Zimmer-mann S (2018) Status of the MYRRHA CH cavities. 29th Linear Accelerator Conf., LINAC2018, Beijing, China.
200. S. Raghupathy, Om Pal Singh, S. Govindarajan, S.C. Chetal & S.B. Bhoje, "Design of 500 MWe prototype fast breeder reactor", Indira Gandhi Centre for Atomic Research
201. Takahashi M. et al., "Pb-Bi-Cooled Direct Contact Boiling Water Small Reactor", Progress in Nuclear Energy, 47 190-201(2005).
202. Sekimoto H. et al., "Design study on small CANDLE reactor", Energy Conversion and Management, 49[7], 1868-1872 (2008).
203. Obara T. et al., "Polonium evaporation and adhesion experiments for the development of polonium filter in lead-bismuth cooled reactors", Progress in Nuclear Energy 50, 556-559(2008).
204. Kondo M. et al., "Corrosion of Steels in Lead-Bismuth Flow", Journal of Nuclear Science and Technology, 43[2] 107-116(2006).
205. Takahashi M. et al., "Study on Pb-Bi-Water Direct Contact Two-Phase Flow and Heat Transfer", Progress in Nuclear Energy, 47. 569-576(2005).
206. Hwang I. S., "A Sustainable Regional Waste Transmutation System: P E A C E R, Plenary Invited Paper, ICAPP '06, Reno, NV, U.S.A., June 4-6, 2006.
207. Kim W.J. et al., "Supercritical Carbon Dioxide Brayton Power Conversion Cycle Design for Optimized Battery-Type Integral Reactor System," Paper 6142, Proceedings of the International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP), Reno, NV, USA, June 4-8, 2006.
208. Zrodnikov A.V. et al., "Use of Multi-Purpose Modular Fast Reactors SvBR-75/100 in Market Conditions," Paper 6023, Proceedings of the International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP), Reno, Nevada, USA, June 4-8, 2006
209. Adamov E.O. et al., Final report on the ISTC Project #1418: "Naturally Safe Lead-Cooled Fast Reactor for Large Scale Nuclear Power", Moscow 2001.
210. Hongyi YANG, Current Status of China Fast Reactor Development, Presentation of China Institute of Atomic Energy, April 19, 2022
211. International atomic energy agency, Status of Liquid Metal Cooled Fast Breeder Reactors. Technical Reports Series No. 246, IAEA, Vienna (1985).
212. International atomic energy agency, Fast Reactor Database 2006 update, IAEA-TECDOC-1531, Vienna (2006)
213. Sauvage, J.-F., Phenix. 35 years of history: the heart of a reactor, CEA Valrhô, France (2009).
214. To a history of creation and operation of research reactor on fast neutrons BR-5 (BR-10). 1959-2009. Articles, memoirs, photo documents, SSC RF-IPPE, Obninsk (2009) (R).
215. Korolkov A.S., et al., Operational experience of the BOR-60 reactor facility, Atomic Energy 91 5 (2001) 363-369 (R).

216. Antufyev, O.N., et al., Experience of the BN-350 steam generators operation, Experience gained in development and operation of fast reactor steam generators (Proc. CMEA Seminar Dimitrovgrad, 1982), Dimitrovgrad (1982) 82-96 (R).
217. International atomic energy agency, Status of Liquid Metal Cooled Fast Reactor Technology, IAEA-TECDOC-1083, IAEA, Vienna (1999).
218. Leipunskii, A.I., et al., The BN-600 fast reactor, paper resented at the Nuclex-75, Basel, 1975.
219. Budov, V.M., et al., A NPP BN-600 - the plant for the near future, paper presented at the Nuclex-75, Basel, 1975.
220. Oshkanov, N.N., et al., The evaluation of an operational performance of the power unit with the BN-600 fast reactor of Beloyarsk NPP for 25 years of operation, Nucl. Energetics 1 (2005) 3-9 (R).
221. Vasilyev, B.A., et al., Operational experience and directions of development of the BN-600 reactor core, Nuclear energy technologies with reactors on fast neutrons, Rep. 2.13, Obninsk (2003) (R).
222. Oshkanov, N.N., et al., "The main results of Beloyarsk NPP Unit 3 operation", Analyses of and Lessons Learned from the Operational Experience with Fast Reactor Equipment and Systems (Proc. IAEA Tech. Mtg. Obninsk, 2005), IAEA TWG-FR/123, IAEA, Vienna (2005) 190–208.
223. Poplavsky, V.M., et al., "Review of fast reactor operational experience gained in the Russian Federation: Approaches to the coordinated research project", Operational and Decommissioning Experience with Fast Reactors, IAEA-TECDOC-1405, IAEA, Vienna (2004) 107–134.
224. Ashurko, Yu.M., et al., "Fast reactor operating experience gained in Russia: Analysis of anomalies and abnormal operation cases", Unusual Occurrences during LMFR Operation, IAEA-TECDOC-1180, IAEA, Vienna (2000) 117–144.
225. Nevsky, V.P., Malyshev, V.M., Kupnyi, V.I., Experience of design, construction and start-up of the power unit with BN-600 in Beloyarsk NPP, Atamaya Energiea, Vol. 51, No. 5, (1981) pp. 292–296.
226. Troyanov, M.F., Development of the scientific and technological basis of the fast power reactors, Atomnaya Energiya, Vol. 5, No. 2 (1981).
227. International atomic energy agency, Operating Experience with Beloyarsk Fast Reactor BN-600, IAEA-TECDOC-1180, IAEA, Vienna (2000).
228. Kochetkov, L.A., et al., Main results of operation of nuclear power stations with BN-350 and BN-600 fast reactor, paper presented in the Int. Symp. on Fast Breeder Reactors-Experience and Future trends, 22–26 July 1985, Lyon, France.
229. Kochetkov, L.A., et al., Operating experience on fast breeder reactors in the USSR, paper presented in the Int. Conf. on Fast Reactors and Related Fuel Cycles, 28 October-1 November 1991, Kyoto, Japan.
230. Bagdasarov, Yu. E., et al., Engineering problems of fast neutron reactor, Moscow, Atomizdat, 1969 (R).
231. International atomic energy agency, Bolgarin, V.I., et al., Experience and Organization and Performing Repair Works on Main Equipment of BN-350 Reactor, paper presented in the Int. Symp. on Fast Breeder Reactors and Future trends, 22–26 July 1985, Lyon, France.

232. Stekolnikov, V.V., et al., Operation experience of sodium-water steam generators in the USSR and prospects for their development, paper presented in Int. Symp. on Fast Breeder Reactors-Experience And Future Trends, 22–26 July 1985, Lyon, France.
233. International atomic energy agency, Comparative analysis of the arrangement and design features of the BN-350 and BN-600 reactors, Int. Symp. on Design, Construction and operating Experience of Demonstration Liquid Metal Fast Breeder Reactors, IAEA SM-225/64.
234. Golan, S., et al., The bottom supported fast breeder reactor vessel - an alternative approach to seismic accommodation and reduced cost. Proc. 4th Int. conf. on Liquid metal engeneering and technology, 17–21 October 1988, Palas des Papes, France, Vol. 1, p. 110-1–110-11.
235. SNE-TP. The European Sustainable Nuclear Industrial Initiative, ESNII; Technical Report; EU-EC: Brussels, Belgium, 2010.
236. Rouault, J.; Serpantié, J.P.; Verwaerde, D. French SFR Program and the ASTRID Prototype. In Proceedings of the. Int. Conf. on Fast Reactors (FR09), Kyoto, Japan, 7–11 December 2009.
237. Fiorini, G.L. The Collaborative Project on European Sodium Fast Reactor (CP ESFR). In Proceedings of the Int. Conf. on Euratom Research and Training in Reactor Systems (FISA2009), Prague, Czech Republic, 22–24 June 2009.
238. Bohl, W.R. Some Recriticality Studies with SIMMER-II. In Proceedings of the Int. Mtg. on Fast Reactor Technology, Seattle, WA, USA, 19–23 August 1979.
239. Barthold, W.P.; Beitel, J.C.; Lam, P.S.K.; Orechwa, Y.; Su, S.F.; Turski, R.B. Low Sodium Void Cores. In Proceedings of the Int. Conf. ENS/ANS Topical Meeting on Nuclear Power Reactor Safety, Brussels, Belgium, 16–19 October 1978.
240. Ieda, Y.; Niwa, H.; Uto, N.; Kondo, S. Assessment of Proposed Passive Prevention and Mitigation Measures for Future Bredeers Reactors. In Proceedings of the Int. Conf. on Advanced Reactors Safety (ARS-94), Pittsburgh, PA, USA, 17–20 April 1994.
241. Tobita, Y.; Morita, K.; Kawada, K.; Niwa, H.; Ninokata, N. Evaluation of CDA Energetics in the Prototype LMFBR with Latest Knowledge and Tools. In Proceedings of the Int. Conf. on Nuclear Engineering (ICONE-7), Tokyo, Japan, 19–23 April 1999.
242. IAEA. Evaluation of Benchmark Calculations on a Fast Power Reactor Core, Final Report of an International Benchmark Program; IAEA-TECDOC-731; IAEA: Vienna, Austria, 1994.
243. Rineiski, A.; Kessler, G. Proliferation-resistant fuel options for thermal and fast reactors avoiding neptunium production. Nucl. Eng. Des. 2010, 240, 500–510.
244. Maschek, W. A preventive/Mitigative Measure Avoiding Recriticalities in Liquid Metal Reactors. In Proceedings of the Int. Conf, TOPSAFE'95, Budapest, Hungary, 24–27 September 1995.
245. Кочетков Л.А. К истории первой очереди Белоярской АЭС // История атомной энергетики.- М.: ИздАТ, 2001. - Вып. 1. - С. 117-133.

246. Saltanov E. Steam-Reheat Option for Supercritical-Water-Cooled Reactors / A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Master of Applied Science in The Faculty of Energy Systems and Nuclear Science / Nuclear Engineering / University of Ontario Institute of Technology, December 2010. – P. 196.
247. Махин В.М. О применении исследований на реакторе ВК-50 для проектирования ВВЭР СКД // Вопросы атомной науки и техники. Серия: Обеспечение безопасности АЭС. – Выпуск 35 «Реакторные установки». – Подольск, 2015. – С. 72-83.
248. Калякин С.Г., Кириллов П.Л., Баранаев Ю.Д. и др. Перспективы разработки инновационного водоохлаждаемого ядерного реактора со сверхкритическими параметрами теплоносителя // Теплоэнергетика. – 2014. – № 8. – С. 13-19.
249. Alekseev P. et al Conceptual Proposals on Reactor VVER-SCW Developed on the Basis of Technologies of VVER and Steam-Turbine Installations at Supercritical Parameters / The 7th International Symposium on Supercritical Water-Cooled Reactors ISSCWR-7, March 15-18, 2015, Helsinki, Finland. – Report ISSCWR7 № 2055.
250. Supercritical Water-cooled Reactor, report of SCWR System Steering Committee, 12th INPRO Dialogue Forum, Vienna, 2016 April 13-15. – P. 66.
251. Основы современной энергетики / Под общей редакцией чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова. — Часть 1. Современная теплоэнергетика / Трухний А.Д., Макаров А.А., Клименко В.В. — М.: Издательство МЭИ, 2002. — 368 с. — ISBN 5-7046-0890-6.
252. GIF R&D Outlook for Generation IV Nuclear Energy Systems, 21 August 2009. – P. 32.
253. Синев Н.М. Экономика ядерной энергетики: Основы технологии и экономики производства ядерного топлива. Экономика АЭС: Учеб. пособие для вузов.— 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1987. —480 с.
254. Schulenberg T., Starflinger J. High Performance Light Water Reactor // Design and Analyses. KIT, Scientific Publishing, 2012. - P. 242.
255. Yetisir M., Diamond W., Leung L.K.H., Martin D., Duffey R., Conceptual Mechanical Design for A Pressure-Tube Type Supercritical Water-Cooled Reactor // Proc. 5th International Symposium on Supercritical Water-cooled Reactors, Vancouver, Canada, March 13-17, 2011.
256. Pioro I.L., Duffey R.B. Heat transfer and hydraulic resistance at supercritical pressures in powerengineering applications. – ASME PRESS, New York, 2007. – P. 334.
257. Махин В.М., Мохов В.А., Беркович В.Я. и др. Концептуальные предложения по стенду - прототипу реактора ВВВЭР-СКД // Тяжелое машиностроение. – 2015. – № 7-8. – С. 45-51. а также // Вопросы атомной науки и техники. Серия: Обеспечение безопасности АЭС. Выпуск 35. – Реакторные установки. - Подольск, 2015. – С. 54-63.

258. Baranaev Y.D., Glebov A.P., Kirillov P.L. Neutronic Charakteristics of 30 MWt SCW Experimental Reactor // Report ISSCWR-6, China, Shenzhen, March, 2013. Paper 13108.
259. Buongiorno J., MacDonald P.E. Supercritical Water Reactor (SCWR). Progress Report for the FY-03 Generation IV R&D Activities for the Development of the SCWR in the U.S., INEEL/EXT-03-01210, September 30, 2003. – P. 38.
260. MacDonald P.E., Buongiorno J., Davis C., Witt R. Feasibility Study of Supercritical Light Water Cooled Reactors for Electric Power Production / Progress Report for Work Through September 2003 2nd Annual Report and 8th Quarterly ReportINEEL/EXT-03-01277. – P. 138.
261. Cheng Xu et al A mixed core for supercritical water-cooled reactors // Nuclear engineering and technology. – 2007. – V. 40. – N 2. Special issue on the 3rd international symposium on SCWR. – P. 117-126.
262. Махин В.М., Беркович В.Я., Никитенко М.П. и др. Интенсификация теплообмена в тепловыделяющих сборках ВВЭР-СКД // Тяжелое машиностроение. – 2014. – № 11-12. – С. 2-7.
263. Zhao H., Li M., Lu H., Gu D., Wang F., Zhang J., Zhang Y., Yang J. Heat Transfer Research on Supercritical Water Flow in 2x2 Rod bundles // The 6th International Symposium on Supercritical Water-Cooled Reactors (ISSCWR-6), Shenzhen, China, March 3-7, 2013. – Report 13107.
264. Ruzickova M., Hajek P., Smida S., Vsolak R., Petr J., Kysela J. Supercritical water loop design forcorrosion and water chemistry tests under irradiation // Nuclear Engineering and Technology, 2007. – V. 40. – N 2. Special issue on the 3rd International Symposium on SCWR.
265. Ryzhov S.B., Kirillov P.L., Mohov V.A., Nikitenko M.P., Chetveicikov A.E., Makhin V.M., Glebov A.P., Churkin A.N. Concept of a Single circuit RP with Vessel Type SCWR / Report on 8th Intern. Symp. (ISSCWR-5) / Canada, Vancouver, March 13-16, 2011. – Paper P076.
266. Zhang W. Preliminary Core Conceptual Design of 1000 MWe SCWR / The 6th International Symposium on Supercritical Water-Cooled Reactors (ISSCWR-6), Shenzhen, China, March 3-7, 2013. – Report 13066.
267. Duffey R.B., Pioro I. Supercritical water-cooled nuclear reactors: review and status // Nuclear Energy Materials and Reactors / Encyclopedia of Life Support Systems (UNESCO-EOLSS). – Vol. II.
268. Ojefua Osazuwa Gabriel, Amidu Muritala Alade, Yehwudah E. Chad Umoren Science and Technology of Supercritical Water Cooled Reactors: Review and Status // Journal of Energy Technologies and Policy. – 2013. – V. 3. – N 7. – www.iiste.org.
269. Yetisir M. Generation IV Super Critical Water-cooled Reactor // Deep River Science Academy Summer Lecture AECL EACL, 2012.
270. Peiman W., Saltanov Eu., Pioro I., Gabriel K. Pressure drop analysis in Pressure-Tube Supe Critical Water-cooled Reactor // Transactions Advanced Reactors, ENC2012-A0258 (European Nuclear Conference of European Nuclear Society). – 2012. – P. 39-46 (материалы конференции в Манчестере, 9-2 декабря 2012).

271. Duffey R.B., Pioro I.L. Advanced High Temperature Concepts for Pressure-Tube Reactors, Including Co-Generation and Sustainability // Proc. 3rd International Topical Meeting on High Temperature Reactor Technology, Johannesburg, South Africa, 2006 October 1-4. – Paper № F00000167. http://htr2006.co.za/downloads/final download papers/D00000167.pdf
272. Chow C.K., Khartabil H.F. Conceptual fuel channel designs for CANDU-SCWR // Nuclear Engenneering and technology. – 2007. – V 40. – N 2. – P. 139.
273. Khartabil H.F., Duffey R.B., Spinks N., Diamond W. The Pressure-Tube Concept of Generation IV Supercritical Water-Cooled Reactor (SCWR): Overview and Status / International Congress on Advances in Nuclear Power Plants 2005 (ICAPP05) Seoul, Korea, 2005.
274. Leung L. Overview of SCWR Concepts / In IAEA-SJTU Course on Science and Technology of SCWRs , Shanghai, China, 2013.
275. Михан В.И., Митяев Ю.И., Зверева Г.А. Канальные водографитовые реакторы с перегревом пара // Вопросы атомной науки и техники. Серия: Физика и техника ядерных реакторов. – 1978. – Вып. 1. – № 21. – С. 68-73.
276. Батуров Б.Б., Корякин Ю.И., Смирнов В.Г. Оптимизационные технико-модели реакторных установок типа РБМ-К и РБМ-КП // Вопросы атомной науки и техники. Серия: Физика и техника ядерных реакторов. – 1978. – Вып. 1. – № 21. – С. 79-91.
277. Vikulov V.k., Gmyrko V.Ye., Grozdov I.I. et al. VGERS – Supercritical Water-Cooled GrapfiteModerated Power Reactor // Advanced Nuclear fuel cycle for the 21st century, Nizhny Novgorod, Russia, September 24-27, 2007. – P. 104.
278. Kuznetsov Yu. Pressure Tubes Supercritical Water eactors: Some Advantages and Problems // Advanced Nuclear fuel cycle for the 21st century, Nizhny Novgorod, Russia, September 24-27, 2007. – P. 71.
279. Dragunov Yu. Water-Cooled Reactors with Supercritical Parameters (SC WWER). Prospective Reactors of the 4-th Generation // Advanced Nuclear fuel cycle for the 21st century, Nizhny Novgorod, Russia, September 24-27, 2007. – P. 69-70.
280. Глебов А.П., Клушин А.В. Реактор с быстро-резонансным спектром нейтронов, охлаждаемый водой сверхкритического давления при двухходовой схеме движения теплоносителя. // Атомная энергия. – 2006. – Т. 100. – Вып. 5. – С. 349-355.
281. Баранаев Ю.Д., Глебов А.П., Долгов Е.В. и др. Сравнительный анализ физических характеристик реактора ВВЭР-СКД при одно- и двухходовой схемах движения теплоносителя: Препринт ФЭИ-3110. – Обнинск, 2007.
282. Баранаев Ю.Д., Глебов А.П., Кириллов П.Л., Клушин А.В. Реактор, охлаждаемый водой сверхкритического давления, ВВЭР-СКД – основной претендент в «Супер-ВВЭР»: Препринт ФЭИ-3188. – Обнинск, 2010.
283. Семченков Ю.М., Сидоренко В.А., Алексеев П.Н. и др. Концептуальные предложения по реактору ВВЭР-СКД, создаваемому на основе технологий ВВЭР и паротурбинных установок на СКД параметрах / Сборник тезисов докладов 9-й международной научнотехнической конферен-

ции «Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР», 19-22 мая 2015, Россия, Подольск. – С. 60.
284. Седов А.А. Перспективы СКД-реакторов: результаты и планы работ по направлению. SCWR в рамках международного форума ПОКОЛЕНИЕ-4 / Сборник тезисов докладов 9-й международной научно-технической конференции «Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР», 19-22 мая 2015, Россия, Подольск. – С. 59.
285. Семченков Ю.М., Силин В.А., Алексеев П.Н. и др. Интегральные реакторные установки с естественной циркуляцией воды при сверхкритическом давлении – РУ СКДИ / Сборник тезисов докладов 9-й международной научно-технической конференции «Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР», 19-22 мая 2015, Россия, Подольск. – С. 62.
286. W.F.G. van Rooijen, "Gas-Cooled Fast Reactor: A Historical Overview and Future Outlook", Science and Technology of Nuclear Installations, July 2009, 2009(2), DOI:10.1155/2009/965757
287. Václav Dostá, Pavel Hejzlar, Michael J. Driscoll, "High-Performance Supercritical Carbon Dioxide Cycle for Next-Generation Nuclear Reactors", June 2006, Nuclear Technology 154(3):265-282, DOI:10.13182/NT154-265
288. Joel Guidez, Antoine Gerschenfeld, Janos Bodi, Konstantin Mikityuk, Francisco Alvarez-Velarde, Pablo Romojaro, U. Diaz-Chiron, "ESFR smart project conceptual design of in-vessel core catcher" PHYSOR 2020: Transition to a Scalable Nuclear FutureCambridge, United Kingdom, March 29th-April 2nd, 2020
289. N. Mukhamedov, M. Skakov, I. Deryavko, I. Kukushkin, "Thermal properties of prototype corium of fast reactor", Nucl. Eng. Des.322, 27–31 (2017)
290. Белоногов М.Н., Волков И.А., Модестов Д.Г., Симоненко В.А., Хмельницкий Д.В. О трансмутации минорных актиноидов в жидкосолевом реакторе-сжигателе, ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ им. академика Е.И. Забабахина», презентация доклада для Научно-техническая конференция «Нейтронно-физические проблемы атомной энергетики» («НЕЙТРОНИКА-2019»), 27–29 ноября 2019, г. Обнинск

Ссылки в открытой сети интернет [Электронный ресурс] (по состоянию доступа на май 2024 года):

1. http://www.gen-4.org/
2. https://aris.iaea.org/PDF/
3. IAEA Power Reactor Information System. http://www.iaea.org/pris
4. IAEA INPRO Dialogue Forum. https://www.iaea.org/IN-PRO/DFs/index.html
5. http://www.gen4.org/Technology/horizontal/PRPPEM.pdf
6. http://www.gen-4.org/GIF/About/documents/30-Session2-8-Renault.pdf
7. https://www.iaea.org/publications/5515/fast-reactor-database
8. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/
9. LEADER project, www.leader-FP7.eu;
10. www.safeg.eu/fileadmin/user_upload/images/SafeG_D4.2_GFR_Needs_for_Nuclear_Standardization_and_Codes_1.1.pdf.

11. http://www.westinghousenuclear.com/new-plants/lead-cooled-fast-reactor
12. https://aris.iaea.org/Publications/SMR-Book_2018.pdf
13. https://web.mit.edu/nse/pdf/researchstaff/forsberg/FHR%20Point%20Design%2014- 002%20UCB.pdf
14. https://aris.iaea.org/Publications/SMR_booklet_2022.pdf
15. https://kairospower.com/
16. http://www.moltexenergy.com/
17. https://aris.iaea.org/PDF/IMSR400.pdf
18. https://www.terrestrialenergy.com/technology/molten-salt-reactor/
19. http://terrapower.com/
20. https://thoriumenergyalliance.com/wp-content/uploads/2020/02/Elysium-MCSFR- TEAC10-Update.pdf
21. http://thorconpower.com/documents
22. https://www.ias.ac.in/article/fulltext/pram/085/03/0539-0554
23. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2017-05/03_hongjie_xu_china.pdf
24. http://lpsc.in2p3.fr/images/ActivitesScientifiques/Physique_des_Reacteurs/PDF/FR17_paper848 -MSFR_final_rev170429.pdf
25. http://lpsc.in2p3.fr/images/ActivitesScientifiques/Physique_des_Reacteurs/PDF/ChapterMSFR- draftnotfinal-march2016.pdf
26. https://festkoerper- kernphysik.de/dfr
27. https://www.ias.ac.in/article/fulltext/pram/085/03/0539-0554
28. http://www.epri.com/abstracts/Pages/ProductAbstract.aspx?ProductId=000000003002005460
29. https://www.gen-4.org/gif/jcms/c_84279/webinars
30. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2017- 05/03_hongjie_xu_china.pdf
31. http://lpsc.in2p3.fr/images/ActivitesScientifiques/Physique_des_Reacteurs/PDF/IAEA-Safeguards2018-ID132FullPaper-MSR.pdf
32. http://www.gen-4.org/PDFs/GIF-2009-Annual-Report.pdf
33. http://www.gen-4.org/PDFs/GIF_2008_Annual_Report.pdf
34. https://cordis.europa.eu/project/id/FIKI-CT-2000-00033
35. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2024-01/gif_msr_prpp_white_paper_final.pdf
36. https://aris.iaea.org/Publications/SMR_booklet_2022.pdf
37. https://aris.iaea.org/TechnicalData/
38. https://atomvestnik.ru/2022/08/03/bn-idet-bn-dorogu/
39. http://nsrus.ru/files/ppt/2022-12-22/OKBM.pdf
40. https://istc-2023.nikiet.ru/file/dis-ru/1/П-11.pdf
41. https://vniitf.ru/data/images/zst/2019/presents/sec-5/5-09ru.pdf
42. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2018-06/geniv_webinar_2018_viktor_ignatev_final_.pdf
43. https://elib.biblioatom.ru/text/atomnaya-tehnika-za-rubezhom_2019_v1/p28/
44. https://www.researchgate.net/publication/26639166_Gas-Cooled_Fast_Reactor_A_Historical_Overview_and_Future_Outlook

45. https://aris.iaea.org/PDF/HTR-PM.pdf
46. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2017-07/geniv-thorium-final-7-11-17.pdf
47. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2016-12/geniv_sfr_bobhill_final.pdf
48. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2017-11/rswg_vhtr_white_paper_version_3_2015.pdf
49. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2017-05/emerle_gif-final23may2017.pdf
50. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2018-09/gif_annual_report_2017_210918.pdf
51. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2019-06/7411_gif_r_and_d_outlook_update_web.pdf
52. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2019-05/molten_salt_summer_bootcamp_2019_flyer_v2.pdf
53. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2019-01/preparing_the_future_through_innovative_nuclear_technology_web.pdf
54. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2024-01/gif_msr_prpp_white_paper_final.pdf
55. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2019-01/geniv_dr_alexander_orlov_final_30_jan_2019.pdf
56. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2020-06/newsletter_gif_modele_3rd_edition_with_all_updates_version_fabiennefinal.pdf
57. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2020-07/gif_2019_annual_report_2020-07-29_14-20-8_872.pdf
58. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2021-02/overview_of_gen-iv_developments_and_gif_-_final.pdf
59. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2021-02/viii._msr_rd_infrastructures_gif-rdtf_final_report_jan2021.pdf
60. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2021-05/msr_gif_2020_annual_report.pdf
61. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2021-05/gif_2020_annual_report.pdf
62. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2021-11/sfr_prpp_white_paper_2021_final_18102021v8.pdf
63. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2022-09/chap_4.pdf
64. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2024-01/gif_msr_prpp_white_paper_final.pdf
65. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2024-07/gif_2023_annual_report_2024-07-10_14-53-25_441.pdf
66. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2023-02/sdc_gfr_final_wcovers_2023-02-08_15-31-7_454.pdf
67. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2023-10/gif_annual_report_2022_2023-10-18_10-53-41_623.pdf

68. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2023-06/vhtr-sdc-report_final_2023-06-21_09-56-28_902.pdf
69. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2022-09/chapter_3_vhtr.pdf
70. https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2019-06/7411_gif_r_and_d_outlook_update_web.pdf
71. https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/9781118043493.ch22
72. https://www.researchgate.net/publication/355809041_Safety_systems_of_Gen-IIIGen-III_VVER_reactors/link/617fc2a53c987366c310aab6/download?_tp=eyJjb250ZXh0Ijp7ImZpcnN0UGFnZSI6InB1YmxpY2F0aW9uIiwicGFnZSI6InB1YmxpY2F0aW9uIn19
73. https://www.neimagazine.com/news/westinghouse-and-ansaldo-nucleare-to-develop-lead-cooled-fast-reactor-technology-10064642/?cf-view
74. https://re.public.polimi.it/retrieve/e0c31c0d-66e1-4599-e053-1705fe0aef77/A%20preliminary%20approach%20to%20the%20Alfred%20reactor%20control%20strategy_11311-773914_Luzzi.pdf
75. https://nucet.pensoft.net/article/90993/
76. https://world-nuclear-news.org/Articles/Contract-for-Romanian-lead-cooled-reactor-research
77. https://world-nuclear-news.org/Articles/Nuclearelectrica-to-cooperate-in-development-of-AL
78. https://www.hilarispublisher.com/open-access/advanced-lead-fast-reactor-european-demonstrator-96955.html
79. https://www.ansaldoenergia.com/offering/nuclear/generation-iii#
80. https://www.neimagazine.com/news/russia-to-build-bn1200-by-2035-9406431/
81. https://www.ippe.ru/images/science_info/conference/neutron2019/presentation/section1/belonogov-transmutation-minor-actinides-liquid-salt-burner-reactor.pdf
82. https://www.nextbigfuture.com/2021/08/chinas-molten-salt-nuclear-reactors.html
83. https://hightech.plus/2024/08/01/v-ssha-nachalos-stroitelstvo-pervogo-atomnogo-reaktora-4-go-pokoleniya
84. https://tcw15.mit.edu/sites/default/files/documents/TMSRstatus-liuwei.pdf
85. https://allsourceanalysis.com/wp-content/uploads/2020/09/SR-CH-Thorium-Molten-Salt-Reactor-TMSR-LF1-Minqin-County-China.pdf
86. https://www.nextbigfuture.com/2022/08/chinas-2-megawatt-molten-salt-thorium-nuclear-reactor-has-start-up-approval.html
87. https://esfr-smart.eu/
88. https://www.scipedia.com/public/Siemer_2015a
89. https://zenodo.org/records/4260874/preview/PHYSOR2020-ID-1176.pdf
90. https://www.researchgate.net/publication/279511944_Overview_and_perspectives_of_the_molten_salt_fast_reactor_MSFR_concept
91. http://www.the-weinberg-foundation.org/wp-content/uploads/2013/06/Thorium-Fuelled-Molten-Salt-Reactors-Weinberg-Foundation.pdf
92. http://transatomicpower.com/white_papers/TAP_White_Paper.pdf

93. http://www.iaea.org/NuclearPower/Downloadable/Meetings/2013/2013-02-28-03-01-INPRO-GIF/11.anzieu1.pdf
94. http://content.thirdway.org/publications/851/Third_Way_Report_-_Nuclear_Energy_Renaissance_Set_to_Move_Ahead_Without_U.S..pdf
95. https://cordis.europa.eu/docs/results/249/249696/final1-final-report-f.pdf
96. https://elib.biblioatom.ru/text/grebennik_vysokotemperaturnye-reaktory_2008/p105/

Учебное издание

Поваров Владимир Петрович, **Асмолов** Владимир Григорьевич,
Украинцев Владимир Федорович, **Яуров** Сергей Васильевич,
Юдин Андрей Владимирович

АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С РЕАКТОРАМИ ТИПА ВВЭР/PWR.

Анализ, тенденции, перспективы

Учебное пособие для студентов вузов

Корректор *Евдокимова Г.Е.*
Подготовка оригинал-макета *Евдокимов С.И.*

Подписано в печать 21.10.2025. Формат $70\times100^{1}/_{16}$.
Бумага мелованная. Печать офсетная. Усл. печ. л. 44,2.
Тираж 350 экз. Заказ №
Изд. № 035-1.

Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ».
115409, Москва, Каширское шоссе, 31.

Отпечатано в ООО «Радугапринт».
117105, Москва, Варшавское шоссе, д. 28А.

ISBN 978-5-7262-3182-2