

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

**«Санкт-Петербургский государственный университет  
промышленных технологий и дизайна»  
Высшая школа технологии и энергетики**

**В.А. Суслов**

**ТЕПЛООБМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ  
АТОМНЫХ И ТЕПЛОВЫХ  
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

**Учебное пособие**

**Часть 1**

Утверждено Редакционно-издательским советом ВШТЭ СПбГУПТД

Санкт-Петербург  
2021

**УДК 621.184.64 (075)**

**ББК 31.31я 7**

**С 904**

*Рецензенты:*

доктор технических наук, член-корреспондент АН РФ, профессор кафедры атомных станций и промышленной теплоэнергетики Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого

*В.В. Сергеев;*

кандидат технических наук, зав. кафедрой теплосиловых установок и тепловых двигателей Высшей школы технологии и энергетики Санкт-Петербургского государственного университета промышленных технологий и дизайна, доцент

*В.Г. Злобин*

**Суслов В.А.**

**С 904** Теплообменное оборудование атомных и тепловых электростанций: учеб. пособие / В.А. Суслов. – СПб.: ВШТЭ СПбГУПТД, 2021. Т.1. – 123 с.

ISBN 978-5-91646-253-1

Учебное пособие подготовлено в соответствии с требованиями государственных образовательных стандартов, его содержание соответствует программе курса «Тепломассообменное оборудование ТЭС и АЭС» для магистров-теплоэнергетиков, обучающихся по направлению 140100.68.

Первая часть пособия содержит основные понятия, определения и схемы теплообменного оборудования, используемого на атомных и тепловых электростанциях. Вторая – методику расчёта одного из основных элементов схемы АЭС – парогенератора.

УДК 621.184.64 (075)

ББК 31.31я 7

ISBN 978-5-91646-253-1

© ВШТЭ СПбГУПТД, 2021

© Суслов В.А., 2021

## СОДЕРЖАНИЕ

	<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>5</b>
<b>I.</b>	<b>СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ ПАРОТУРБИННЫХ ТЭС И АЭС.....</b>	<b>8</b>
1.1.	Факторы сдерживания развития российской теплоэнергетики	8
1.2.	Перспективные задачи теплоэнергетики.....	9
1.3.	Основные элементы тепловой схемы ТЭС и АЭС и требования к ним.....	12
1.4.	Основные параметры станций и их влияние на структуру тепловой схемы и экономичность.....	16
<b>II.</b>	<b>ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЯДЕРНЫХ РЕАКТОРОВ ДЛЯ ГЕНЕРАЦИИ ТЕПЛА НА АЭС.....</b>	<b>19</b>
2.1.	Виды энергии .....	19
2.2.	Строение вещества.....	20
2.3.	Ядерные реакции.....	21
2.4.	Радиоактивность.....	22
2.5.	Деление ядер.....	24
2.6.	Размножение нейтронов.....	26
2.7.	Реактивность.....	27
<b>III.</b>	<b>ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАБОТЕ АЭС.....</b>	<b>28</b>
3.1.	Принцип получения тепловой энергии в ядерном реакторе.....	29
3.2.	Основные типы ядерных реакторов.....	32
3.3.	Принципиальные схемы производства пара на АЭС.....	34
3.4.	Реакторы на тепловых нейтронах.....	40
3.4.1.	Реакторы на естественном уране с графитовым замедлителем.....	40

3.4.2.	Водо-водяные реакторы.....	46
3.4.2.1.	Реакторы с легководным замедлителем и теплоносителем под давлением.....	48
3.4.2.2.	Кипящие реакторы.....	51
3.4.2.3.	Реакторы на естественном уране с тяжеловодным замедлителем и теплоносителем.....	54
3.5.	Быстрые реакторы-размножители с жидкометаллическим теплоносителем.....	57
3.6.	Турбины влажного пара.....	63
3.7.	Основные элементы циркуляционной системы АЭС.....	67
3.7.1	Главный циркуляционный насос.....	67
3.7.2.	Компенсатор объёма.....	68
3.7.3.	Трубопроводы.....	69
<b>IV.</b>	<b>ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ТИПЫ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ .....</b>	<b>72</b>
4.1.	Схемы и параметры работы ПГ, обогреваемых водными теплоносителями и паром.....	74
4.2.	Выбор параметров пара в двухконтурных АЭС.....	91
4.3.	Схемы и конструкции ПГ, обогреваемых жидкометаллическими теплоносителями.....	93
4.4.	Схемы ПГ с газовыми теплоносителями.....	114
	Библиографический список.....	122

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящем пособии рассматривается ряд тепло- и массообменных установок, применяющихся на АЭС. Пособие подготовлено в соответствии с требованиями государственных образовательных стандартов, его содержание соответствует программе курса «Тепломассообменное оборудование ТЭС и АЭС», читаемого для магистров-теплоэнергетиков по направлению 13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника» и может быть использовано для расширения их знаний.

Единая электроэнергетическая система России является главным гарантом сохранения и развития промышленности и обеспечения всего хозяйства страны электрической и тепловой энергией. В 2019 году в составе ЕЭС России работали семь Объединенных энергосистем (ОЭС): Центр – 52,4 ГВт; Сибирь – 51,9 ГВт; Урал – 53,6 ГВт; Средняя Волга – 27,6 ГВт; Северо-Запад – 24,5 ГВт; Юг – 23,6 ГВт; Восток – 9,6 ГВт.

В электроэнергетический комплекс ЕЭС России входит около 700 электростанций мощностью свыше 5 МВт. На начало 2019 г. общая установленная мощность электростанций ЕЭС России составила 242,9 ГВт, в том числе 30,2 млн кВт – АЭС, 163,5 млн кВт – ТЭС и 48,5 млн кВт – ГЭС, ВЭС – 0,139 млн кВт; СЭС – 0,579 млн кВт. Суммарная доля установленных мощностей на ТЭС и АЭС составляет около 88% и будет в дальнейшем возрастать.

Структура установленной мощности тепловых электростанций ЕЭС России на конец 2018 г. по типам генерирующего оборудования представлена на рис. 1.

В 2019 г. параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Эстонии, Латвии, Литвы, Белоруссии, Украины, Грузии, Азербайджана, Казахстана и Монголии, а также энергосистемы Центральной Азии: Узбекистана, Киргизии (через энергосистему Казахстана) – и Молдавии (через энергосистему

Украины). По линиям электропередачи переменного тока осуществлялась передача электроэнергии в энергосистему Южной Осетии и энергосистему Абхазии.

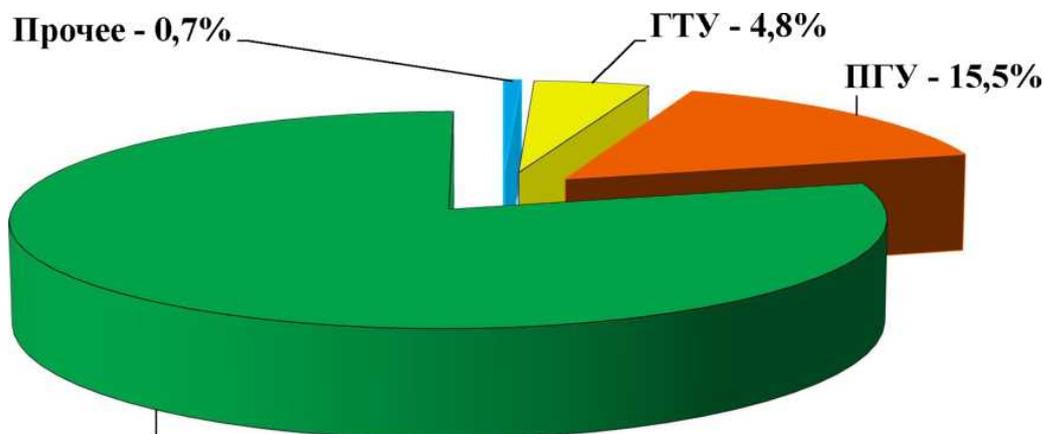


Рис. 1. Структура установленной мощности ТЭС ЕЭС России

Совместно с ЕЭС России через преобразовательные устройства постоянного тока работали энергосистемы Финляндии и Китая. Кроме этого, параллельно с энергосистемой Финляндии работали отдельные генераторы Северо-Западной ТЭЦ и ГЭС энергосистем Санкт-Петербурга, Ленинградской области и Мурманской области, с энергосистемой Норвегии – отдельные генераторы ГЭС энергосистемы Мурманской области. По линиям электропередачи переменного тока осуществлялась передача электроэнергии в Китай в «островном» режиме.

ТЭС и АЭС вырабатывают электрическую и тепловую энергии и снабжают ими производства, коммунальное хозяйство, транспорт и жилой сектор страны.

Энергетическое и энерготехнологическое хозяйство ТЭС представляет собой сложный комплекс, включающий в себя установки для производства и преобразования различных видов энергии; коммуникации и трубопроводы для транспорта топлива, энергии; системы отопления, вентиляции и кондиционирования; установки для обезвреживания и утилизации выбросов, использования вторичных и попутных энергоресурсов предприятия в виде

физической и химической теплоты отходов, теплоты конденсата, отработавшего пара, отходящих газов, механической энергии сжатого воздуха и других газов.

Государственная корпорация по атомной энергии «Росатом» – один из технологических лидеров ЕЭС России, многопрофильный холдинг, объединяющий предприятия в энергетике, машиностроении и строительстве. «Росатом» входит в десятку крупнейших компаний России и объединяет свыше 350 предприятий и организаций, в которых работает около 250 тыс. человек. Основными акционерами «Росатом» являются АО «Концерн Росэнергоатом» и АО «Атомэнергопром». «Росатом» является крупнейшим производителем электроэнергии в России, обеспечивая свыше 19% энергетических потребностей страны. В 12 странах мира у «Росатома» на разной стадии реализации находятся 36 энергоблоков.

# I. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ ПАРОТУРБИННЫХ ТЭС И АЭС

## 1.1. Факторы сдерживания развития российской теплоэнергетики

Начиная с 70-х годов прошлого столетия, по данным ВТИ, в развитии энергетического хозяйства страны появилась тенденция к диспропорции в темпах выработки электроэнергии и вводе новых энергетических объектов, которая сохраняется и до сегодняшнего дня. Разница в важнейших показателях развития отечественной энергетики увеличивалась все больше и больше. Годовой прирост мощностей с 10 – 12 млн кВт (7 – 8%) в 1970 г. упал до 2 в 1998 г. и в 2019 г. составил 4,7 млн кВт. Показатель интенсивности обновления основных факторов, равный отношению мощности выводимых из эксплуатации устаревших фондов к имеющейся, в конце 90-х годов существенно сократился и достиг 0,2 – 0,5%, а в 2019 г. составил – 0,8%.

Причинами замедления темпов развития электроэнергетики явились: недостаточные инвестиции; систематическое невыполнение заданий по вводу новых генерирующих мощностей и сетей; введение с 1986 г. моратория на строительство АЭС; сопротивление реализации планов размещения и сооружения энергетических объектов местными органами управления.

Последствия сокращения темпов ввода новых энергетических объектов проявились в катастрофически быстром увеличении доли устаревших фондов в общей структуре генерирующих мощностей.

Сегодня продолжается эксплуатация основного теплоэнергетического оборудования ТЭС мощностью около 30 млн кВт, имеющего наработку до 230 – 300 тыс. ч. Эксплуатация такого физически изношенного и устаревшего неэкономичного оборудования дает большой перерасход топлива.

Для нормального функционирования Единой Энергетической Системы России в предстоящие годы необходимо наращивать темпы ввода

генерирующих мощностей на новых и модернизируемых электростанциях, в особенности на ВЭС и СЭС.

Для решения этих задач энергетическая компания РАО «ЕЭС» начала реформироваться. В процессе реформы была ликвидирована вертикальная интеграция генерирующей и сетевой деятельности. При этом сетевая, распределительная и диспетчерская деятельность осталась под контролем государства, генерирующая и сбытовая деятельность была открыта для частных компаний. В течение 2005 – 2011 гг. она подлежала дерегуляции и переходу в режим свободной конкуренции на основе биржевой торговли через ОАО «Администратор торговой системы». Генерирующие компании, за исключением ОАО «РусГидро» и ОАО «Концерн Энергоатом», были приватизированы в течение 2006 – 2008 гг.

В течение 2007 г. почти половина электростанций и 22 сбытовые компании страны перешли в частные руки.

В результате произошёл провал энергетической реформы, цель которой заключалась в приватизации российской теплоэнергетики по частям для избавления госбюджета от затрат средств на строительство новых генерирующих мощностей. На сегодняшний день единая энергосистема страны разрушена, тепловая генерация перешла в частные руки, топ-менеджеры РАО «ЕЭС России» стали легальными мультимиллионерами, а оплачивать строительство новой генерации опять должен бюджет, то есть налогоплательщик.

## **1.2. Перспективные задачи теплоэнергетики**

Перечисленные факторы связаны с необходимостью решения двух главных стратегических задач:

- повышение эффективности (рентабельности) энергопредприятий отрасли;
- защита окружающей среды.

Основная проблема развития теплоэнергетики состоит в том, что в предстоящие 10 лет более 50% оборудования действующих ТЭС достигнут предельной наработки и потребуются ежегодно проводить замещение мощности в 5 – 6 млн кВт. Так, в 2018 г. проведено замещение нового оборудования суммарной мощностью 4,7 МВт.

В качестве основного направления технического перевооружения и реконструкции принят демонтаж изношенного оборудования с вводом замещающей мощности на этой же площадке.

Ввод замещающей мощности на ТЭС, сжигающих уголь и мазут, намечается осуществлять в результате реконструкции котельных агрегатов с применением более совершенных способов сжигания топлива и систем очистки дымовых газов. Турбинные агрегаты должны замещаться новыми с улучшенными характеристиками с установкой их на старых фундаментах.

Заводы-изготовители разрабатывают конденсационные и теплофикационные ПГУ 743–783 К мощностью 30 – 150 МВт с параметрами свежего пара 6 – 8 МПа, для использования их в составе ПГУ с котлами-утилизаторами.

Одним из основных направлений технического перевооружения в теплоэнергетике является широкое применение ПГУ различного типа и назначения, и прежде всего с котлами-утилизаторами, использующими природный газ. Наряду с созданием мощных энергоблоков (ПГУ-450 на Северо-Западной ТЭЦ Ленэнерго) для новых ТЭС необходимо расширить номенклатуру разрабатываемых ПГУ в сторону теплофикационных установок малой мощности (10 – 15 МВт) в комплектно-блочном исполнении.

ПГУ, в зависимости от вида основного топлива, способа утилизации теплоты газов, можно разделить на следующие типы [1]:

- бинарные с котлами-утилизаторами на газовом и жидком газотурбинном топливе (ЖГТ);
- со сбросом газов ГТУ в котел и сжиганием в нем твердого топлива (ГТУ – газ, ЖГТ, котел – твердое, мазут);

- с внутрицикловой газификацией угля на твердом топливе;
- с прямым сжиганием угля под давлением;
- с вытеснением регенерации паровой турбины (ГТУ – газ, ЖГТ, котел – твердое).

Бинарные ПГУ с котлом-утилизатором, с двумя контурами давления являются наиболее экономичными, и их проектирование и сооружение ведётся в нашей стране. Основные показатели таких ПГУ на базе высокотемпературных отечественных и зарубежных ГТУ представлены в [2].

Надстройка газомазутных блоков газовыми турбинами со сбросом газов в котел существенно повышает их эффективность.

Для ПГУ с вытеснением регенерации характерен способ утилизации сбросных газов от ГТУ в газоводяных теплообменниках. Основными эксплуатационными преимуществами таких ПГУ являются полная автономность ГТУ и ПТУ в процессе эксплуатации и пуска-останова, технологическая простота операций пуска и останова. Отсутствие связи по газовоздушному тракту с паровым котлом дает возможность осуществить надстройку ГТУ без каких-либо изменений в котле.

В ПГУ бинарного цикла с внутрицикловой газификацией угля предусматривается его не прямое сжигание через предварительную газификацию с последующим использованием продуктов газификации в высокоэкономичных ГТУ. Такая схема решает две проблемы: повышение эффективности использования твердого топлива и снижение выбросов в окружающую среду.

Альтернативой обычным паротурбинным блокам с пылеугольными котлами являются ПГУ с прямым сжиганием угля под давлением. В некоторых странах: США, Германии, Испании, Швеции – уже действуют несколько ПГУ такого типа мощностью от 17 до 330 МВт, предназначенных для сжигания бурых и каменных углей и лигнитов. В России ведутся работы над созданием ПГУ с котлом для сжигания угля под давлением с циркулирующим кипящим слоем и трехступенчатой механической очисткой газа от твердых частиц. При этом предлагается создать на базе модулей из

ГТУ мощностью 25 МВт котла производительностью 260 т/ч на параметры пара 14 МПа, 813/813 К и ПТУ мощностью 80 – 250 МВт парогазовую установку общей мощностью 100 – 320 МВт с КПД нетто 40,0 – 42,5%.

Однако реализация научно-технического прогресса в энергетике путем сооружения новых ТЭС и технического перевооружения действующих с использованием самого современного котельного и турбинного оборудования требует комплексной проработки всей технологической цепочки производства электрической и тепловой энергии. Такой единой технологической цепочкой является развернутая тепловая схема ТЭС.

### **1.3. Основные элементы тепловой схемы ТЭС и требования к ним**

Теплоэлектростанции по типу (структуре) тепловой схемы подразделяются на блочные и неблочные. При блочной схеме основное и вспомогательное оборудование паротурбинной установки не имеет технологических связей с оборудованием другой установки электростанции.

На электростанциях на органическом топливе к турбине пар подводится только от одного или двух соединенных с ней котлов. Паротурбинную установку, турбина которой питается паром от одного парового котла, называют моноблоком, при наличии двух котлов на одну турбину – дубли-блоком.

При неблочной схеме ТЭС пар от паровых котлов поступает в общую магистраль и лишь оттуда распределяется по отдельным турбинам. Иногда направляют пар непосредственно от паровых котлов к турбинам, однако общая соединительная магистраль при этом сохраняется, поэтому всегда можно использовать пар от всех котлов для питания любой турбины. Линии, по которым вода подается в паровые котлы (питательные трубопроводы), также имеют поперечные связи.

Блочные ТЭС дешевле неблочных: упрощается схема трубопроводов, сокращается количество арматуры. Управление агрегатами проще, установки

блочного типа легче автоматизировать. В эксплуатации работа одного блока не отражается на соседних. При расширении электростанции последующий блок может иметь другую мощность и работать на новых параметрах, что дает возможность на расширяемой станции устанавливать более мощное оборудование на более высокие параметры, т.е. позволяет применять все более совершенное оборудование и повышать технико-экономические показатели электростанции. Процессы наладки и освоения нового оборудования при этом не отражаются на работе ранее установленных агрегатов.

Однако для нормальной эксплуатации блочных ТЭС надежность их оборудования должна быть значительно выше, чем на неблочных.

При проектировании вновь сооружаемых энергетических объектов и реконструкции действующего теплоэнергетического оборудования к их тепловым схемам должны предъявляться следующие основные требования:

- надежность работы основного и вспомогательного оборудования ТЭС и АЭС при всех возможных режимах эксплуатации;
- обеспечение безопасности эксплуатационного персонала и комфортных условий труда;
- высокая тепловая экономичность работы ТЭС и АЭС как при номинальных, так и при максимальных и частичных нагрузках;
- максимально возможный регулировочный диапазон изменения электрической нагрузки с учетом технического минимума паропроизводительности котла и других ограничивающих факторов в условиях работы в объединенной энергосистеме;
- обеспечение необходимых маневренных характеристик по условиям приёместности и заданных пусковых характеристик при пусках из холодного, неостывшего и горячего состояния согласно требованиям заказчика (энергосистемы) при вводе в эксплуатацию нового энергетического оборудования и реконструкции действующего;

- обеспечение необходимого отпуска тепловой энергии на отопление и горячее водоснабжение в условиях достижения самой низкой температуры наружного воздуха в зимний период;

- минимально возможный уровень теплового загрязнения окружающей среды за счет достижения максимальной выработки электроэнергии на тепловом потреблении и минимальных потерь теплоты с циркуляционной водой в конденсаторах турбин;

- возможность создания комплексных АСУ ТП на базе внедрения САУ с применением микропроцессорной техники с включением в систему диспетчерского управления энергосистемы;

- возможность быстрого вывода в ремонт основного и вспомогательного оборудования за счет применения систем принудительного расхолаживания для сокращения сроков проведения ремонтных операций и повышения готовности.

Развернутая тепловая схема ТЭС по своему технологическому назначению для реализации отпуска электрической и тепловой энергии включает в себя следующие основные элементы:

1) котельную и паротурбинную установки, системы ГТУ, включая компрессор и камеру сгорания, для парогазовых установок;

2) систему транспортных связей между элементами основного оборудования: главные паропроводы; паропроводы промежуточного перегрева; паропроводы отборов на регенерацию и теплофикацию; питательные магистрали и т. д.; системы газопроводов от ГТУ до котла утилизатора или энергетического котла;

3) систему пуско-сбросных устройств и расхолаживания оборудования: система использования продувок и дренажей при пусковых операциях, баки-аккумуляторы, выносные сепараторы, БРУ-К, растопочные РОУ и т. д.;

4) теплоприготовительную установку, включающую в себя подогреватели сетевой воды, сетевые насосы, пиковые источники

теплоснабжения (пиковые водогрейные котлы, электроводогрейные котлы, пиковый бойлер), систему подпитки тепловых сетей;

5) систему регенерации паротурбинной установки: подогреватели высокого и низкого давления, сальниковые подогреватели, эжекторные подогреватели, конденсаторы испарителей, газоводяные подогреватели;

6) систему внешней сепарации и паропарового промежуточного перегрева (СПП) для ПТУ АЭС;

7) систему использования (утилизации) теплоты и рабочего тела с непрерывной и периодической продувкой для ТЭС с барабанными котлами: сепараторы продувки, схема использования выпара и отсепарированной воды и др.;

8) систему восполнения потерь пара и конденсата с продувкой и утечкой, включающую в себя водоподогревательную или испарительную установку;

9) деаэрационно-питательную установку, включающую в себя питательную насосную группу, баки-аккумуляторы питательной воды и деаэрационную колонку;

10) систему технического водоснабжения для подачи охлаждающей и технической воды в конденсаторы турбин, систему ХВО, для охлаждения элементов вспомогательного оборудования, масла и охлаждающего газа в электрогенераторах и для других целей.

В процессе проектирования новых энергоблоков, разработки проектов реконструкции действующих необходимо учитывать влияние многочисленных факторов на эффективность работы тепловой схемы ТЭС в условиях режимного регулирования электрической и тепловой нагрузки.

Основными факторами, влияющими на эффективность работы новых и реконструируемых ТЭС, являются:

1) тип и параметры ГТУ для проектируемой ПГУ или реконструируемой ТЭС;

2) соотношение между электрической и тепловой нагрузками;

- 3) выбор типа парораспределения и программы управления мощностью;
- 4) выбор типа привода питательных насосов;
- 5) учет влияния изменения КПД проточных частей ГТУ и ПТУ при работе на частичных нагрузках на эффективность работы всей установки в целом, в том числе и на работу системы регенерации;
- 6) учет влияния понижения температуры питательной воды на работу котельной установки.

Для комплексной оценки эффективности работы всего основного и вспомогательного оборудования ТЭС и АЭС, скомпонованного в развернутой тепловой схеме, необходимо выполнить подробный расчет тепловой схемы с учетом всех вышеперечисленных факторов для каждого режима работы при помощи комплекса созданных программных средств.

#### **1.4. Основные параметры станций и их влияние на структуру тепловой схемы и экономичность**

Анализ тенденций развития энергетики, ее взаимосвязи с решением важнейших экономических, социальных и экологических проблем общества показывает, что на период до 2030 г. определенная роль в наращивании электропроизводящих мощностей будет принадлежать конденсационным электростанциям (КЭС), работающим на органическом топливе, и ветровым электроустановкам (ВЭС). Для них характерно большое разнообразие технических и технологических решений, видов топлива и способов его сжигания, единичных мощностей и параметров рабочего тела, компоновочных и конструктивных решений. Эти обстоятельства в значительной степени формируют структуру тепловой схемы КЭС и устанавливаемого на них основного и вспомогательного оборудования.

В [3] отмечено, что характерной чертой современного этапа энергетики является широкое строительство межсистемных линий электропередач и создание мощных территориальных энергообъединений. Это дало ряд

технико-экономических преимуществ и практически сняло все ограничения, накладываемые ранее отдельными энергосистемами на максимальную мощность агрегатов. Возможности повышения единичной мощности энергетических агрегатов в настоящее время определяются надежностью, экологическим совершенством, технико-экономической целесообразностью, уровнем производства на энергомашиностроительных предприятиях.

На мощных ГРЭС России и стран СНГ находятся в эксплуатации около 400 энергоблоков с турбоагрегатами единичной мощностью 160, 200, 300, 500, 800 и 1200 МВт.

Подобный уровень единичных мощностей турбоагрегатов характерен и для зарубежной энергетики. Наиболее крупными являются турбины швейцарско-шведского концерна АВВ мощностью 1300 МВт [4].

Отмечается интенсивный рост начальных параметров пара: давления  $P_o$  с 8,8 до 23,5 МПа, температуры  $T_o$  с 753 до 853 К. К настоящему времени в российской энергетике установились две ступени начальных параметров пара [1]: 12,7 МПа, 813-838 К (турбоагрегаты К-200-130) и 23,5 МПа, 813 К (турбоагрегаты К-300-240, К-500-240, К-800-240 и К-1200-240). За рубежом применяется еще одна ступень начальных параметров – 16,4 МПа, 811 К.

С повышением мощности турбоагрегатов до 200 МВт с ростом начальных параметров пара оказалось целесообразным применение промежуточного перегрева пара. Его введение усложнило тепловую схему электростанции, обусловило отказ от поперечных связей между отдельными котлами и переход к блочной компоновке котел – турбина – электрогенератор.

Ввод и освоение энергоблоков большой мощности с высокими параметрами пара, эффективное использование действующего оборудования, включая его модернизацию и реконструкцию, демонтаж устаревшего низкоэкономичного оборудования позволили снизить средний удельный расход условного топлива.

Переход к рыночной экономике обусловил резкое повышение стоимости топлива, что изменило условия, влияющие на экономическую эффективность

выбора начальных параметров пара, числа ступеней промежуточного перегрева, его параметров, температуры питательной воды.

В условиях существенной неравномерности графиков электрической нагрузки новые блоки на органическом топливе должны быть рассчитаны на полупиковый режим работы, допуская возможность ежесуточных остановов на ночь и еженедельных остановов на выходные дни. В последние годы частично изменились и нормы проектирования: осуществился переход на увеличенный со 100 до 200 тыс. ч срок службы толстостенных элементов, коллекторов, паропроводов, сепараторов, а также турбин и другого оборудования, что приводит к увеличению металлоемкости и капитальных затрат.

Перспективные разработки зарубежных фирм указывают на тенденцию повышения начальных параметров пара. Так фирма «Дженерал Электрик» создала блок мощностью 900 МВт ( $N^{max}_o = 1000$  МВт) на параметры пара 31 МПа и 811/825/838 К. Фирма «Альстром – Атлантик» считает, что в условиях роста цен на топливо первым шагом к повышению экономичности КЭС является переход к двукратному промежуточному перегреву.

Вместе с тем в работе [5] отмечается, что повышение давления пара до 31 МПа при сохранении температуры перегрева на уровне 813/813 К дает весьма небольшую экономию топлива и экономически эффективно лишь при очень дорогом топливе. Переход к параметрам 31 МПа, 923/873/833 К требует применения новых конструкционных материалов.

Вопросы повышения начальных параметров пара и применения второго промежуточного перегрева для перспективных мощных блоков, работающих на органическом топливе, а также для блоков мощностью 200 (215-225) и 300 (330) МВт, предназначенных для замены отработавшего свой ресурс основного оборудования, остаются актуальными.

## II. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЯДЕРНЫХ РЕАКТОРОВ ДЛЯ ГЕНЕРАЦИИ ТЕПЛА НА АЭС

### 2.1. Виды энергии

Энергия – это мера возможности совершить работу. Она может проявляться в формах:

- кинетической энергии, обусловленной движением тел, это энергия движущегося тела;

- потенциальной энергии, определяемой взаимным притяжением молекул и положением тела;

- химической энергии, «запасенной» в атомах веществ и высвобождающейся или поглощающейся при осуществлении химических реакций при реагировании молекул различных веществ;

- электрической энергии, способности электромагнитного поля производить работу, преобразовываясь в другие виды энергии;

- ядерной энергии – энергии, высвобождающейся при распаде ядер в результате внутренней перестройки атомных ядер. Обнаруживается изменение массы до и после распада ядер, связанное с переходом массы в энергию.

Масса  $m$  и высвободившаяся энергия  $E$  определяется уравнением Эйнштейна:

$$E = mc^2 .$$

Форма энергии может изменяться: химическая энергия может преобразовываться в тепловую – особый тип энергии, связанной с движением атомов или молекул. Однако полное количество энергии в изолированной системе может быть увеличено только преобразованием массы в энергию через ядерные процессы.

## 2.2. Строение вещества

Все вещества состоят из молекул, которые представляют собой сложные комплексы взаимодействующих атомов. В состав молекул входят атомы различных химических элементов, состоящих из атомов одного типа. Атом – мельчайшая частица химического элемента – состоит из «тяжелого» ядра и вращающихся вокруг него электронов. Атомы могут образовывать некоторые регулярные структуры, когда элемент находится в твердом состоянии. Атомы металлов, кроме того, лишаются части электронов, образующих так называемый «электронный газ», обеспечивающий высокие значения электрической и тепловой проводимости.

Ядра атомов образованы совокупностью положительно заряженных протонов и нейтральных нейтронов (рис. 2.1). Эти частицы, называемые нуклонами, удерживаются в ядрах короткодействующими силами притяжения, возникающими за счет обменов мезонами – частицами меньшей массы. Таким образом, ядро имеет полный электрический заряд, равный количеству в нем протонов. Вокруг ядра вращается облако электронов, которые являются очень маленькими частицами по сравнению с нуклонами. Каждый электрон несет единичный отрицательный заряд. Количество электронов равно количеству протонов, которые определяют атомный номер элемента. Полное количество нуклонов определяют массу элемента.

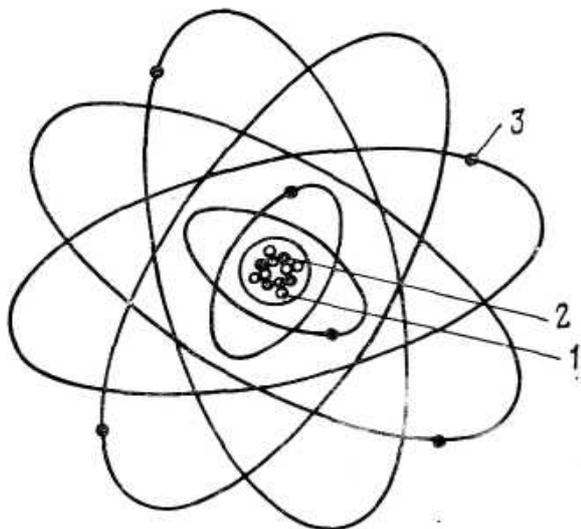


Рис. 2.1. Схема атома  $^{12}\text{C}$ :

1 - протоны;  
2 - нейтроны;  
3 - электроны

Ядро элемента  $X$  обозначают как  ${}^A_ZX$  или  $X - A$ , например уран  $U-235$  или  ${}^{235}_{92}U$ , где  $Z$  – заряд ядра, равный числу протонов, определяющий атомный номер ядра,  $A$  – массовое число ядра, равное суммарному числу протонов и нейтронов. Число  $Z$  определяет положение элемента в периодической системе. Ядра элементов с одинаковым числом протонов, но разным числом нейтронов, называются изотопами (например, уран имеет три изотопа  $U-233$ ,  $U-235$  и  $U-238$ ).

### 2.3. Ядерные реакции

Ядра водорода, протоны, а также нейтроны, электроны (при рассмотрении ядерных реакций, называемые бета-частицами) и одиночные ядра гелия (называемые альфа-частицами), могут существовать автономно вне ядерных структур. Такие ядра, которые иногда условно называют также элементарными частицами, двигаясь в пространстве и приближаясь к ядрам на расстояния порядка поперечных размеров ядер, могут взаимодействовать с ядрами. При этом частицы либо могут захватываться ядрами, либо после столкновения менять направление движения, отдавая ядру часть своей кинетической энергии. Такие акты взаимодействия называются ядерными реакциями. Реакция без проникновения внутрь ядра называется упругим рассеянием по аналогии со столкновением макроскопических упругих механических объектов.

После захвата частицы составное ядро находится в так называемом возбужденном состоянии. «Освободиться» от возбуждения ядро может несколькими способами: испустить какую-либо другую частицу и гамма-квант, либо разделиться на две неравные части. Конечным результатом различают реакции: захвата, неупругого рассеяния, деления, ядерного превращения с испусканием протона или альфа-частицы. Энергия, освобождаемая при ядерных превращениях в виде коротковолнового электромагнитного гамма-излучения, рассматривается как корпускулярный поток гамма-квантов.

Вероятность реакции характеризуется величиной «поперечного сечения» реакции данного типа  $\sigma$ .

## 2.4. Радиоактивность

Радиоактивность была открыта в 1896 году А. Беккерелем, обнаружившим некие ранее неизвестные лучи, засвечивавшие фотопластины. Позднее установлено, что радиоактивность – это свойство испускать потоки заряженных альфа-, бета- и нейтральных гамма-частиц.

Усилиями ученых было обнаружено, что  $\alpha$ -излучение представляет собой испускание частиц ядер гелия, масса которых в 4 раза больше массы ядра водорода, состоящих из двух протонов и двух нейтронов.  $\beta$ -излучение состоит из очень маленьких заряженных частиц – электронов или позитронов.  $\gamma$ -излучение является электромагнитным излучением, аналогичным световому или радиоволнам, имеет очень короткую длину волны и способно проникать через толщу различных материалов. Нейтронное излучение – это испускание нейтронов. Оно происходит при распаде ядра и может инициировать ядерную реакцию деления.

Было выяснено, что многие вещества являются естественными излучателями частиц, из которых некоторые, как, например, радий, оказались очень интенсивными источниками радиации.

Излучение, возникающее при распаде ядер, испускается со скоростью для  $\alpha$ -,  $\beta$ - и нейтронного излучения около 8000 км/с и со скоростью света для  $\gamma$ -излучения. Испущенные частицы соударяются с окружающими их атомами, вызывая их вибрацию и, следовательно, увеличивая при этом их тепловую энергию. Таким образом, процесс распада ядер ведет к производству тепловой энергии.

Взаимное положение и движения нуклонов внутри ядер связаны с проявлением короткодействующих ядерных сил, которые обеспечивают существование ядра. Энергия связи в расчете на один нуклон, определяющая

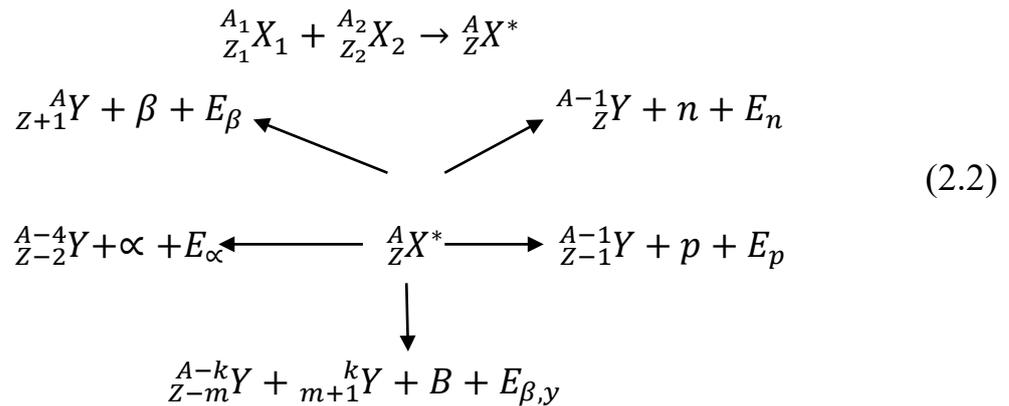
стабильность ядра, может быть больше или меньше для ядер различного состава.

Существует зависимость между числом протонов и нейтронов в стабильных ядрах:

$$Z = A / (1,98 + 0,015A^{2/3}). \quad (2.1)$$

Из формулы (2.1) следует, что при малых массовых числах  $1 < A < 10$  число протонов, определяемое атомным номером – числом  $Z$ , примерно равно числу нейтронов, а при больших массовых числах  $A \gg 10$  число протонов растет как корень кубический из числа  $A$ . Отклонение от этой «линии устойчивости ядер» при избытке числа нуклонов приводит к тому, что ядра атомов претерпевают радиоактивные превращения, стремясь уменьшить степень отклонения и перейти к более стабильной конфигурации нуклонов.

Стабильные ядра с малой атомной массой имеют равное число протонов и нейтронов, а ядра с высокой атомной массой имеют нейтронов в 1,5 раза больше, чем протонов. Ядра с отношением числа нейтронов к числу протонов, отличных от этого значения, являются нестабильными и могут распадаться, а ядро может испускать излучения. Различные виды радиоактивных превращений можно описать следующим выражением:



где  $X$  – составное ядро,  $A = A_1 + A_2$ ,  $Z = Z_1 + Z_2$ ,  $E$  – выделенная энергия.

Дочерние продукты радиоактивных процессов могут также претерпевать распад – так возникают цепочки радиоактивных превращений. Важной разновидностью радиоактивных превращений является так называемое спонтанное деление тяжелых ядер, открытое Флеровым и Петржаком в 1942 г.

Радиоактивный распад – процесс статистический, т.е. управляемый вероятностными законами. Уравнение радиоактивного распада имеет следующий вид:  $dA_1/dt = -\lambda A_1$ . В результате решения этого уравнения получим  $A_1(t) = A_1(0)\exp(-\lambda t)$ , где  $A_1$  – число ядер изотопа  $A_1$  в единице объема,  $\lambda_i$  – константа радиоактивного распада изотопа  $A_1$ .

Величина  $\lambda_i$  определяет также характеристику радиоактивного распада изотопов – период полураспада  $T_{1/2} : T_{i/2} = 0,693/\lambda$  – время, в течение которого количество вещества за счет радиоактивного распада уменьшается в два раза. Интенсивность радиоактивного распада измеряется в единицах, называемых «беккерель» (1 Бк = 1 распад / 1 сек). Важная единица интенсивного радиоактивного распада – кюри, 1 кюри =  $3,7 \cdot 10^{10}$  Бк = 37 ГБк.

Для хим. элемента с большим атомным номером возможно несколько различных значений массы атома. Каждое значение массы атома соответствует отдельному изотопу этого элемента, который характеризуется различным числом нейтронов при постоянном числе протонов. Естественный уран содержит три изотопа:  $^{233}\text{U}$ ,  $^{235}\text{U}$  и  $^{238}\text{U}$ . Подобные неустойчивые изотопы подвергаются различным распадным процессам, которые приводят к образованию тепла по мере поглощения испускаемого излучения. Периоды полураспада изотопов  $^{238}\text{U}$  и  $^{235}\text{U}$  составляют 4500 и 700 млн. лет, соответственно.

## 2.5. Деление ядер

Деление тяжелых ядер происходит при захвате нейтронов (рис. 2.2). При этом испускаются новые частицы и освобождается энергия связи ядра, передаваемая большей частью осколкам деления.

Открытие этого фундаментального явления в конце 30-х годов XX века немецкими учеными Ганом и Штрассманом послужило основой для практического использования ядерной энергии.

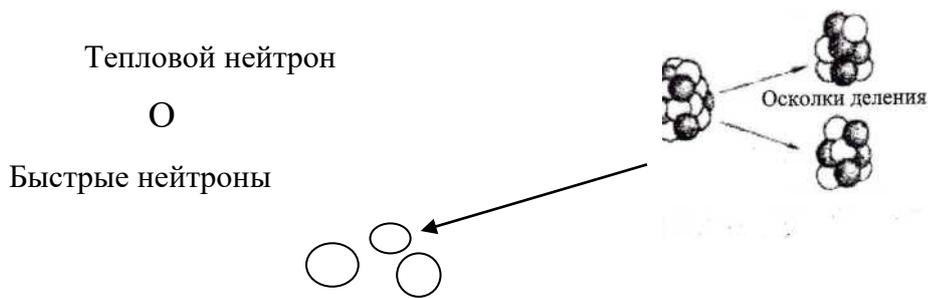


Рис. 2.2. Схема деления ядер урана-235

Ядра тяжелых элементов: урана, плутония и некоторых других – интенсивно поглощают тепловые нейтроны, энергия которых одного порядка с энергией теплового движения газовых молекул. После акта захвата нейтрона тяжелое ядро с вероятностью  $\sim 0,8$  делится на две неравные по массе части, называемые осколками или продуктами деления. При этом испускаются быстрые нейтроны (в среднем 2,5 нейтрона на каждый акт деления), отрицательно заряженные бета-частицы и нейтральные гамма-кванты, а энергия связи частиц в ядре преобразуется в кинетическую энергию осколков деления, нейтронов и других частиц. Эта энергия затем расходуется на тепловое возбуждение составляющих вещество атомов и молекул, т.е. на разогрев окружающего вещества. После акта деления ядер рожденные осколки ядер, будучи нестабильными, претерпевают ряд последовательных радиоактивных превращений и с некоторым запаздыванием испускают «запаздывающие» нейтроны, большое число альфа, бета и гамма частиц. С другой стороны, некоторые осколки обладают способностью интенсивно поглощать нейтроны. Наиболее значимыми осколками деления являются *Kr* – криптон, *Cs* – цезий, *I* – йод, *Xe* – ксенон, *Se* – селен, *Zr* – стронций.

Осколки деления обладают радиационной способностью. 1 грамм осколков деления обладает активностью  $\sim 0,3$  Кюри.

## 2.6. Размножение нейтронов

Размножение нейтронов является основой самоподдерживающейся цепной реакции деления ядер и начинается с акта захвата нейтрона ядром тяжелых, «делящихся» элементов  $U-235$ ,  $Pu-239$  и др. Интенсивность захватов, или число актов захватов нейтронов в единице объема в единицу времени есть произведение  $n \cdot v \cdot \rho \cdot \sigma_c$ . Величина  $n v = \psi$  называется потоком нейтронов, а величина  $\rho \cdot \sigma_c = \Sigma_c$  – макроскопическим сечением поглощения. Здесь  $n$  – плотность нейтронов,  $v$  – их скорость,  $\rho$  – плотность ядер поглотителя,  $\sigma_c$  – вероятность поглощения нейтрона или сечение поглощения, т.е. сечение, в которое попадание частицы обеспечивает прохождение соответствующей реакции. Индекс «с» означает захват. При каждом акте деления ядер тяжелых элементов испускается 2 – 3 новых, «быстрых» нейтрона. Это число обозначают  $\nu_f$ . При пересчете на один акт захвата нейтрона это число следует умножить на вероятность деления  $\sigma_f$  относительно деления и радиационного захвата, т.е. отношение  $\sigma_f / \sigma_c$ . Произведение  $\nu_f \cdot \sigma_f / \sigma_c$  обозначают  $\nu_c$ . Это число вторичных быстрых нейтронов в расчете на один акт захвата нейтрона  $U-235$  равно примерно двум. Поскольку топливо реактора содержит большую долю неделящегося изотопа  $U-238$ , число новых нейтронов на один акт захвата в уране топлива составляет  $\nu_c \cdot \Sigma_{c235} / \Sigma_{cu} = \eta$ , где  $\Sigma_{cu} = \rho_{235} \Sigma_{c235} + \rho_{238} \Sigma_{c238}$  [6].

Новые нейтроны, родившиеся в единице объема топлива в единицу времени –  $\eta \cdot \psi \cdot \Sigma_{cu}$ , сталкиваясь с окружающими ядрами топлива, могут произвести дополнительные акты деления ядер топлива. Этот эффект называют размножением на «быстрых нейтронах» и связанный с ним рост числа нейтронов обозначают буквой  $\mu$ . Далее нейтроны, сталкиваясь с ядрами замедлителя, теплоносителя и конструктивных элементов, теряют свою энергию, то есть «замедляются». При этом часть нейтронов поглощается (без деления) и не участвует в дальнейших реакциях. Некоторая часть нейтронов диффундирует во внешнее пространство и в результате также теряется. Долю

нейтронов «избежавших резонансного захвата» обозначают через  $\varphi$ , а долю избежавших «утечки» при замедлении – через  $W(K\tau)$ . Число «замедлившихся» нейтронов в единицу времени в единице объема, ставших «тепловыми», т.е. потерявших свою исходную энергию ( $\sim 2 \text{ MeV}$ ), определяется формулой  $\eta \cdot \mu \cdot \varphi \cdot W(K\tau)$ , где  $K$  – геометрический параметр,  $\tau$  – так называемый «возраст» нейтронов. Эти нейтроны, «диффундируя» в среде, могут потеряться за счет утечки и поглощения в материалах активной зоны.

Долю нейтронов, избежавших утечки при диффузии в тепловой области энергии ( $-kT \text{ eV}$ ), обозначают через  $W(KL^2)$ , а долю нейтронов, поглощенных в тяжелых элементах относительно полного поглощения во всех материалах активной зоны, через  $\theta_0$ . Таким образом, число нейтронов, прошедших весь нейтронный цикл в расчете на один нейтрон, поглощенный в тяжелых элементах, т.е. прошедших цикл размножения, замедления и диффузии в тепловой области, будет равно  $\eta \cdot \mu \cdot \varphi \cdot \theta_c \cdot W(K\tau) \cdot W(KL^2) = k_{eff}$ .

Произведение  $\eta \cdot \mu \cdot \varphi \cdot \theta_c = k_\infty$  называют коэффициентом размножения нейтронов в бесконечной среде, а  $k_\infty \cdot W(K\tau) \cdot W(KL^2) = k_{eff}$  – эффективным коэффициентом размножения нейтронов в конечной среде.

## 2.7. Реактивность

Реактор называется критическим, если число новых нейтронов при каждом акте их захвата ядрами урана, избежавших резонансного захвата в  $U-238$  и утечки из реактора при замедлении и диффузии, равно числу поглощенных, что соответствует равенству  $k_{eff} = 1$ . Величина  $(1 - k_{eff})/k_{eff} = r$  называется **реактивностью**. При  $r > 0$  эта величина определяет темп разгона реактора [6].

Один из важных факторов, влияющих на динамику реактора, – это нестационарное отравление ксеноном. Ксенон-135 является продуктом радиоактивного распада йода-135. Этот элемент, накапливающийся в твэлах в

процессе работы, имеет аномально высокое сечение поглощения тепловых нейтронов, на 4 порядка превышающее эту величину для урана-235.

При длительной работе реактора на постоянном уровне мощности устанавливается стационарный уровень отравления, который компенсируется системой СУЗ. Однако в нестационарных условиях уровень отравления оказывает сильное влияние на динамику реактора, ограничивая допустимые скорости изменения мощности. После полного выключения или глубокого снижения мощности реактор через 6 – 8 часов попадает в «йодную яму», вывод реактора из которой достаточно сложен. Этот фактор сыграл существенную роль в развитии аварии на Чернобыльской АЭС.

### III. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАБОТЕ АЭС

АЭС – это электростанция, где ядерная энергия преобразуется в электрическую. Генератором энергии на АЭС служит ядерный реактор. Теплота, выделяющаяся в реакторе в результате цепной реакции деления ядер тяжёлых элементов, в основном  $U-235$ , преобразуется в электрическую энергию.

В зависимости от вида производимой энергии различают следующие виды атомных станций (АС):

- атомная станция теплоснабжения (АСТ) – АС, предназначенная для производства тепловой энергии для целей отопления и горячего водоснабжения;

- атомная электрическая станция (АЭС) – АС, предназначенная для производства электрической энергии.

- атомная электротехнологическая станция (АЭТС) – АС, предназначенная для производства электроэнергии и энергии для технологических целей.

Приведённый выше механизм ядерной реакции относится к реакторам

на тепловых нейтронах, составляющих сейчас большинство. Наряду с ними существуют в значительно меньшем количестве реакторы без замедлителя, в которых деление происходит на быстрых нейтронах.

Возможно также использование ядерной энергии, выделяющейся за счет реакции синтеза легких элементов. Реакторы такого типа носят название термоядерных [6]. В качестве ядерного топлива в них используются изотопы водорода: дейтерий и тритий.

### **3.1. Принцип получения тепловой энергии в ядерном реакторе**

Ядерный реактор, схема которого показана на рис. 3.1, – это техническая установка, в которой осуществляется самоподдерживающаяся цепная реакция деления тяжелых ядер с освобождением ядерной энергии. Ядерный реактор состоит из активной зоны и отражателя, размещенных в защитном корпусе. Активная зона содержит ядерное топливо в виде топливной композиции в защитном покрытии и замедлитель. Топливные элементы обычно имеют вид тонких стержней. Они собраны в пучки и заключены в чехлы. Такие сборные композиции называются сборками или кассетами.

Топливом ядерных реакторов является либо естественный уран, представляющий смесь, в которой концентрация делящегося изотопа  $^{235}\text{U}$  составляет 0,7% и большого количества неделящегося изотопа  $^{238}\text{U}$ , либо «обогащенный» уран, в котором концентрация изотопа  $\text{U-235}$  достигает 2,3,4 или более процентов.

Обогащение урана изотопом  $\text{U-235}$  до высоких концентраций осуществляется на специальных заводах с использованием различия масс изотопов урана в аппаратах газовой диффузии или с применением центрифуг. В топливе реакторов  $\text{U-235}$  содержится в форме окиси урана  $\text{UO}_2$ . Таблетки спеченной  $\text{UO}_2$  диаметром 9-10 мм обычно заключаются в герметичную цилиндрическую защитную оболочку из циркониевого сплава.

Процесс поглощения нейтронов в  $^{238}\text{U}$  ведет к образованию нового изотопа плутония  $^{239}\text{Pu}$ . Это делящийся изотоп, приводящий к образованию высших изотопов:  $^{240}\text{Pu}$ ,  $^{241}\text{Pu}$  и т. д.

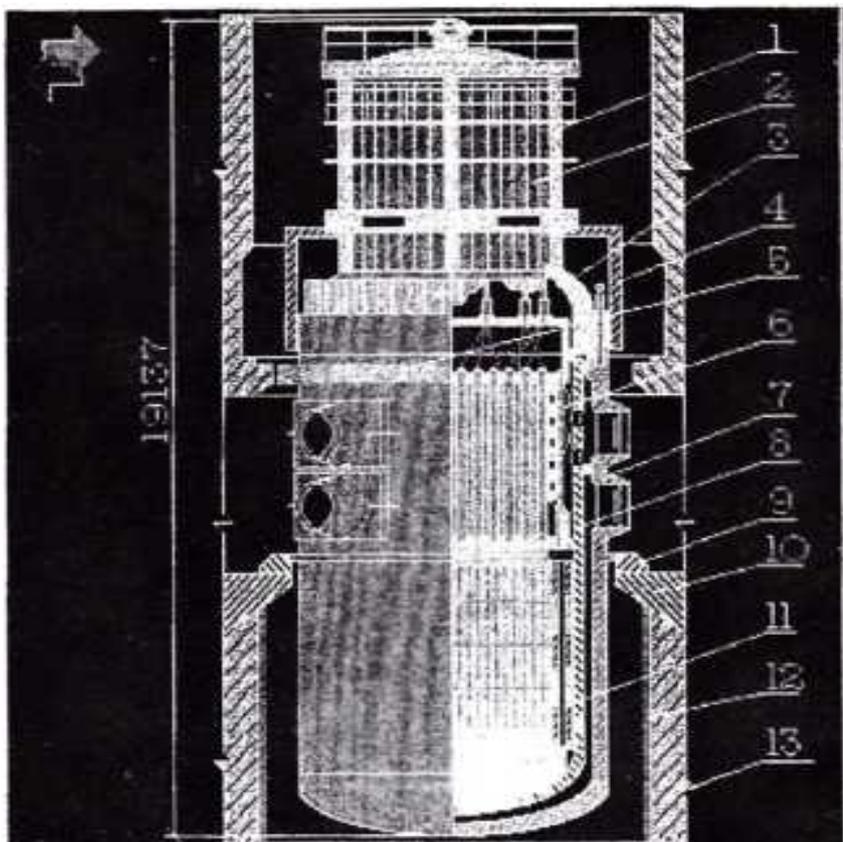


Рис. 3.1. Реактор ВВЭР-1000:

- 1 - защитная металлоконструкция;
- 2 - привода СУЗ;
- 3 - верхний блок;
- 4 - крышка;
- 5 - упорное кольцо;
- 6 - блок защитных труб;
- 7 - корпус реактора;
- 8 - шахта реактора;
- 9 - опорное кольцо;
- 10 - опорная ферма;
- 11 - выгородка;
- 12 - тепловая защита;
- 13 - бетонная шахта

Возможны три способа использования нейтронов, образующихся в результате расщепления ядер  $\text{U-235}$  для поддержания цепной реакции. Они определяются ядерно-физическими характеристиками процессов, протекающих в активной зоне. В большинстве энергетических реакторов (тепловых) используются так называемые «тепловые» нейтроны. Смысл этого названия состоит в том, что кинетическая энергия исходных нейтронов должна быть снижена до уровня, который соответствует обычным газовым молекулам. Для этого служат среды, называемые замедлителями. Нейтроны замедляются за счет столкновений с элементами структуры замедлителей. В стационарном состоянии теплового реактора около 30% энергии производится за счет деления плутония.

Деления быстрыми нейтронами производят больше нейтронов, чем в тепловых реакторах. Меньше нейтронов теряется на поглощении в продуктах деления, конструкционных материалах и вследствие утечки.

В быстром реакторе нейтроны взаимодействуют с топливом, состоящим из смеси плутония ( $\approx 20\%$ ) с обедненным ураном, т. е. с естественным ураном, из которого выделено некоторое количество  $^{235}\text{U}$ .

Уран может быть обеднен в результате использования его в тепловом реакторе, где большая часть  $^{235}\text{U}$  выгорела, или  $^{235}\text{U}$  прошел через обогатительную установку, на которой  $^{235}\text{U}$  был выделен для изготовления топлива тепловых реакторов.

В быстром реакторе основное количество делений происходит в плутонии, где поглощаются нейтроны, причём часть из них вызывает дальнейшее деление.

Изотоп  $^{238}\text{U}$  также поглощает большую часть нейтронов для производства  $^{239}\text{Pu}$ . Это превышает аналогичную величину для теплового реактора из-за более высокой энергии нейтронов в быстром реакторе. При этом  $^{239}\text{Pu}$  создается с большей скоростью, чем потребляется. Поэтому быстрый реактор может рассматриваться как размножитель делящегося изотопа  $^{239}\text{Pu}$ .

Большая часть энергии выделяется в реакторах в виде кинетической энергии осколков деления. При делении осколки ядер разлетаются, сталкиваются с молекулами материалов реактора, при этом увеличивается их термическая вибрация, т. е. выделяется тепло. Нейтроны и  $\gamma$ -кванты из реакции деления также взаимодействуют с окружающими материалами, возбуждая термические вибрации. Эти процессы происходят практически одновременно с реакцией деления и поэтому называются мгновенными процессами. Однако некоторые продукты деления являются радиоактивными, при их распаде выделяется энергия, т. е. происходит запаздывающее энерговыделение.

Продукты деления производят  $\beta$ - и  $\gamma$ -излучение, а при  $\beta$ -распаде

осуществляется одновременно и испускание мельчайших незаряженных частиц, нейтрино. Нейтрино уносит определённую долю суммарного выделения тепловой энергии. Количество теплоты, выделяющейся мгновенно в реакции деления и запаздывающего при распаде продуктов деления, практически не зависит от температуры топлива. Рабочая температура топлива определяется скоростью переноса тепла в теплоноситель. Максимально допустимая рабочая температура топлива реактора определяется материалом этого топлива.

Комплекс операций на предприятиях ядерной энергетики, таких как добыча и переработка руды, обогащение урана изотопом  $U-235$ , приготовление ядерного топлива, компоновка топливных элементов и сборок, переработка выгоревшего топлива, захоронение радиоактивных отходов обобщается в понятие топливного цикла.

Теплоноситель, служащий для отвода теплоты из активной зоны реактора, воспринимая теплоту ядерных превращений, движется вдоль топливных элементов, охлаждая их. Нагретый в активной зоне теплоноситель циркулирует по контуру за счет работы насосов либо архимедовых сил и, проходя через теплообменник или парогенератор, отдает теплоту теплоносителю (рабочему телу) внешнего контура. Рабочее тело в виде пара попадает в турбоагрегат, где происходит превращение тепловой энергии в механическую энергию вращения ротора турбины, а затем электрогенератор преобразует механическую энергию в электрическую.

### **3.2. Основные типы ядерных реакторов**

В зависимости от сочетания замедлителя и теплоносителя возможно применение многочисленных типов ядерных реакторов. В таблице 3.1 показаны целесообразные (+) и нецелесообразные (–) сочетания замедлителя и теплоносителя.

Таблица 3.1 – Возможные сочетания теплоносителя и замедлителя

Замедлитель	Теплоноситель			
	H <sub>2</sub> O	Газ	D <sub>2</sub> O	Жидкий металл
H <sub>2</sub> O	+	-	-	-
Графит	+	+	-	-
D <sub>2</sub> O	+	+	+	-
Отсутствует	-	+	-	+

Все реакторы можно классифицировать по следующим признакам [6]:

1. По назначению:

- энергетические, обеспечивающие экономичность термодинамического цикла для АЭС;

- исследовательские, обеспечивающие получение пучков нейтронов с определенной энергией;

- транспортные, обеспечивающие высокие показатели компактности и маневренности;

- промышленные, служащие для наработки плутония, низкотемпературные, работают в форсированном режиме;

- многоцелевые, обеспечивающие решение нескольких задач, например, для выработки электроэнергии и опреснения морской воды.

2. По виду замедлителя:

- легководные – наиболее компактны;

- графитовые – имеют наибольшие размеры в расчете на единицу мощности;

- тяжеловодные – имеют несколько меньшие размеры по сравнению с графитовыми.

3. По виду теплоносителя:

- легководные – наиболее распространенные;

- газоохлаждаемые – достаточно широко распространены;

- тяжеловодные – применяются с тяжеловодным замедлителем;

- жидкометаллические – используются в реакторах на быстрых нейтронах.

4. По энергетическому спектру нейтронов:

- на тепловых нейтронах – наиболее освоены, требуют наименьшей удельной загрузки ядерного топлива по делящемуся изотопу;

- на быстрых нейтронах – предназначены наряду с выработкой электроэнергии также для воспроизводства ядерного топлива;

- на промежуточных нейтронах – применяются в специальных исследовательских установках.

5. По структуре активной зоны:

- гетерогенные – все работающие в настоящее время реакторы;

- гомогенные – реакторы, в которых теплоноситель и ядерное топливо образуют гомогенную смесь (жидкосолоевой реактор-размножитель (MSBR), в котором жидкая топливная смесь расплавов фторидов непрерывно циркулирует через каналы в графитовом замедлителе).

### **3.3. Принципиальные схемы производства пара на АЭС**

Анализ тепловой экономичности ТЭС и АЭС различается тем, что для ТЭС экономичность зависит от реализации в цикле теплоты всего сожженного органического топлива, непрерывно поступающего в камеру сгорания, а для АЭС – от реализации в цикле теплоты, выделившейся в процессе деления незначительной части ядерного горючего, загружаемого в активную зону.

Тепловые схемы АЭС по технологии производства рабочего пара делятся на два различных типа: одноконтурные и многоконтурные.

В одноконтурных схемах один контур соединяет ядерный реактор, производящий рабочий пар и турбогенератор. Преимущества таких схем: простота и большая экономичность по сравнению с многоконтурными. Недостаток: все оборудование работает в радиационно-активных условиях.

На рис. 3.2 представлена принципиальная схема одноконтурной АЭС.

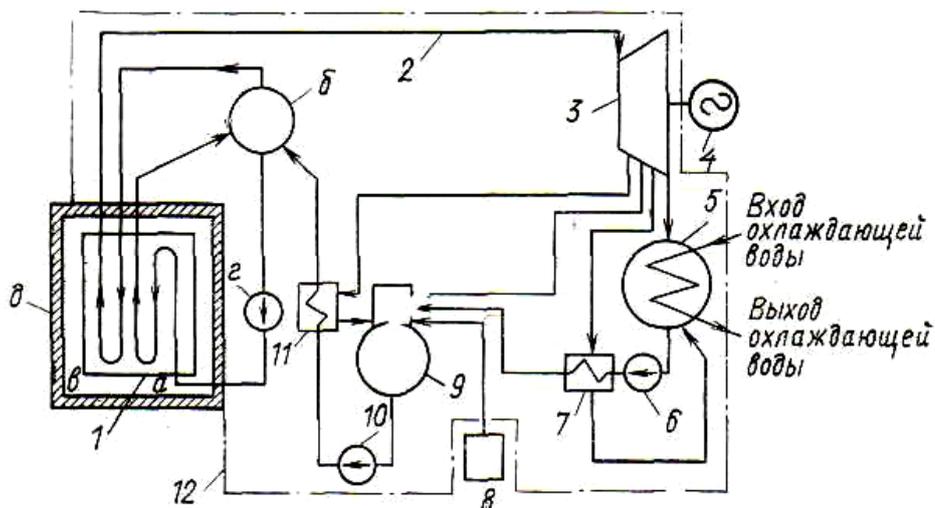


Рис. 3.2. Принципиальная схема одноконтурной АЭС:

- 1- ядерный реактор; 2- паропровод; 3 - паровая турбина; 4- электрогенератор;  
 5 - конденсатор; 6 - конденсатный насос; 7 - подогреватель воды низкого давления; 8 - установка для подготовки добавочной воды; 9 - деаэратор;  
 10 - питательный насос; 11 - подогреватель воды высокого давления;  
 12 - биологическая защита паротурбинного контура; а - испарительная часть реактора; б - сепарационный барабан; в - пароперегревательная часть реактора;  
 г - перекачивающий насос; д - биологическая защита реактора

Активная зона реактора состоит из большого числа тепловыделяющих элементов (ТВЭЛОВ), омываемых водой и пароводяной смесью (испаритель реактора – а) или перегретым паром (пароперегреватель реактора – в).

В испарителе реактора вода нагревается до температуры насыщения и испаряется в количестве, соответствующем расходу пара на турбину. Пароводяная смесь, выходящая из испарителя с массовым паросодержанием не более 20%, поступает в разделительное устройство – сепаратор. Сепаратор располагается в корпусе реактора (реакторы корпусного типа) или выносится в отдельный разделительный (сепарационный) барабан – б. Осажденная в сепараторе вода вместе с питательной водой вновь поступает в испарительную зону реактора. Движение воды и пароводяной смеси в циркуляционном контуре реактора осуществляется или созданием соответствующего напора, развиваемого перекачивающим насосом - г, или (при малых гидравлических сопротивлениях контура) под действием напора естественной циркуляции.

Выделившийся и осушенный в сепараторе насыщенный пар поступает в перегреватель реактора, перегревается до заданной температуры и по паропроводу направляется в турбогенератор.

По этой схеме с перегревом пара работала одна АЭС в мире (II блок Белоярской АЭС им. И.В. Курчатова). Все остальные одноконтурные АЭС работают на насыщенном паре.

Одноконтурные АЭС типа Ленинградской АЭС с канальными реакторами и все известные АЭС с корпусными кипящими реакторами (в таких реакторах перегревательная часть – в – отсутствует) работают на насыщенном паре. В них рабочий пар направляется в турбину непосредственно из сепаратора.

Радиоактивные излучения, сопровождающие реакции ядерного деления, локализуются биологической защитой реактора.

Из-за наличия наведенной активности в рабочем паре оборудование паротурбинной части АЭС является радиоактивным и требует соответствующей биологической защиты и дистанционного обслуживания. Рассмотрение остальных элементов схемы рис. 3.2 показывает полную идентичность их с элементами регенеративной системы обычной ТЭС.

Усложнения одноконтурных АЭС, связанные с обеспечением персонала, приводили практически к двухконтурной схеме, состоящей из самостоятельных – одноконтурной и двухконтурной – частей. Благодаря таким переходным АЭС происходила эволюция к реактору, вырабатывающему весь рабочий пар. Примером такого перехода является часть принципиальной схемы I блока Белоярской АЭС им. И.В. Курчатова, показанная на рис. 3.3.

В реакторе осуществлялся только перегрев рабочего пара, а его производство вынесено в специальную парогенераторную установку (ПГУ).

Пароводяная смесь, вырабатываемая в испарителе реактора, не являлась рабочим телом, а первичным теплоносителем, отводящим теплоту из реактора в ПГУ.

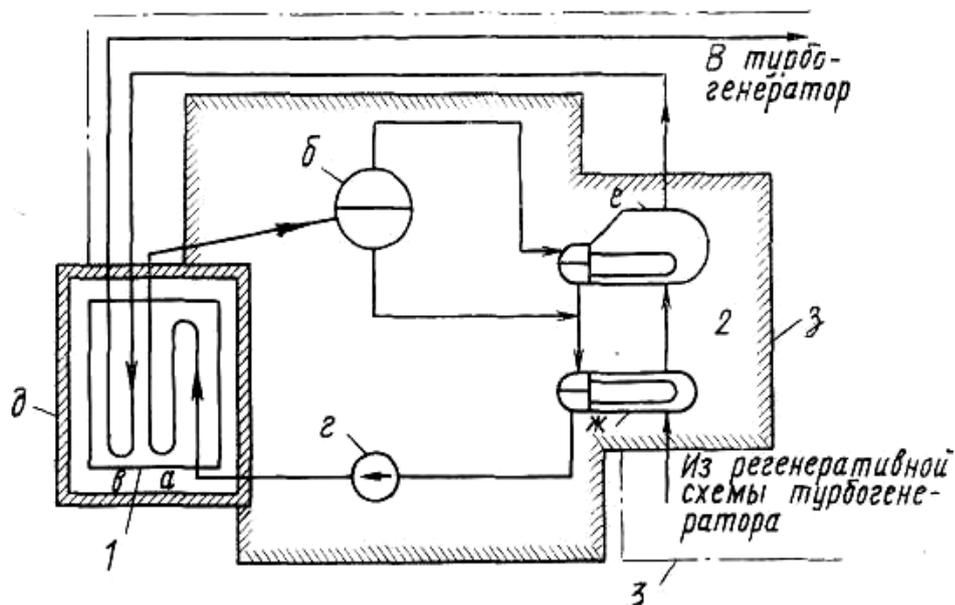


Рис. 3.3. Принципиальная схема производства рабочего пара на 1-м блоке Белоярской АЭС им. И.В. Курчатова:

- 1 - ядерный реактор: а - испарительная часть реактора; б - разделительный (сепарационный барабан); в - пароперегревательная часть реактора; г - перекачивающий насос реактора; д - биологическая защита реактора; 2 - парогенераторная установка: е - испаритель ПГ; ж - подогреватель (водяной экономайзер) ПГ; з - биологическая защита ПГ; 3 - биологическая защита паротурбинного контура

Пароводяная смесь из испарителя реактора поступала в сепаратор, где делилась на жидкую и паровую фазы. Насыщенный пар направлялся в испаритель парогенератора е, где, конденсируясь, передавал теплоту рабочему телу – воде для производства рабочего пара.

Питательная вода из регенеративных подогревателей поступала в водяной экономайзер ПГ, где нагревалась до температуры насыщения. Греющая среда в экономайзере представляла собой смесь конденсата первичного теплоносителя испарителя и осажденной в сепараторе реактора воды, которая охлаждалась в экономайзере до температуры существенно ниже температуры насыщения, соответствующей давлению в реакторе.

В теплопередающей поверхности испарителя парогенератора образовывалась пароводяная смесь, разделяющаяся в сепараторе парогенератора. Осажденная в сепараторе вода возвращалась в теплопередающую поверхность испарителя, а выделившийся и осушенный насыщенный пар поступал на перегрев в реактор. Перегретый пар по паропроводу направлялся в турбогенератор.

Схема паротурбинной установки со всеми элементами регенеративного цикла, изучаемого в курсе ТЭС, идентична схеме рис. 3.2.

Включение в одноконтурную схему АЭС дополнительного контура ПГ насыщенного пара имело целью выработку рабочего пара из практически нерадиоактивной воды. Так как в испарителе ПГ обеспечена хорошая сепарация, то рабочий пар, поступающий в перегреватель реактора (ввиду незначительного количества примесей), активизировался в нем несущественно. Низкий уровень радиоактивности рабочего пара, малые количества вынесенных из реактора радиоактивных примесей и их отложений в паротурбинной части станции облегчали эксплуатацию, ревизию и ремонт оборудования.

АЭС называется двухконтурной, если контуры теплоносителя и рабочее тело разделены. Контур теплоносителя – первый контур, контур рабочего тела – второй. Преимущества: оборудование не работает в радиационно-активных условиях. Недостаток: более низкая экономичность и более высокая сложность по сравнению с одноконтурной.

АЭС называется трехконтурной, если помимо отдельных контуров теплоносителя и рабочего тела присутствует также и промежуточный контур.

В многоконтурных схемах один из контуров объединяет ядерный реактор и парогенератор (ПГ), вырабатывающий рабочий пар, а другой – соединяет ПГ с турбогенератором.

Промежуточный контур призван предотвратить опасность выброса радиоактивных веществ в случае, если давление в первом контуре выше, чем

во втором и возможно перетекание теплоносителя, вызывающее радиоактивность второго контура в случае, если теплоносители (например, металлический натрий) интенсивно взаимодействуют с паром и водой. Трехконтурные схемы применяются исключительно на АЭС с реакторами на быстрых нейтронах, где в качестве теплоносителя используется жидкий натрий.

При двухконтурной схеме вода является теплоносителем и замедлителем нейтронов. Реакторы, созданные для работы в таких условиях, принято называть водно-водяными энергетическими реакторами (ВВЭР). Реакторы канального типа, в которых теплоносителем является вода, а замедлителем – графит, применяются исключительно на территории бывшего СССР на крупных блоках с турбинами насыщенного пара. Эти реакторы называют реакторами большой мощности канального типа (РБМК).

АЭС могут комплектоваться как конденсационными (АКЭС) станциями, так и теплоэлектроцентралями (АТЭЦ). Эти станции составляют подавляющее большинство среди действующих АЭС. АЭС, служащие для целей промышленного теплоснабжения – атомные станции теплоснабжения (АСТП). На АСТП осуществляется более высокий уровень безопасности.

Топливом для АЭС является ядерное топливо, содержащееся в тепло-выделяющих элементах (ТВЭЛх), которые собраны в тепловыделяющие сборки (ТВС). Для современных мощных реакторов загрузка составляет от 40 до 190 тонн. Особенность процесса заключается в том, что масса выгружаемых после отработки определенного срока ТВС такая же, как и масса свежезагружаемых. Происходит лишь частичная замена ядерного горючего на продукты деления. Выгружаемое из реактора топливо имеет все еще значительную ценность. Поэтому для АЭС расход ядерного горючего не является характерной величиной, а степень использования внутриядерной энергии характеризуется глубиной выгорания.

Особенностью современной ядерной энергетики, связанной с использованием реакторов на тепловых нейтронах, является применение

урана, обогащенного изотопом  $U-235$ . В природном уране его всего 0,7%. В ядерных реакторах на тепловых нейтронах обогащение составляет 2,0 – 4,4%. При этом соответствующие предприятия выдают наряду с обогащенным ураном также и отвалный уран, содержащий  $U-235$  в существенно меньшем количестве, чем природный. Отвалный, также как и природный уран, может быть использован в реакторах на быстрых нейтронах, в которых достигается глубокое (более полное) использование уранового топлива.

### **3.4. Реакторы на тепловых нейтронах**

#### **3.4.1. Реакторы на естественном уране с графитовым замедлителем**

Создание реакторов с графитовым замедлителем определялось возможностью их работы с топливом из природного урана при использовании легкодоступного и недорогого теплоносителя.

В настоящее время мощные АЭС с газовыми теплоносителями высоких давлений и температур оборудуются реактором с корпусом из предварительно напряженного железобетона, способного выдерживать давления 6 МПа и более. Высота таких корпусов – до 36 м, диаметр – до 29 м. Все оборудование первого контура, включая ПГ, расположено в железобетонном корпусе. ПГ подобных АЭС разделён на секции в количестве 8 – 12, располагающиеся в кольцевом зазоре между реактором и корпусом.

В реакторе АGR, представленного на схеме рис. 3.4, с ТВЭлами из слабо обогащенного урана (~ 2%  $U-235$ ) в оболочке из нержавеющей стали, теплоносителем является углекислый газ. Он циркулирует через активную зону, в которой находится замедлитель, изготовленный из графитовых блоков с отверстиями для прохода теплоносителя и размещения топливных элементов. Топливные элементы представляют собой стержни из естественного урана в оболочке, позволяющей повысить температуру поверхности ТВЭлов до 760 °С.

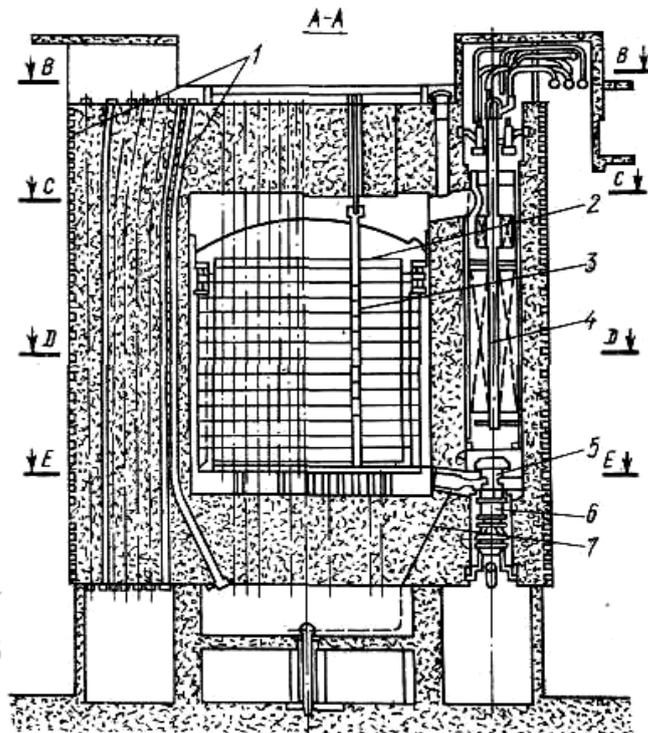
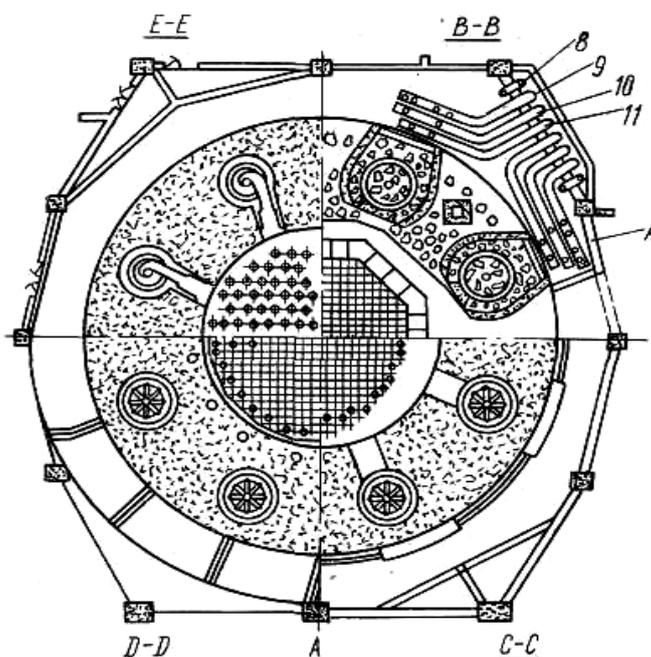


Рис. 3.4. Реакторы на естественном уране с графитовым замедлителем

- 1 - предварительно напряженный бетон;
- 2 - защитная пробка;
- 3 - твэл;
- 4 - ПГ;
- 5 - циркуляционная газодувка;
- 6 - мотор;
- 7 - ввод  $\text{CO}_2$ ;
- 8 - подвод питательной воды;
- 9 - выход острого пара;
- 10 - выход пара из промежуточного пароперегревателя;
- 11 - вход пара в промежуточный пароперегреватель



Теплоноситель на выходе из активной зоны с температурой до  $650\text{ }^\circ\text{C}$  идет к парогенератору, а затем циркуляционным компрессором закачивается обратно в реактор при давлении 4 МПа. Эффективность парового цикла этих реакторов составляет около 42%, т.е., 58% теплоты, произведенной в реакторе, сбрасывается в атмосферу через градирни.

При повышении температуры газового теплоносителя до 1000 °С углекислый газ становится непригодным из-за его химического взаимодействия с графитом, также становится непригодной и нержавеющая сталь. В связи с этим появились высокотемпературные газоохлаждаемые уран-графитовые ядерные реакторы с теплоносителем из гелия, способные вырабатывать теплоту при температурах более 1000 °С при высоком уровне безопасности. Использование этих реакторов предоставляет широкие возможности для производства в газотурбинном цикле электроэнергии с высоким КПД и для снабжения высокотемпературным теплом и электричеством процессов производства водорода, опреснения воды, технологических процессов химической, нефтеперерабатывающей, металлургической и других отраслей промышленности.

Гелий обладает идеальными ядерно-физическими свойствами. Это инертный газ и химически пассивен. Его теплопроводность довольно велика, что позволяет достичь высоких плотностей тепловой нагрузки. Однако работа с высокотемпературным гелием связана с рядом серьезных трудностей. Это прежде всего проблемы температурной стойкости материалов и герметичности. Высокая проникающая способность гелия ставит сложные проблемы перед металловедом и конструкторами. Большой проблемой, например, является надежность арматуры. К настоящему времени разработан проект модульного гелиевого реактора для генерации электричества (с КПД ~ 50%) с использованием прямого газотурбинного цикла.

Модульный реактор GT-MHR (Gas Turbine-Modular Helium Reactor) с гелиевым теплоносителем тепловой мощностью 600 МВт разрабатывался в рамках российско-американской программы утилизации оружейного плутония (рис. 3.5). Установка GT-MHR сочетает в себе модульный ядерный уран-графитовый реактор MHR, охлаждаемый гелием, и высокоэффективную газотурбинную установку GT с преобразованием тепловой энергии в замкнутом одноконтурном цикле (цикл Брайтона). Обе установки соединены

коротким трубопроводом, служащим для подачи гелия из активной зоны реактора в систему преобразования тепловой энергии в механическую.

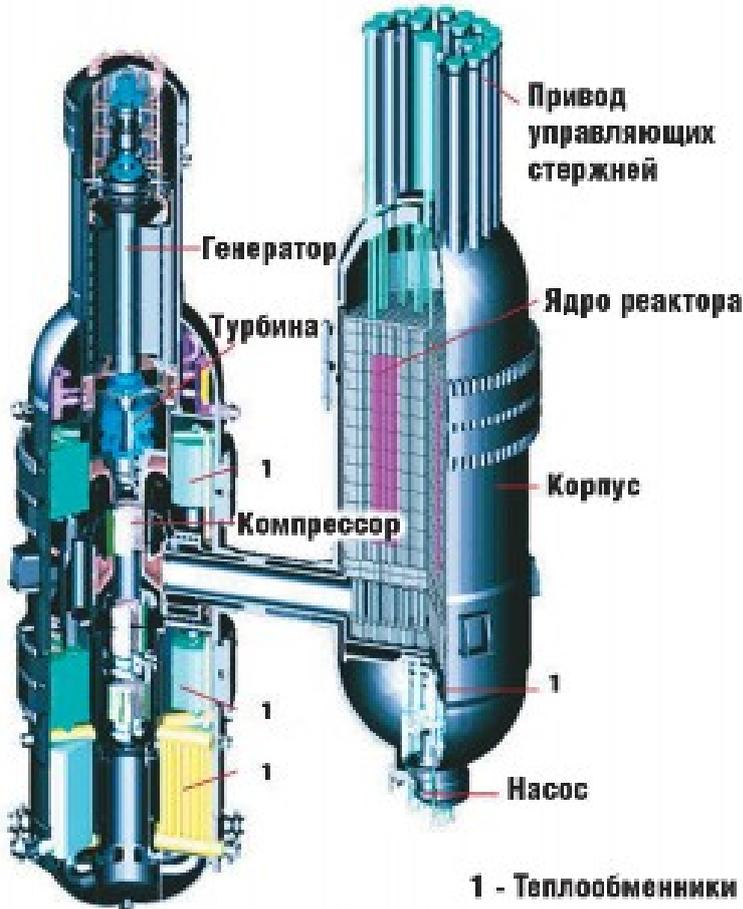


Рис. 3.5. Размещение компонентов ядерной энергетической установки GT-MHR

Нагрев гелия в активной зоне ядерного реактора происходит нисходящим потоком газа, проходящего через каналы в топливных элементах. После нагрева гелий поступает в газовую турбину, где газ расширяется, обеспечивая привод генератора и компрессоров. После выхода из турбины гелий поступает в «горячую» часть рекуператора, затем в теплообменник предварительного охлаждения и в компрессоры низкого и высокого давления, претерпевая промежуточное охлаждение. Из компрессора высокого давления поток гелия подается в «холодную» часть рекуператора и возвращается в ядерный реактор.

Использование цикла Брайтона в схеме с газовой турбиной позволяет

достичь чрезвычайно высокого значения термического КПД. Он составляет приблизительно 48%. Это сокращает выбросы тепла в атмосферу на 50% по сравнению с традиционными водоохлаждаемыми ядерными реакторами [7].

Состоящая из двух корпусов ядерно-энергетическая установка размещается в бетонном бункере ниже уровня земли.

Рассматривалась возможность технологического применения этого проекта для производства водорода с использованием термохимических циклов, в том числе и на базе паровой конверсии метана – ПКМ.

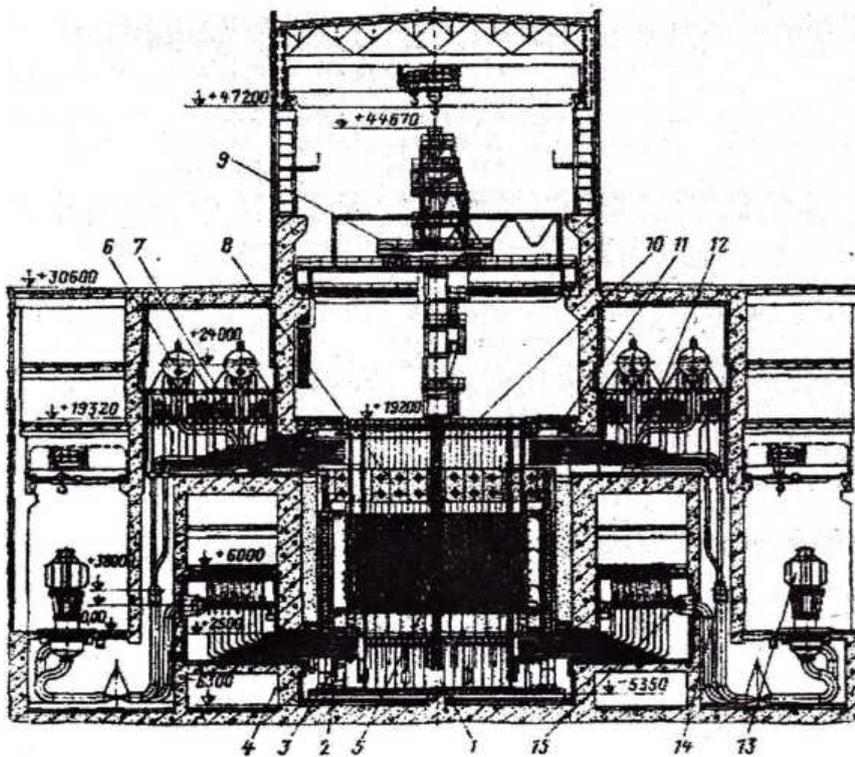
Первая ступень процесса ПКМ (750 – 850 °С) расщепляет  $CH_4$  и  $H_2O$  на  $H_2$  и  $CO$  (синтез-газ). На второй ступени «реакция сдвига» (200 – 250 °С) превращает  $CO$  и  $H_2$  в  $CO_2$  и  $H_2$ .

Как альтернатива корпусным (кипящим реакторам) в России был спроектирован и запущен в эксплуатацию в 1973 г реактор РБМК с графитовым замедлителем. Это одноконтурная установка с кипящим реактором.

Теплоноситель в нём проходит через активную зону по отдельным каналам диаметром до 100 мм. Каналы расположены в графитовых блоках, которые играют роль замедлителя. Графитовый замедлитель был необходим ввиду малого объема воды в активной зоне (АЗ). Размеры АЗ реактора, учитывая свойства графита как замедлителя, весьма значительны. Благодаря редкой решетке и большому числу параллельных каналов перегрузку топлива в таких графитовых реакторах оказалось возможным проводить на ходу, не снижая мощности. Общий вид реактора РБМК без энергетической части представлен на рис.3.6, а его тепловая схема – на рис. 3.7.

Реактор состоит из графитовой кладки диаметром 12 м и высотой 7 м, через которую проходят вертикальные каналы для трубок давления из циркониевого сплава. Трубки давления имеют диаметр 88 мм. В реакторе электрической мощностью 1000 МВт их около 1700.

Рис 3.6. Общий вид реактора РБМК:



- 1 - опорная конструкция;
- 2 - индивидуальные водяные трубопроводы;
- 3 - нижняя металлоконструкция;
- 4 - боковая биологическая защита;
- 5 - графитовая кладка;
- 6 - барабан-сепаратор;
- 7 - индивидуальные пароводяные трубопроводы;
- 8 - верхняя металлоконструкция;
- 9 - разгрузочно-загрузочная машина

В каждом канале размещаются две сборки длиной 3,6 м, состоящей из 18 топливных стержней, удерживающихся на центральном стержне и находящихся в подвешенном состоянии. Топливные стержни диаметром 13,6 мм состоят из таблеток  $UO_2$  в оболочке из цирконий-ниобиевого сплава.

Первый контур теплоотвода включает две параллельные петли с 4 циркуляционными насосами в каждой. Вода подается в каждый канал по индивидуальному трубопроводу снизу. В канале происходит нагревание и кипение воды. Пароводяная смесь идет к одному из двух паровых барабан-сепараторов петли. Отсепарированный пар поступает в один из двух турбоагрегатов, а вода возвращается через сборники в главные циркуляционные насосы. Графитовая кладка состоит из графитовых блоков, крепящихся к стальной конструкции.

Теплота, выделяющаяся в замедлителе, передается в топливные каналы излучением и теплопроводностью через ряд графитовых колец. При этом графит нагревается до 700 °С. Атмосфера внутри герметизированной активной зоны состоит из инертной гелий-азотной смеси. Активная зона реактора и

трубопроводы содержатся в нескольких бетонных блоках. Первый такой реактор введен в промышленную эксплуатацию на Ленинградской АЭС.

### 3.4.2. Водо-водяные реакторы

Водо-водяной реактор означает использование в нём воды в качестве теплоносителя, так и в качестве рабочего тела. Такие реакторы получили наибольшее распространение. Это объясняется рядом причин.

1. Вода является наиболее подходящим материалом для реакторов как в качестве теплоносителя, так и замедлителя. У неё максимальная замедляющая способность из реально доступных для этой цели веществ. В сочетании с её уникальными свойствами как теплоносителя, её использование позволяет сделать реактор достаточно компактным за счет высокого удельного тепловыделения на единицу объема активной зоны.

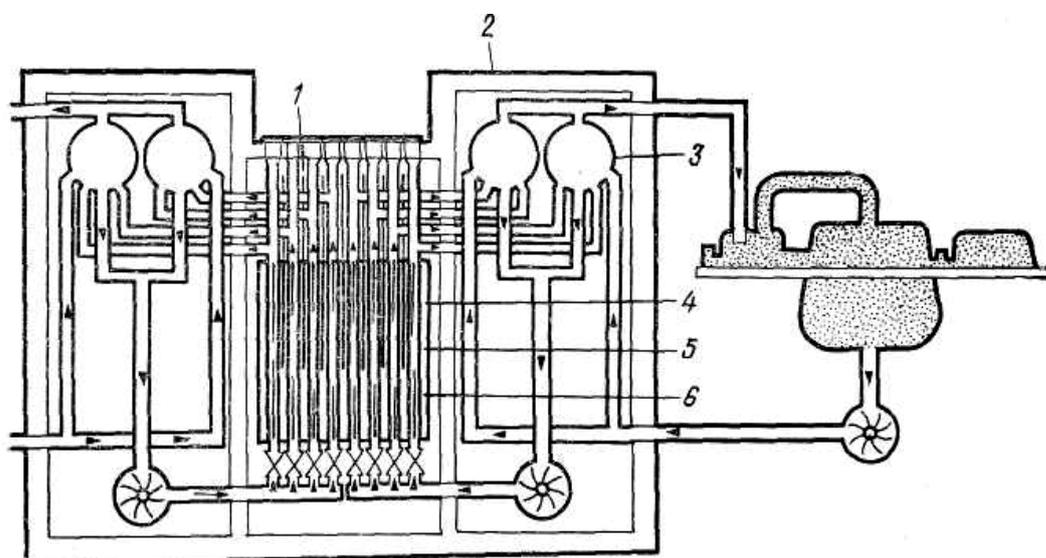


Рис. 3.7. Тепловая схема кипящего легководного реактора с графитовым замедлителем РБМК:

*1 - регулирующие стержни; 2 - бетонная защита; 3 - паровые барабаны; 4 - графитовый замедлитель; 5 - трубки давления; 6 - топливные элементы*

Кроме того, водо-водяные реакторы обладают высокой устойчивостью и саморегулируемостью благодаря отрицательному температурному коэффициенту реактивности (с ростом температуры воды коэффициент реактивности  $k$  падает, что препятствует самопроизвольному разгону реактора), а так называемая «наведенная активность» воды обуславливается короткоживущими нуклидами, что упрощает биологическую защиту и доступ к оборудованию первого контура.

2. Вода не дефицитна и традиционно используется в различных отраслях техники и в энергетике.

3. Свойства воды хорошо изучены.

Однако наряду с отмеченными преимуществами использование воды сопряжено и с рядом трудностей.

1. Значительное поглощение нейтронов водой предопределяет применение лишь обогащенного урана с низким коэффициентом воспроизводства.

2. Сильное замедление нейтронов может приводить к локальным неравномерностям энерговыделения, что заставляет обеспечивать равномерное распределение воды по активной зоне.

3. Высокая коррозионная активность воды.

4. Необходимость применения относительно высоких давлений для получения приемлемых значений максимальной температуры энергетического цикла.

5. Ограничения энергонапряжённости из-за возможности достижения критических тепловых нагрузок.

Использование воды в качестве теплоносителя и рабочего тела позволяет создавать как реакторы с водой под давлением, в которых теплота от активной зоны отводится в однофазном режиме, так и кипящие реакторы, в которых пар генерируется непосредственно в активной зоне.

### 3.4.2.1. Реакторы с легководным замедлителем и теплоносителем под давлением

Водо-водяные энергетические реакторы (рис 3.8) без кипения в активной зоне (ВВЭР или зарубежные PWR) опережают по своей численности все остальные типы реакторов. Ранее эти реакторы применялись на транспортных установках, что привело к накоплению опыта, необходимого при создании АЭС. Первая АЭС (Ново-Воронежская АЭС, 1964 г.), мощностью 210 МВт, работала с реактором типа ВВЭР-440 с электрической мощностью 440 МВт. Эти реакторы использовались как в СССР, так и в ряде зарубежных стран.

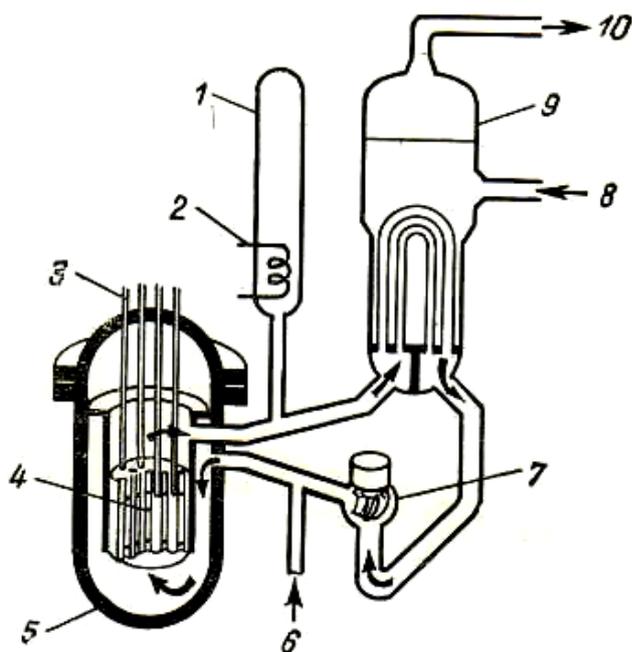


Рис. 3.8. Схема реактора с легководным замедлителем и теплоносителем под давлением (PWR):

- 1 - расширитель;
- 2 - нагревающее устройство;
- 3 - регулирующие стержни;
- 4 - активная зона;
- 5 - стальной корпус давления;
- 6 - система аварийного охлаждения активной зоны;
- 7 - насос;
- 8 - питательная вода;
- 9 - парогенератор;
- 10 - пар

Вода под давлением 16 МПа закачивается в корпус реактора через нижний ряд патрубков по кольцевому пространству между подвесной шахтой и корпусом реактора, проходит вниз по зазору между активной зоной и корпусом, а затем направляется вверх, омывая топливные элементы (рис. 3.9).

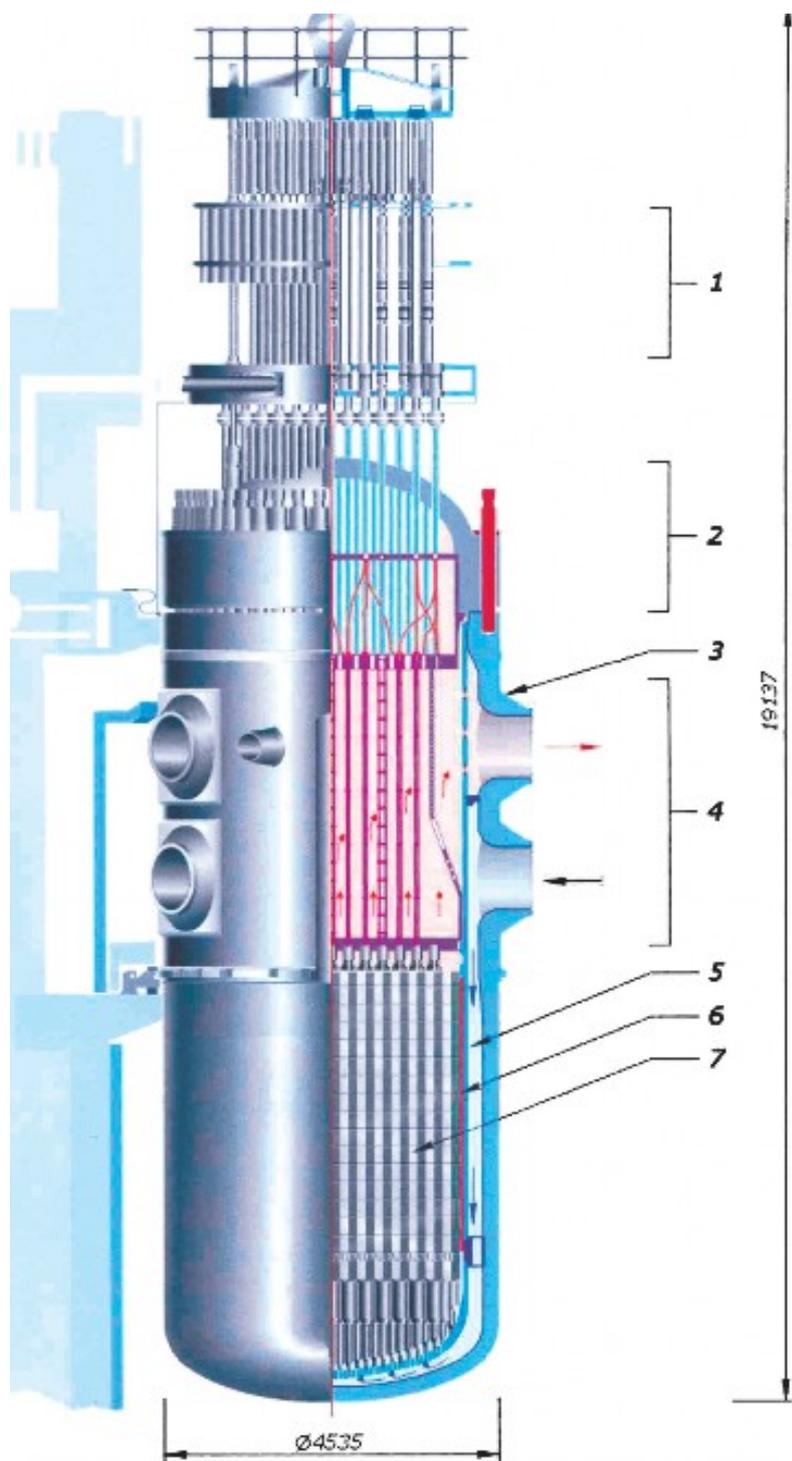


Рис. 3.9. Реактор ВВЭР-1000:

- 1 – крышка корпуса;*
- 2 – уплотнение крыши;*
- 3 – привод кластера;*
- 4 – уплотненные шахты;*
- 5 – привод;*
- 6 – тепловой экран;*
- 7 – шахта кластера*

При этом легководный теплоноситель реактора действует в нем и как замедлитель. В активной зоне (АЗ) вода первого контура нагревается и затем отводится через верхний ряд патрубков. Восходящее движение теплоносителя через АЗ позволяет обеспечить плавный переход к естественной конвекции при отключении ГЦН. После активной зоны вода через систему трубопроводов попадает в парогенератор. В парогенераторе поток горячей

воды из реактора проходит по вертикальным U-образным трубкам, а вода низкого давления подается в корпус парогенератора и омывает трубки парогенератора с наружной стороны. Образующийся пар, с давлением около 7 МПа, идет от парогенератора в турбину, а оттуда – в конденсатор. Конденсируемая вода возвращается в парогенератор. На рис. 3.8 показан один замкнутый контур теплоносителя. Реакторы PWR имеют обычно два, три или четыре контура на один корпус реактора.

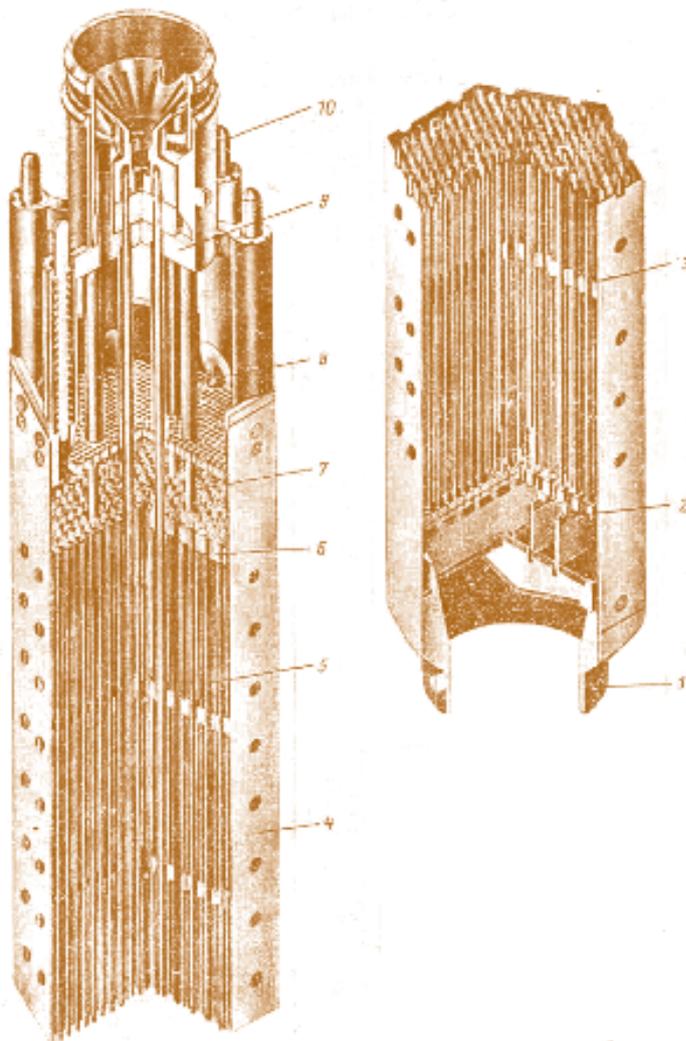


Рис. 3.10. Кассета с ТВЭлами реактора ВВЭР-1000:

- 1 - хвостовик;
- 2, 3 - нижняя и средняя дистанционирующие решетки;
- 4 - труба-чехол;
- 5 - ТВЭЛ;
- 6 - верхняя дистанционирующая решетка;
- 7 - стержень-поглотитель;
- 8 - направляющая трубка;
- 9 - головка;
- 10 - пружинные фиксаторы

Реакторы ВВЭР-440 и ВВЭР-1000 – реакторы корпусного типа, активная зона которых размещена в толстостенном цилиндрическом корпусе с верхним фланцевым разъемом.

Активная зона реакторов типа ВВЭР набирается из сравнительно плотно упакованных шестигранных ТВС (тепловыделяющих сборок), в которых размещено ядерное топливо. Зазор между ними составляет 2 – 3 мм и необходим лишь для их установки или выемки в процессе перегрузки. ТВС реактора ВВЭР-1000 содержит 331 стержень (ТВЭЛ). Сборки ВВЭР-1000 являются бесчехловыми, что способствует перемешиванию теплоносителя в поперечном сечении АЗ. В каждой ТВС (рис. 3.10) содержится 312 ТВЭлов и 18 пЭлов.

Вместе с механической системой регулирования используется так называемое, «борное жидкостное регулирование» – регулирование путем борирования воды.

Зарубежные реакторы PWR при близких эксплуатационных и конструктивных характеристиках имеют ряд отличий: используются бесчехловые ТВС квадратной формы, кроме того, размеры реакторных корпусов у них значительно больше, что позволяет понизить энергонапряженность АЗ реактора.

Основным полигоном для промышленных испытаний реакторов ВВЭР, служит Ново-Воронежская АЭС. На ней опробованы реакторы ВВЭР-210, 365, 440, 1000. Числа после обозначения типа реактора указывают электрическую мощность, соответствующую энергетической установке данного реактора.

Продолжаются работы над реактором с перегревом пара. За рубежом имеется положительный опыт эксплуатации таких реакторов.

#### **3.4.2.2. Кипящие реакторы**

Реакторы с кипящей водой (BWR – Boiler Water Reactor) положили начало промышленному использованию ядерной энергии в США.

Кипящие реакторы отличаются от реакторов PWR (pressure water reactor) тем, что генерируют пар непосредственно в активной зоне и не имеют для этого отдельных парогенераторов. Схема реакторов BWR показана на рис. 3.11.

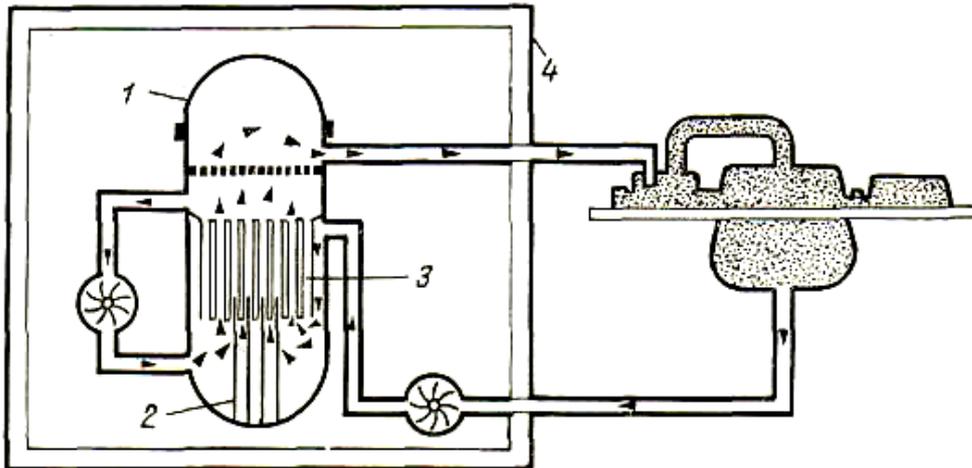


Рис. 3.11. Кипящий реактор с легководным замедлителем и теплоносителем (BWR):

*1 – стальной корпус давления; 2 – регулирующие стержни;  
3 – топливные элементы; 4 – бетонная защита*

Вода давлением 7 МПа проходит через активную зону, и около 10% воды превращается в пар. Пар затем отделяется от воды в верхней части корпуса реактора, причем вода возвращается в активную зону снизу с помощью циркуляционного насоса, а пар из верхней части корпуса идет на паровую турбину. Пар из турбины пропускается через конденсатор и конденсат возвращается в корпус реактора. Такая схема даёт определённые преимущества кипящих реакторов: отсутствует промежуточное звено – парогенератор, являющийся ненадёжным и дорогостоящим теплообменником; исчезает необходимость поддерживать высокое давление в корпусе реактора для обеспечения рабочего давления в паротурбинной части.

Эти преимущества приводят к существенному упрощению и снижению капитальных и эксплуатационных затрат, однако, появляются и существенные недостатки.

Эксплуатация АЭС этого типа показала их конкурентоспособность по сравнению с электростанциями на органическом топливе.

Конструкция современных ядерных реакторов с кипящей водой, эксплуатируемых в разных странах, почти одинакова и представлена на рис. 3.12.

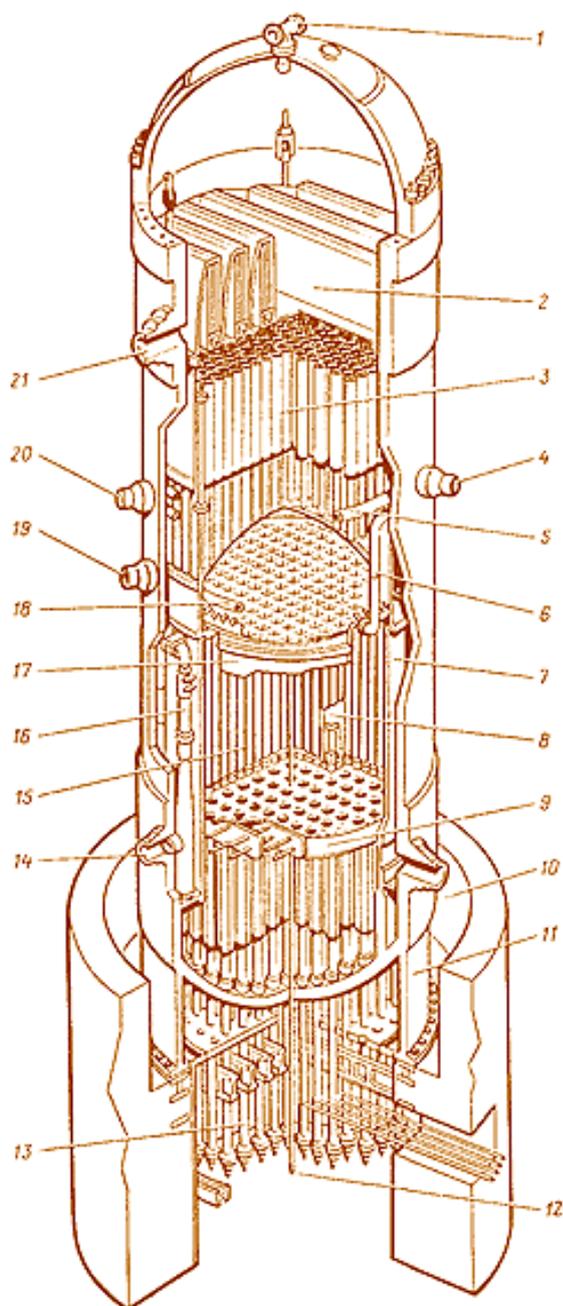


Рис. 3.12. Конструкция реактора с кипящей водой BWR на АЭС «Grand Gulf» (США):

- 1 - сопло системы разбрызгивания воды;
- 2 - пароосушитель;
- 3 - парогенераторы;
- 4 - вход питательной воды;
- 5 - разбрызгиватель питательной воды;
- 6 - трубопровод системы разбрызгивания воды в активной зоне;
- 7 - кожух активной зоны;
- 8 - направляющая лопатка;
- 9 - плита активной зоны;
- 10 - выход циркулирующей воды;
- 11 - опорная юбка корпуса реактора;
- 12 - внутриреакторные датчики;
- 13 - приводы стержней регулирования; 14 - вход воды в водоструйный насос;
- 15 - топливные кассеты;
- 16 - водоструйный насос;
- 17 - верхняя направляющая конструкция;
- 18 - разбрызгиватель воды в активной зоне;
- 19 - вход воды системы впрыска низкого давления;
- 20 - выход воды системы впрыска;
- 21 - выход пара

Тепловая мощность, генерируемая в активной зоне реактора, составляет 3833 МВт, электрическая мощность блока – 1250 МВт.

Активная зона, парогенераторы и осушители пара в реакторе BWR размещены

в корпусе давления из низколегированной стали диаметром 6,4 м, высотой 22 м, толщина стенки корпуса 152 мм, изнутри корпус плакирован аустенитной нержавеющей сталью. Корпус имеет съемную крышку. Цилиндрическая активная зона ВWR собрана из ТВС квадратного сечения длиной 3,6 м, установленных рядами на опорной перфорированной плите. Верхняя плита над активной зоной удерживает верхние концы тепловыделяющих элементов. Активная зона окружена кожухом из нержавеющей стали, который вместе с корпусом реактора формирует кольцевой зазор.

В кольцевом зазоре сверху вниз течет теплоноситель, поступающий в нагнетательную камеру под опорной плитой активной зоны [7]. Из этой камеры вода (теплоноситель), обеспечивающая замедление нейтронов и охлаждение тепловыделяющих элементов (ТВЭЛов), поступает снизу вверх в активную зону и кипит в верхней ее части. Необходимую скорость теплоносителя обеспечивают 24 водоструйных насоса, установленные в зазоре между кожухом активной зоны и корпусом реактора (рис. 3.12). Вода в водоструйные насосы подается двумя центробежными насосами внешней петлей контура циркуляции. Объем прокачиваемой воды (до 30% всей рециркулирующей воды) и скорость ее циркуляции через реактор можно изменять во внешней части контура. Регулирование расхода воды через активную зону реактора позволяет изменять в ней содержание пара и скорость ее испарения. Увеличение доли пара в воде активной зоны уменьшает замедление нейтронов (и, следовательно, реактивность), что может быть использовано для регулирования мощности реактора (до 25% номинального значения) без участия стержней регулирования.

### **3.4.2.3. Реакторы на естественном уране с тяжеловодным замедлителем и теплоносителем**

Реакторы PWR и BWR требуют значительного обогащения урана, для того чтобы компенсировать относительно высокое поглощение нейтронов

легководным теплоносителем. Этот недостаток можно преодолеть, используя в качестве замедлителя тяжелую воду, а в качестве теплоносителя – либо тяжелую воду, либо кипящую легкую воду. В последнем случае тяжеловодный реактор еще требует обогащения урана, но уже на значительно более низком уровне, чем в реакторах PWR и BWR. Если же использовать тяжелую воду и в качестве теплоносителя, то возможно создать реактор на естественном уране. Этот принцип реализован в канадских реакторах CANDU, технологическая схема которого показана на рис. 3.13, а общий вид реактора – на рис. 3.14.

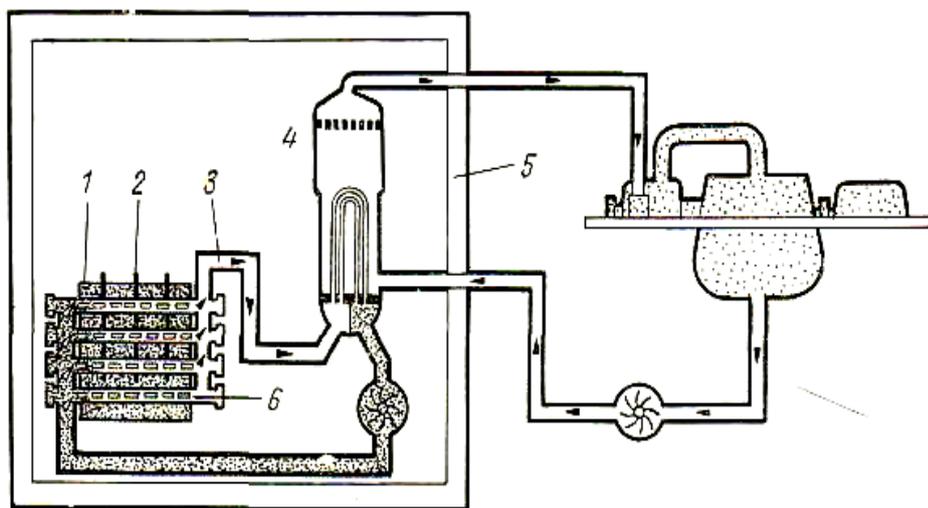


Рис. 3.13. Реактор с тяжеловодным замедлителем и теплоносителем:

- 1 - каландр;
- 2 - регулирующие стержни;
- 3 - тяжелая вода;
- 4 - парогенератор;
- 5 - бетонная защита

Эти тяжеловодные реакторы эксплуатируются в Канаде, Японии, Корее, Китае, Индии и Европе. Электрическая мощность действующих энергоблоков с ядерными реакторами CANDU не превышает 750 МВт, однако разработан проект реактора CANDU электрической мощностью 1200 МВт.

Реакторы CANDU не имеют массивного, толстостенного корпуса давления, используемого в реакторах PWR и BWR. Топливные сборки реактора CANDU размещаются в 390 горизонтальных каналах-трубках давления, изготовленных из циркониевого сплава, что даёт возможность производить перезагрузку реактора топливом без его остановки. Каналы

проходят через бак, называемый каландром, заполненный тяжелой водой при низком давлении и температуре. Каждая каналная труба связана с циркуляционным насосом и парогенератором. Для теплоизоляции замедлителя топливные каналы заключены в другие трубы с кольцевым зазором, заполненным азотом.

Тяжеловодный теплоноситель проходит через трубки, содержащие топливные сборки, при давлении около 9 МПа. С ним удаляется большая часть теплоты из АЗ. Затем он идет в парогенератор, аналогичный используемому, с реакторами PWR (см. рис. 3.11).

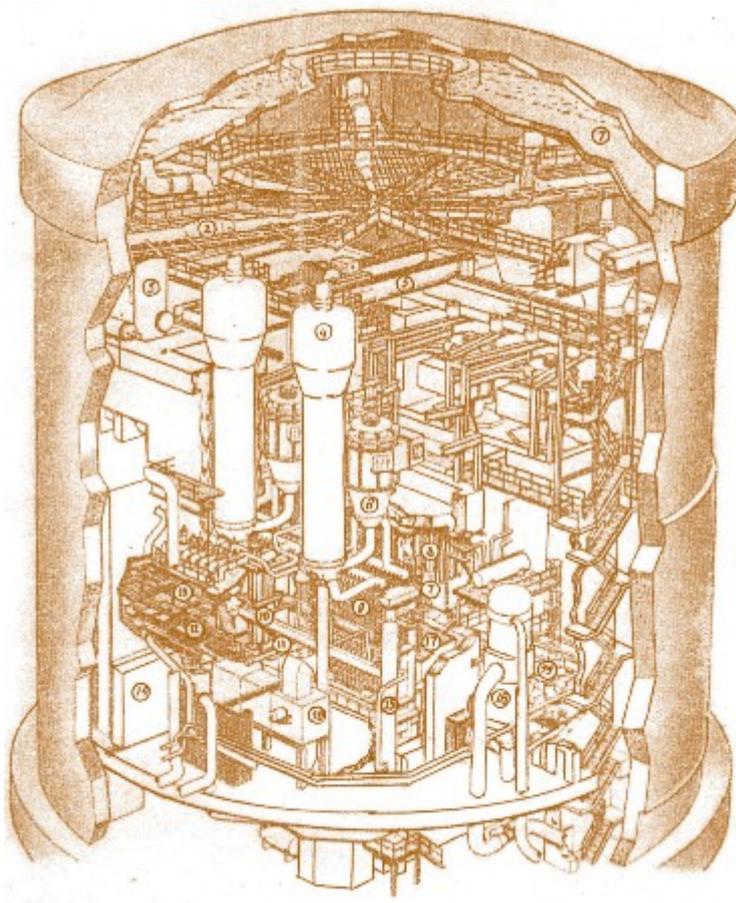


Рис. 3.14. Общий вид реакторного здания CANDU энергоблока 600 МВт

Дополнительный объем замедлителя – тяжелой воды – в полости каландра остается при низком давлении и относительно низкой температуре. Этот основной регулятор обеспечивает необходимые характеристики спектра нейтронов. Кроме того, большая теплоемкость замедлителя в полости каландра создает дополнительный сток тепла, что повышает безопасность реактора.

Реакторы CANDU не испытывают таких трудностей с парогенераторами, как реакторы PWR, из-за поддержания относительно низкой рабочей температуры основного теплоносителя. Среднее энерговыделение топлива сравнимо с получаемым в реакторах PWR. Однако сложная система соединения большого числа каналов с теплоносителем в единый контур приводит к значительному увеличению стоимости. Кроме того, даже при низкой стоимости топлива (используется естественный уран) реакторы CANDU нуждаются в значительных количествах дорогостоящей тяжелой воды, что делает высокими капитальные затраты.

Существующая технология атомной энергетики, основанная на «тепловых» ядерных реакторах с водяным или графитовым замедлителем нейтронов, не может обеспечить развития крупномасштабной атомной энергетики на длительный период, что связано с низкой эффективностью использования природного урана. В «тепловых» реакторах используется изотоп  $U-235$ , содержание которого в природном уране составляет 0,72%, что определяет значительное количество неиспользованного и активного топлива. Поэтому стратегия развития атомной энергетики должна предполагать переход к технологии замкнутого топливного цикла, основанной на переработке топлива, выгруженного из реакторов атомных станций, в «быстрых» ядерных реакторах и последующего возврата в энергетический цикл невыгоревших и вновь образовавшихся делящихся изотопов.

### **3.5. Быстрые реакторы-размножители с жидкометаллическим теплоносителем**

В «быстром» реакторе большую часть актов деления ядерного топлива вызывают быстрые нейтроны с энергией более 0,1 МэВ (отсюда и название «быстрый» реактор). При этом в реакторе происходит деление не только очень редкого изотопа  $U-235$ , но и  $U-238$  – основной составляющей природного урана (~99,3%), вероятность деления которого в спектре нейтронов

«теплового реактора» очень низка. При этом в «быстром» реакторе при каждом акте деления ядер образуется большее количество нейтронов, которые могут быть использованы для интенсивного превращения  $U-238$  в делящийся изотоп  $Pu-239$ .

Нейтронно-физические особенности быстрого реактора таковы, что процесс образования в нем плутония может иметь характер расширенного воспроизводства, когда в реакторе образуется вторичного плутония больше, чем выгорает первоначально загруженного – «бридинг процесс».

Практическая реализация бридинга имеет принципиальное значение для будущего атомной энергетики. Такой процесс дает возможность практически полностью использовать природный уран и тем самым почти в сто раз увеличить «выход» энергии из каждой тонны добытого природного урана. Это открывает путь к практически неисчерпаемым топливным ресурсам атомной энергетики на длительную историческую перспективу.

В отличие от реакторов водо-водяного типа бридеры работают на тех же параметрах пара, что и ТЭС. В установках этого типа возможен также переход на сверхкритические параметры пара с целью увеличения термодинамического КПД цикла преобразования тепловой энергии.

Создание «быстрых» реакторов связано с определёнными сложностями. К их числу относятся: большая энергонапряженность топлива; необходимость обеспечения его интенсивного охлаждения при высоких рабочих температурах теплоносителя и элементах конструкции реактора и оборудования; радиационные повреждения конструкционных материалов, вызванные интенсивным облучением быстрыми нейтронами.

Во всех странах в качестве охлаждающей среды теплоносителем для «быстрых» реакторов выбран натрий, несмотря на то, что он активно реагирует с водой и водяным паром.

Решающими достоинствами натрия как теплоносителя стали его хорошие теплофизические свойства (высокая теплопроводность, большая теплоемкость, высокая температура кипения), низкие затраты энергии на

циркуляцию, пониженное коррозионное воздействие на конструкционные материалы реактора, относительная простота его очистки в процессе эксплуатации.

Реактор с натриевым охлаждением (рис. 3.15) состоит из корпуса, заполненного натрием. В бассейн натрия погружена активная зона. Натрий прокачивается через активную зону насосами, также погруженными в натриевый бассейн. Затем горячий натрий проходит через промежуточный теплообменник, в котором тепло натрия первого контура передается натрию второго контура. Поток теплоносителя второго контура проходит через парогенератор, и генерируемый пар идет на производство электроэнергии.

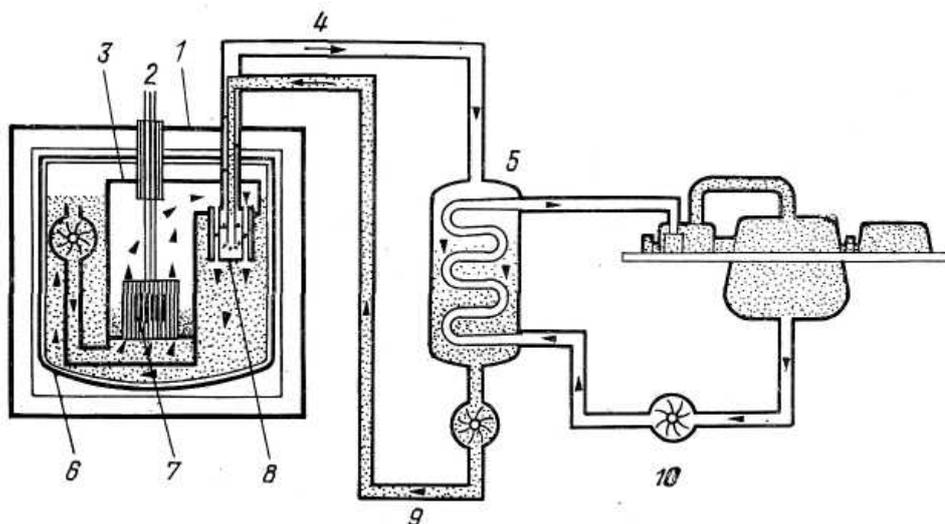


Рис. 3.15. Схема быстрого реактора с натриевым теплоносителем:

- 1 - бетонная защита; 2- регулирующие стержни; 3 - корпус реактора; 4 - горячий натрий;  
5 - парогенератор; 6 - корпус первого контура; 7 - топливные элементы;  
8 - промежуточный теплообменник; 9 - холодный натрий;  
10 - циркуляционный насос пароводяного контур

Первый отечественный энергетический реактор на быстрых нейтронах БН-350 электрической мощностью 350 МВт был введен в строй в 1973 г. на побережье Каспийского моря. Часть тепловой мощности реактора использовалась для выработки электроэнергии, остальная шла на опреснение морской воды.

Для увеличения надёжности при проектировании мощных быстрых

реакторов (БН-600 в СССР, «Суперфеникс» во Франции) была принята интегральная конструкция – «баковая компоновка» (рис. 3.16), в которой натриевые трубопроводы большого диаметра отсутствовали и почти весь радиоактивный натрий первого контура был сосредоточен в корпусе реактора.

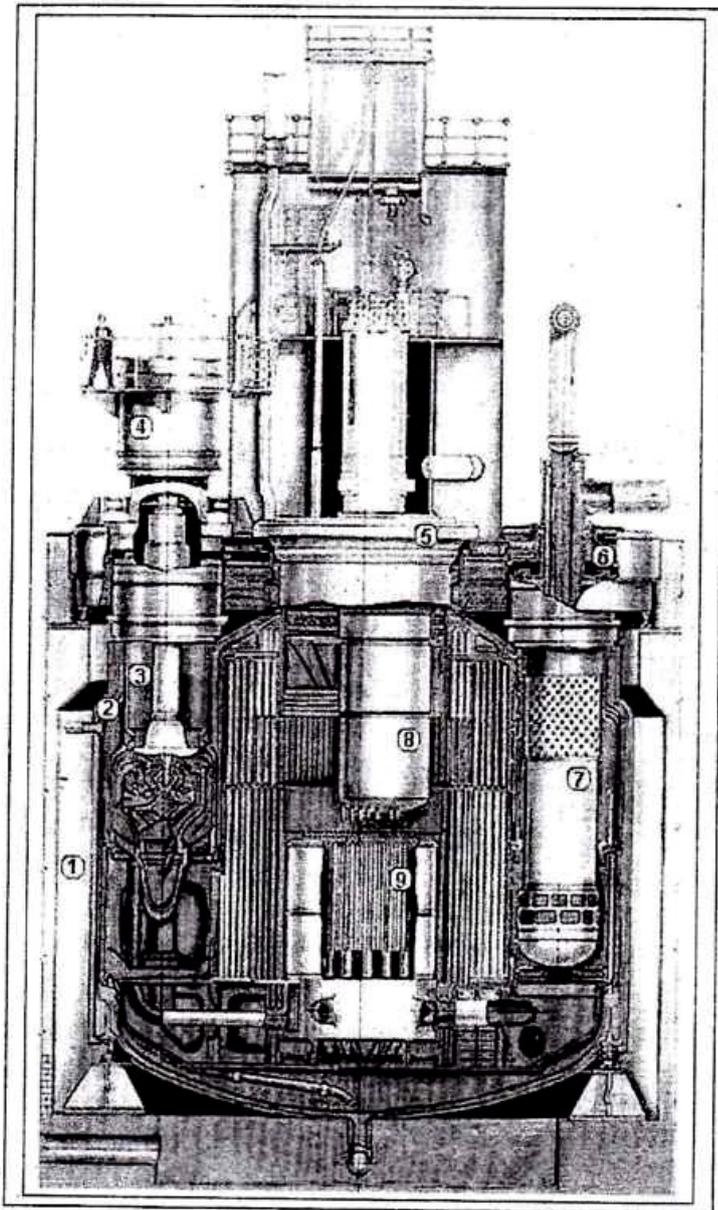


Рис. 3.16. Реактор БН-600 [6]:

- 1 - шахта; 2 - корпус;
- 3 - главный циркуляционный насос I контура;
- 4 - электродвигатель насоса;
- 5 - большая поворотная пробка;
- 6 - радиационная защита;
- 7 - промежуточный теплообменник «натрий-натрий»;
- 8 - центральная поворотная колонна с механизмами СУЗ;
- 9 - активная зона

Это позволило практически полностью исключить опасность разгерметизации первого натриевого контура, снизить пожарную опасность установок, повысить уровень радиационной безопасности и надежности реактора.

Корпус реактора представляет собой бак цилиндрической формы с

эллиптическим днищем и конической верхней крышкой, выполненной с горловинами для поворотной пробки, насосов первого контура, промежуточных теплообменников, элеваторов системы перегрузки тепловыделяющих сборок (ТВС).

Цилиндрическая часть корпуса соединена с днищем сваркой через переходное опорное кольцо, на котором установлен опорный пояс, являющийся основой несущей конструкции внутри корпуса реактора. На опорном поясе смонтировано все внутрикорпусное оборудование: напорная камера с ТВС активной зоны, зоны воспроизводства и внутреннего хранилища ТВС, первичная радиационная защита, промежуточные теплообменники, главные циркуляционные насосы первого контура.

Нагрузка от массы реактора через опорное кольцо передается на катковые опоры, которые опираются на фундаментную плиту.

В центре верхней части реактора смонтировано поворотное устройство, состоящее из большой и малой поворотной пробок, эксцентрических друг относительно друга; на малой поворотной пробке смонтирована колонна СУЗ, в которой расположены исполнительные механизмы систем: управления и защиты, перегрузки ТВС, внутриреакторного контроля.

Реактор размещен в бетонной шахте диаметром 15 м. Конструкционный материал реактора – нержавеющая сталь марки X18H9T. В центре верхней части реактора смонтировано поворотное устройство, состоящее из большой и малой поворотных пробок, эксцентричных друг относительно друга. На малой поворотной пробке смонтирована колонна СУЗ, несущая исполнительные механизмы систем управления и защиты, перегрузки ТВС, контроля АЗ.

Корпус реактора заключен в страховочный кожух, исключающий возможность вытекания натрия из реактора даже при разрывах его корпуса.

Активная зона и зона воспроизводства собираются из шестигранных ТВС кассетного типа с размерами «под ключ» 96 мм.

Тепловыделяющая сборка состоит из твэлов, кожуха, головки для захвата ТВС при перегрузках и хвостовика, с помощью которого ТВС устанавливаются

ливается в гнездо напорного коллектора и поддерживается вертикально. В хвостовике ТВС и в напорном коллекторе выполнены дроссельные устройства, обеспечивающие требуемое распределение расхода теплоносителя через ТВС в соответствии с их тепловыделением. Твэлы соединены между собой элементами крепления и ограждены чехлом, связывающим в единое целое все части ТВС. Твэлы заполнены по длине активной зоны втулками из обогащенной окиси урана (или смеси окиси урана) и окиси плутония. Твэлы зоны воспроизводства заполнены брикетами из «отвального» урана.

Газовые полости над уровнем натрия в реакторе заполнены аргоном.

Безопасность реактора заключается на действии отрицательных обратных связей, стабилизирующих процесс деления ядерного топлива при повышении температуры и мощности реактора, и на свойствах, используемых в реакторе материалов. Высокая температура кипения натрия ( $883\text{ }^{\circ}\text{C}$  при нормальных условиях) позволяет поддерживать в корпусе реактора практически атмосферное давление. Это упрощает конструкцию реактора и повышает его надежность.

Разгерметизация трубопроводов с натриевым теплоносителем в быстром реакторе интегральной конструкции также не приводит к опасной ситуации. Вследствие высокой теплоемкости натрия, даже при полном прекращении отвода тепла в пароводяной контур, температура теплоносителя в реакторе будет повышаться со скоростью примерно  $30$  градусов в час. Значительный запас температуры до закипания натрия дает резерв времени, достаточный, чтобы принять меры, ограничивающие последствия подобной маловероятной аварии, поскольку при нормальной работе температура теплоносителя на выходе из реактора составляет  $540\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Быстрые реакторы продемонстрировали высокую устойчивость в работе. Освоена технология натриевого теплоносителя, нейтрализующая его пожароопасность.

С 2016 г. успешно работает реактор БН-800 на Белоярской АЭС и заканчивается проектирование БН-1200 на натриевом теплоносителе, который

может быть использован в ядерной энергетической системе четвертого поколения.

Однако, несмотря на достоинства натрия при его выборе как теплоносителя для реакторов на быстрых нейтронах, трудности при эксплуатации с ним очевидны. Это усложнение технологической схемы, связанное с необходимостью предварительного разогрева натриевых контуров, с проблемой очистки от окислов и т. д. Поэтому параллельно с совершенствованием реакторов с натриевым охлаждением не прекращается поиск возможности использования других теплоносителей. Гелий из них наиболее перспективен. Его преимущество перед натрием состоит в том, что он практически не поглощает и не рассеивает нейтроны. Поэтому гелий не активируется, проходя через АЗ, и не смягчает спектр нейтронов. Это упрощает проблемы биологической защиты и наработки плутония. Использование гелия позволяет перейти к двухконтурной схеме с паровым циклом, а далее – к одноконтурной схеме с газовой турбиной.

Необходимо отметить, что гелий как теплоноситель имеет недостатки. Его низкая плотность определяет высокое давление в реакторе (не менее 10 МПа). Это приводит к дополнительным сложностям при создании корпуса реактора. Высокая проницаемость гелия создаёт трудности при создании плотного корпуса реактора.

Другим вариантом является использование диссоциирующих газов, в которых происходят термически обратимые реакции диссоциации и ассоциации, сопровождающиеся поглощением тепла, что увеличивает эффективность теплоотвода за счет роста теплоемкости [6].

### **3.6. Турбины влажного пара**

Паровые турбины энергетических АЭС отличаются от паровых турбин ТЭС тем, что работают в области влажного пара. Известно, что современные методы защиты проточной части турбины от эрозии обеспечивают

эффективную работу турбины при влажности  $< 13\%$ . Поэтому в турбинах АЭС применяют развитые системы внутреступенчатой сепарации влаги и промежуточный перегрев пара в специальных устройствах – сепараторах-пароперегревателях (СПП).

Турбины АЭС имеют меньшее начальное давление пара и увеличенный вакуум в конденсаторе. В остальном рабочие процессы и принципы проектирования обеих типов турбин достаточно близки.

На рис. 3.17 показана упрощенная тепловая схема паровой турбины АЭС, работающей на насыщенном паре.

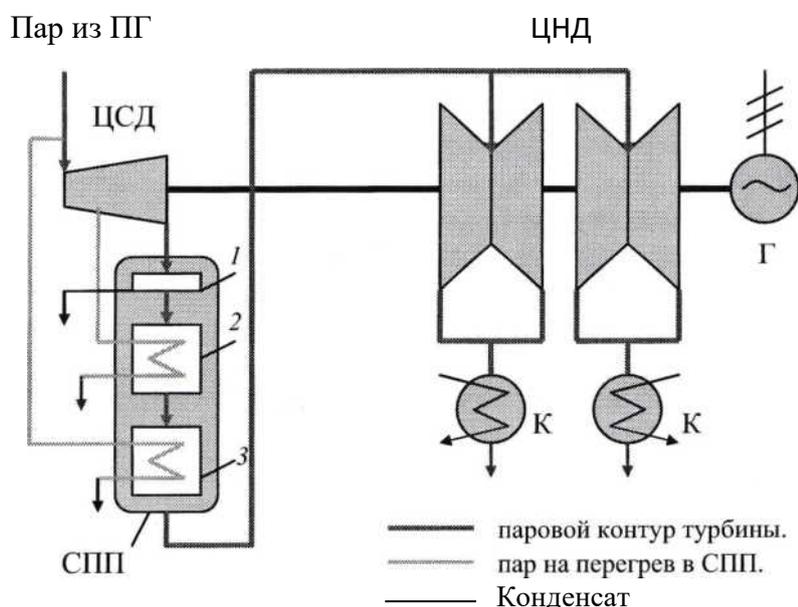


Рис. 3.17. Принципиальная тепловая схема турбины АЭС для работы на влажном паре:

*1 - сепаратор влаги; 2,3- ступени перегревателя пара*

Турбина имеет два цилиндра: цилиндр среднего давления (ЦСД) и цилиндр низкого давления (ЦНД), расположенные на одном валу с электрическим генератором Г. ЦСД состоит из одной турбины, а ЦНД для уменьшения длины лопатки последней ступени состоит из нескольких параллельно работающих турбин. В представленной на рис. 3.17 схеме ЦНД выполнен в виде двухпоточных турбин, работающих на два конденсатора К.

Между ЦСД и ЦНД пар проходит через СПП. В СПП пар сначала поступает на сепарационное устройство 1 (рис. 3.17), в котором удаляется

избыточная влага. Полностью удалить влагу в сепараторе не удаётся. Обычно на выходе из сепаратора влажность пара  $\sim 1\%$ . Далее пар проходит несколько ступеней перегрева, осуществляемого за счет пара, отобранного из ЦСД.

Процессы в СПП показаны на рис. 4.14, где линия e-f соответствует идеальному процессу расширения пара в ЦСД; линия f-g – процесс сепарации пара, линия g-h – процесс его перегрева в СПП; процесс h-l – идеальный процесс расширения пара в ЦНД.

С термодинамической точки зрения желательно иметь как можно больше ступеней перегрева, что значительно усложнило бы конструкцию как турбины, так и СПП. Поэтому ограничиваются одной или двумя ступенями перегрева. На рис. 3.17 показан вариант СПП с двухступенчатым пароперегревом. Пароперегреватель первой ступени 2 обогревается паром из промежуточного отбора ЦСД, а перегреватель 2-ой ступени 3 – острым паром, т.е. паром, отбираемым на входе в ЦСД.

Давление пара между ЦСД и ЦНД, и давление в СПП, называется **разделительным давлением**  $P_p$ , которое зависит от ряда производственных факторов:

- начальных параметров пара перед турбиной;
- изменения влажности пара в процессе его расширения;
- наличия отборов для регенеративного подогрева питательной воды;
- конечными значениями давления и влажности пара.

С учётом указанных факторов при двухступенчатом перегреве оптимальное значение  $P_p$  оказывается в области  $P_p = (0,1 \div 0,2) P_{II}$ . Если принять  $P_{II} = 6$  МПа, то  $P_p = 0,6 \div 1,2$  МПа. Для одноступенчатого перегрева оптимальное разделительное давление оказывается выше, обычно  $P_p = 0,1$ .

Осуществление промежуточного перегрева без предварительной осушки требует большого количества пара и практически всегда экономически не оправданно.

Повышение предельной мощности паровых турбин АЭС потребовало новых технических решений, среди которых:

- использование титана в качестве материала для последних ступеней;
- снижение частоты вращения ротора турбины до  $25 \text{ с}^{-1}$  или 1500 об/мин.

Обычные энергетические паровые турбины работают при частоте вращения ротора  $50 \text{ с}^{-1}$  (3000 об/мин), что позволяет без применения редуктора обеспечить промышленную частоту электрического тока 50 Гц.

Считают, что при современном техническом уровне предельная мощность турбины АЭС составит 750 – 1000 МВт. При этом дальнейшее увеличение единичной мощности связывают с переходом к так называемым тихоходным турбинам с частотой вращения  $25 \text{ с}^{-1}$ . Современные турбины, работающие при частоте вращения ротора  $50 \text{ с}^{-1}$ , называют быстроходными.

В табл. 3.2 даны основные параметры трех отечественных энергетических паровых турбин для АЭС. Турбина К-220-44 отражает начальный уровень атомной энергетики в СССР. Следующие две турбины современного уровня – это два варианта турбин (тихоходная и быстроходная), разработанные для блока ВВЭР-1000.

Таблица 3.2 – Основные характеристики современных паровых турбин АЭС

Параметр	Марка турбины		
	К-220-44	К-1000- 60-1500	К-1000- 60-3000
Мощность, МВт	220	1000	1000
Частота вращения, $\text{с}^{-1}$	50	25	50
Начальное давление пара, МПа	4,3	5,88	5,88
Конечное давление пара, МПа	0,005	0,004	0,004
Разделительное давление, МПа	0,3	1,2	0,583
Температура перегрева, $^{\circ}\text{C}$	241	250	250
Температура питательной воды за РППВ,	225	225	220
Номинальный расход пара, т/ч	1439	6160	6430
Число двухпоточных ЦНД	2	3	4
Число выхлопов	4	6	8
Мощность на один выхлоп	55	166	125
Общая длина, м	42,0	57,8	74,0

Турбина К-220-44 не имеет оптимального разделительного давления.

Последние три строки показывают преимущество тихоходных турбин. В тихоходной турбине К-1000-60-1500 «мощность на один выхлоп» 166 МВт, тогда как у быстроходной турбины К-1000-60-3000 – 125 МВт. В результате тихоходная турбина имеет в ЦНД на одну двухпоточную турбину меньше и меньшую общую длину.

### **3.7. Основные элементы циркуляционной системы АЭС**

#### **3.7.1. Главный циркуляционный насос**

В первом контуре отечественных АЭС в нормальном режиме эксплуатации принята принудительная циркуляция теплоносителя, обеспечиваемая главным циркуляционным насосом (ГЦН). ГЦН предназначен для работы при давлении 1-го контура. Однако при пусковых режимах АЭС ГЦН работает при низких давлениях  $\approx 2,0$  МПа. При работе ГЦН обеспечивается контроль протечек теплоносителя в сальниковых уплотнениях и их сбор.

У ГЦН, как правило, имеется вертикальный вал и маховик, который должен обеспечивать продолжительность выбега ротора при отключении питания в течении 80 – 90 с. При авариях, связанных с обесточиванием АЭС, этого времени достаточно для развития в контуре естественной циркуляции, за счёт которой осуществляется в дальнейшем аварийное расхолаживание реактора.

Число ГЦН и необходимость их резервирования определяется для каждой схемы индивидуально.

Например, на блоке ВВЭР-440, имеющем шесть ПГ и соответственно шесть циркуляционных петель, на каждой петле установлено по одному ГЦН без резерва. При необходимости вывода в ремонт петлю отключают. На пониженной мощности реактор может продолжать работать максимум при 3-х отключенных ПГ и ГЦН.

Иное решение применено на реакторе РБМК-1000: на каждую половину

каналов параллельно установлено по четыре ГЦН, из которых три работают, а один находится в резерве.

Сравнительные данные ГЦН для современных отечественных реакторов приведены в табл. 3.3.

Таблица 3.3 – Характеристики отечественных ГЦН

Марка циркуляционного насоса	ГЦН-195	ЦВН-8
Марка блока	ВВЭР-1000	РБМК-1000
Производительность, м <sup>3</sup> /ч	20000	8000
Давление на всасе, МПа	15,6	15,6
Напор, МПа	0,67	1,56
Частота вращения, с <sup>-1</sup>	16,7	16,7
Мощность привода, МВт	5,3	4,5
Величина протечек, м <sup>3</sup> /ч	0,3 ÷ 3,0	0,1 ÷ 0,5
Масса с электродвигателем, т	118	106
Высота, мм	11500	9850

### 3.7.2. Компенсатор объёма

Система компенсации объёма необходима только для реакторов, охлаждаемых водой под давлением для выполнения следующих функций [8]:

- компенсации расширения воды, заполняющей контур;
- создания начального давления при пуске реактора, равного  $\approx 2,0$  МПа;
- поддержания при эксплуатации реактора давления воды в контуре на заданном уровне.

На реактор устанавливается один компенсатор объёма (КО) на любом циркуляционном контуре вблизи от реактора так, чтобы между реактором и КО не было никакой запорной арматуры.

На АЭС применяют паровые компенсаторы давления. Начальное

давление при пуске реактора создается подачей сжатого азота из специальных емкостей. Азот растворим в воде и может вступать в реакцию с продуктами радиолиза воды. Поэтому в процессе разогрева контура азот вытесняют парами самоиспарения воды. При повышении давления пар в КО конденсируется, и давление автоматически снижается. Если этого оказывается недостаточным, то для снижения давления в КО используются форсунки, расположенные в верхней части КО. К ним подводится вода из «холодной» нитки ГЦН. Вода разбрызгивается в паровом объеме, и в результате конденсации пара его объем резко снижается, давление при этом падает. Для увеличения давления в реакторе КО снабжается нагревателями (ТЭН), расположенными в водяном объеме в нижней части КО. За счет дополнительного подвода теплоты вода испаряется, и давление в КО увеличивается.

Пар от предохранительных клапанов для исключения радиоактивного загрязнения отводится в специальный барботёр, входящий в систему компенсации объема, где он конденсируется.

### **3.7.3. Трубопроводы**

Соединение между собой отдельных элементов и оборудования ТЭС и АЭС требует большого числа трубопроводов. Кроме главных существует большое количество вспомогательных трубопроводов различных диаметров и назначений. Общая протяженность трубопроводов на мощных станциях составляет несколько километров.

Все трубопроводы и устанавливаемую на них арматуру различают:

- по назначению и основным показателям: трубопроводы главного циркуляционного контура, вспомогательные реакторного контура, питательные и конденсатные, свежего и отборного пара, дренажные и др.;
- по параметрам: давление, температура;
- протекающей по трубопроводам среде и степени её радиоактивности:

вода, пар, пароводяная смесь, воздух;

- по периодичности работы трубопровода: непрерывная работа, периодическое включение.

Наиболее ответственны трубопроводы главного циркуляционного контура реакторной установки, так как по этим трубопроводам транспортируется радиоактивная среда с наибольшими параметрами и расходами. Поэтому эти трубопроводы изготавливаются с особой тщательностью, в процессе эксплуатации за ними ведется систематическое наблюдение для предотвращения разрывов трубопроводов и их аварии. Диаметр трубопроводов главного циркуляционного контура мощных реакторов составляет 850 – 900 мм. Протяженность трубопровода при компоновке оборудования стремятся предельно сократить.

Материалом для изготовления трубопроводов чаще всего служит нержавеющая аустенитная сталь, которая обладает определённой коррозионной стойкостью и не подвержена водородному охрупчиванию.

В случае содержания в нержавеющей стали легирующих добавок, таких как хром, никель, кобальт, и попадающих в воду в результате коррозии, под действием нейтронного потока эти элементы активируются, образуя долгоживущие изотопы  $^{51}\text{Cr}$ ,  $^{58}\text{Co}$ ,  $^{60}\text{Co}$ . Данное обстоятельство затрудняет эксплуатацию и ремонт трубопроводов. Поэтому предпочитают применять стали с ограниченным содержанием указанных легирующих добавок, а также сплавы на основе титана.

Скорость теплоносителя в трубопроводах первого контура достигает 10 – 12 м/с, что побуждает образование низкочастотных вибраций, обусловленных появлением вихрей в местах внезапного расширения и поворота потока, например, на входе в реактор или парогенератор. Поэтому при проектировании трубопроводов уделяется большое внимание исключению возможности появления резонансных колебаний, влекущих за собой возникновение трещин.

Элементы трубопроводов первого контура соединяют между собой

сваркой, при этом количество сварочных соединений должно быть минимальным.

Фланцевые соединения трубопроводов допускаются только для крышек реактора и в местах подсоединения к парогенераторам, ГЦН и запорных задвижек. Из-за вероятности появления течи в местах уплотнительных поверхностей фланцев на АЭС обеспечивают организованный сбор протечек радиоактивного теплоносителя. В последнее время применяют жидкостные уплотнения, обеспечивающие полную герметизацию. При этом жидкостный уплотнитель должен обладать более высокой плотностью и поверхностным натяжением, чем уплотняемая среда, и не смачивать соприкасающиеся с ним поверхности. Такими свойствами обладают легкоплавкие металлы и их сплавы: свинец, олово, сплав Вуда (висмут – 50%, свинец – 25%, олово – 12,5%, кадмий – 12,5%, температура плавления 68 °С) и т.п.

Для трубопроводов больших диаметров и для крупного оборудования, особенно при высоких температурах, очень важен режим прогрева в процессе пуска и охлаждения во время останова. Для предотвращения недопустимых напряжений в металле оборудования главного циркуляционного контура скорость охлаждения не должна превышать 20 К/ч, а разогрева – 30 К/ч.

При резком сбросе нагрузки на турбину возможно недопустимое увеличение давления в паропроводе. В подобных случаях можно выпустить избыточное количество пара в атмосферу через предохранительные клапаны, что приведёт к неизбежной потере большей части конденсата.

В реакторах кипящего типа сброс пара в атмосферу полностью исключен, так как он является радиоактивным.

Возможно отведение некоторого количества пара через быстродействующую охладительно-увлажнительную установку (БРОУ) в конденсаторы турбины, где предусмотрены специальные емкости, в которые впрыскивается конденсат для предварительного охлаждения пара. Однако конденсирующая способность основных конденсаторов ограничена, а при плохом вакууме БРОУ вообще открывать запрещается. Поэтому в

технологической схеме АЭС для приема пара в пусковых, переходных и аварийных режимах предусматривают различные пароприемные устройства: технологические конденсаторы, барботёры, конденсаторы-испарители.

#### **IV. ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ТИПЫ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ АЭС**

Производство рабочего пара на АЭС осуществляется в ядерных реакторах или в специальных теплообменных установках – парогенераторах (ПГ).

Основные закономерности теплофизических и физико-химических процессов, протекающих при производстве пара, идентичны как для кипящих реакторов, с учётом влияния тепловых потоков, больших скоростей теплоносителей и ионизирующего излучения, так и для ПГ [9].

ПГ АЭС – это теплообменный аппарат, производящий рабочий пар, являющийся рабочим телом, теплотой, вносимой теплоносителем из реактора. ПГ – один из основных агрегатов двух- и трехконтурных АЭС.

К основным характеристикам ПГ АЭС, также как и ПГ ТЭС, относятся паропроизводительность, параметры пара и температура питательной воды. Важным показателем является чистота пара, а для АЭС, работающих на насыщенном пару – влажность.

В общем случае ПГ АЭС состоит из подогревательного (водяной экономайзер), испарительного (испаритель) и пароперегревательного (пароперегреватель) элементов. Эти элементы могут быть совмещены в одном теплообменном аппарате, а могут быть самостоятельными теплообменниками, включенными в контуры обоих теплоносителей.

В экономайзере и пароперегревателе движение рабочего тела всегда однократное и принудительное.

Испарители в зависимости от способа организации движения рабочего тела делят на три группы: с естественной циркуляцией, с многократной принудительной циркуляцией и прямоточные. В соответствии с этим различают и типы ПГ в целом.

ПГ с естественной циркуляцией характеризуются многократным движением воды в испарителе за счет естественного напора, возникающего из-за разности масс столбов жидкости в опускной системе и пароводяной смеси в подъемной. Испаритель представляет собой в этом случае замкнутый контур.

ПГ с многократной принудительной циркуляцией вследствие напора, создаваемого циркуляционным насосом, включенным в опускную систему, также имеют многократное движение воды в замкнутом контуре испарителя.

Экономайзер, испаритель и пароперегреватель включены у прямоточных ПГ в одну последовательную цепь с однократным принудительным проходом рабочей среды под действием напора питательного насоса.

ПГ в зависимости от вида первичного теплоносителя делят на две группы: с жидкими теплоносителями и с газообразными. Движение теплоносителя в них принудительное.

Требования, предъявляемые при разработке теплообменного оборудования АЭС, разделяются на проектные, технологические и эксплуатационные.

Основными проектными требованиями являются:

- обеспечение надежности и длительной работоспособности конструкции;
- конфигурация трубок и сварных швов должна позволять проведение полного контроля неразрушающими методами всех трубок и сварных швов после сборки трубного пучка;
- минимальная интенсивность коррозионных процессов;
- долговечность ПГ при обеспечении благоприятного температурного режима теплообменной поверхности;

- экономичность конструкции ПГ;
- вибропрочность конструкции ПГ;
- компенсация температурных напряжений;
- безопасность при нарушении плотности теплопередающих трубок.

Показатель, характеризующий тепловую экономичность ПГ – КПД. Для ПГ АЭС он высок, поскольку для них характерен только один вид потерь тепла в окружающую среду, составляющий – до 2% тепловой мощности ПГ.

#### 4.1. Схемы и параметры работы ПГ, обогреваемых водными теплоносителями и паром

Изменение температур теплоносителя и рабочего тела в элементах парогенератора показано на рис. 4.1 в диаграмме  $t - Q$ . По оси ординат диаграммы расположены температуры для каждого элемента ПГ. По оси абсцисс – переданные количества теплоты в экономайзере  $Q_{эк}$ , испарителе  $Q_{исп}$  и пароперегревателе  $Q_{пп}$  соответственно.

Значения параметров теплоносителя и рабочего тела представлены в табл. 4.1.

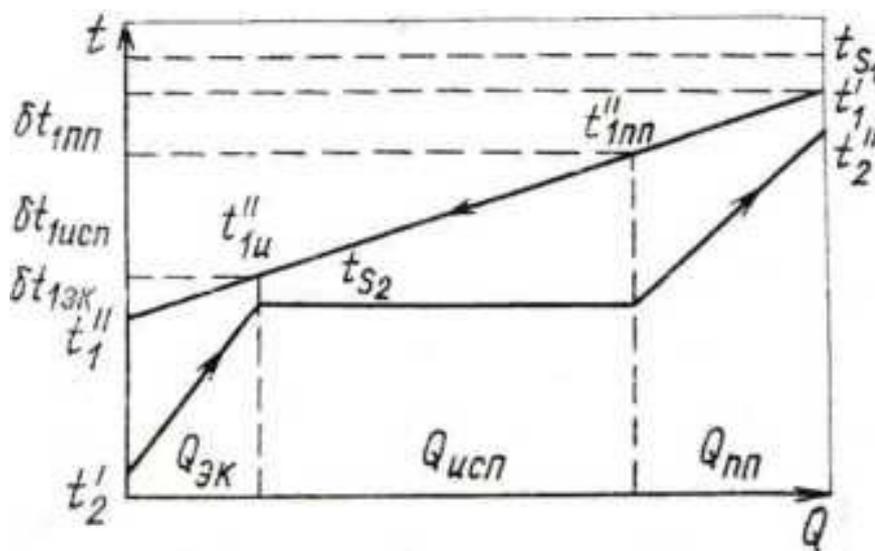


Рис. 4.1. Диаграмма  $t - Q$  для ПГ

Таблица 4.1 – Значения параметров водного теплоносителя и рабочего тела

Параметр	Значение		
Давление теплоносителя на входе в ПГ, МПа	10	14	20
Температура теплоносителя на входе в ПГ, °С	284	310	340
Температура теплоносителя на выходе из испарителя, °С	264	290	320
Температура насыщенного пара, °С	244	270	300
Температурный напор на выходе из испарителя, °С	20	20	20
Давление насыщенного пара, МПа	3,7	5,6	8,8
Возможная температура рабочего тела на выходе из ПГ, °С	274	300	330
Возможный перегрев рабочего тела, °С	30	30	30

Из таблицы видно, что при достижении максимально возможных давлений насыщенного пара, вырабатываемого ПГ, перегрев не превышает 30°С. Такой малый перегрев не дает заметного повышения КПД цикла, но требует определенного усложнения конструкции ПГ и реактора. Поэтому современные АЭС с водным теплоносителем работают на насыщенном паре без перегрева. В связи с тем, что даже небольшой перегрев пара заметно облегчает условия работы турбины из-за снижения влажности пара в ее последних ступенях, работы по усовершенствованию ПГ для внедрения перегрева постоянно продолжаются.

Температура водного теплоносителя  $t'_1$  на входе в ПГ определяется давлением в реакторе  $P_1$ . Давление в реакторе ограничено до 17 МПа по экономическим соображениям. В реакторах, охлаждаемых водой, не допускается вскипания воды. Поэтому на выходе из реактора должен быть определенный недогрев теплоносителя  $\delta t_n$  до температуры насыщения  $t_{s1}$ , соответствующей давлению  $P_1$ . Таким образом, температура теплоносителя на выходе из реактора определяется как  $t'_1 = t_{s1} - \delta t_n$ .

Максимально возможная температура рабочего тела  $t''_2$  на выходе из ПГ определяется величиной  $t'_1$  и температурным напором  $\Delta t_{вх}$  на входе теплоносителя в ПГ:  $t''_2 = t'_1 - \Delta t_{вх}$ .

Характерным параметром рабочего тела является также температура его насыщенного пара  $t_{s2}$  при давлении в испарителе  $P_2$ . Ее значение определяется температурой теплоносителя  $t''_{1\text{исп}}$  и температурным напором  $\Delta t_{\text{исп}}^{\text{ВЫХ}}$  на выходе из испарителя. Поскольку охлаждение теплоносителя в ПГ до конечной температуры  $t''_1$  в общем случае осуществляется в пароперегревателе, испарителе и экономайзере соответственно на величины  $\delta t_{\text{пп}}$ ,  $\delta t_{\text{исп}}$ ,  $\delta t_{\text{эк}}$ , то температура теплоносителя на выходе из испарителя будет равна  $t''_{1\text{исп}} = t'_1 - \delta t_{\text{пп}} - \delta t_{\text{исп}}$ , а температура насыщения рабочего тела в нем определится как

$$t_{s2}(P_2) = t''_{1\text{исп}} - \Delta t_{\text{исп}}^{\text{ВЫХ}}.$$

Все ПГ характеризуются особенностями своих схем. К характеристикам, определяющим схему ПГ, можно отнести: способ омывания теплопередающей поверхности и ее форму, компоновку элементов, принцип движения рабочего тела и т. д. Выбор и обоснование каждой характеристики ведутся при проектировании и конструктивном расчете аппарата.

При выборе способа омывания теплопередающей поверхности рекомендуется среду с большим давлением направлять противоточно в каналы с меньшим эквивалентным диаметром.

Рациональная форма поверхности определяется условиями наибольшей компактности и предотвращения температурных напряжений. Компактность достигается совершенствованием компоновки. Предотвращение температурных напряжений решается требованиями надежности конструктивных решений. Температурные напряжения возникают из-за сочетаний в конструкциях элементов с различными температурами или при использовании материалов с разными коэффициентами линейного удлинения, а также в элементах большой толщины при значительных перепадах температуры. Напряжения могут быть устранены применением компенсаторов или самокомпенсацией элементов. Наиболее простым компенсатором трубной поверхности является предварительный прогиб. На корпусе аппарата компенсатор может выполняться в виде сильфона, что мало подходит для

конструкций ПГ. Наиболее целесообразна самокомпенсация труб. Она возможна при применении труб в форме змеевиков.

Трубные змеевики бывают плоскими, винтовыми и спиральными. Простейший плоский змеевик – это U-образная трубка. Змеевики с большим числом гибов усложняют и удорожают поверхность теплопередачи, а увеличение числа сварных соединений снижает их надежность. Поэтому при небольших площадях поверхности теплопередачи целесообразной формой самокомпенсирующейся поверхности будет U-образная. Схемы аппаратов с U-образной, змеевиковой и винтовой поверхностями представлены на рис. 4.2.

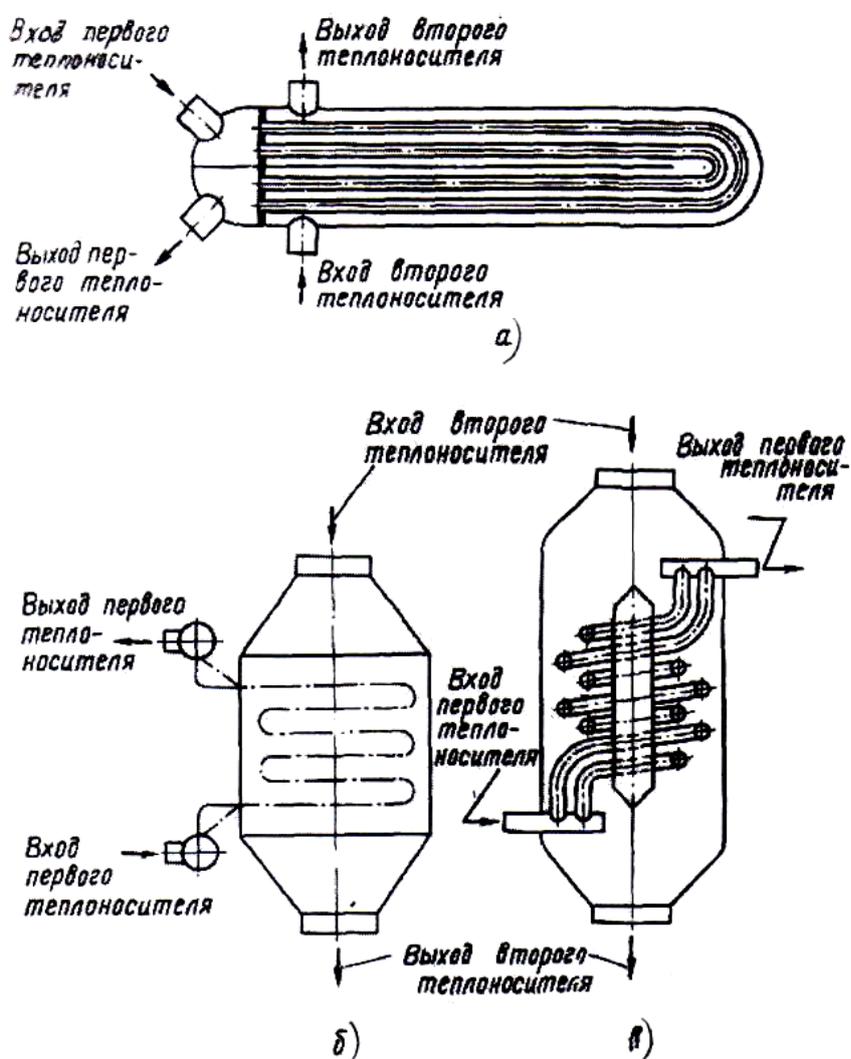


Рис. 4.2. Схемы теплообменников со змеевиковыми поверхностями теплообмена:

*а - с плоскими U-образными трубками; б - с плоскими змеевиками;  
в - с винтовыми змеевиками*

Окончательный выбор самокомпенсирующихся форм поверхностей теплопередачи должен производиться на основе технико-экономических соображений.

Ввод поверхности теплообмена в корпус может в значительной степени определять конструкционную схему теплообменника. Ввод поверхности может быть осуществлен по следующим схемам: с трубными досками (рис. 4.2, а); с внешними коллекторами (рис. 4.2, б); с внутренними коллекторами (рис. 4.2, в).

С выбранной схемой ввода поверхности теплообмена в корпус связана и конфигурация аппарата.

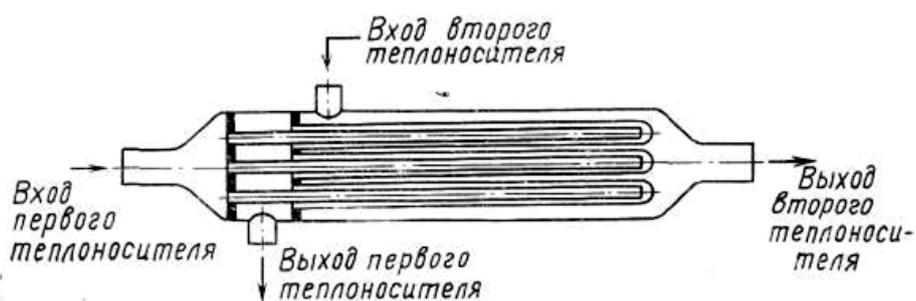


Рис. 4.3. Теплообменник с обратными элементами

Теплообменники могут быть с прямым (рис. 4.2, 4.3) и с U-образным корпусом (рис. 4.4, а). U-образный корпус может быть применен только для U-образных труб. Разделение входной и выходной камер может быть осуществлено и для прямого корпуса в случае применения П-образных корпусов и труб поверхности теплообмена (рис. 4.4, б).

Выбор принципиальной тепловой схемы ПГ имеет весьма существенные ограничения, которые практически определяют горизонтальную компоновку ПГ.

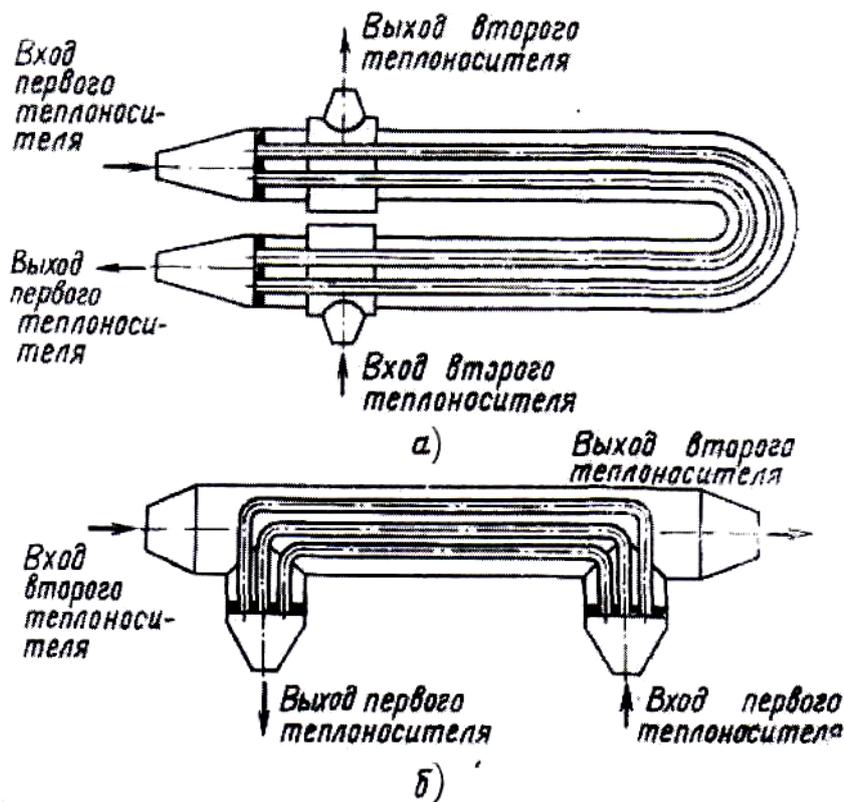


Рис. 4.4. Теплообменники:

*а - с U - образными корпусами; б - с П - образными корпусами*

Элементы ПГ могут быть скомпонованы различными вариантами: экономайзер и испаритель могут представлять собой самостоятельные теплообменники, соединенные последовательно (рис. 4.5).

На рис. 4.6, 4.7 и 4.8 представлена компоновка ПГ, где ряд поверхностей объединены в одном корпусе.

Целесообразность разделения экономайзера на две ступени – кипящую и некипящую – может быть подтверждена только технико-экономическими соображениями. Экономайзер – элемент прямоточный, поэтому организация подогрева воды до  $t_s$  и некоторое ее испарение могут быть легко осуществлены и в одном корпусе. Однако, следует помнить, что масса теплоносителя в испарителе и экономайзере ПГ неодинакова, так как переохлаждению подлежат не только конденсат греющего пара, но и сепарат (циркуляционная вода реактора) пароводяной смеси, выходящей из реактора.

Некипящий водяной экономайзер – простейший элемент ПГ, где поверхность теплообмена омывается однофазными средами с обеих сторон – водой. Интенсивность теплоотдачи как со стороны теплоносителя, так и со стороны рабочего тела высокая и практически одинакова. Плотность теплового потока умеренна. Средний температурный напор достаточно высок. Площадь поверхности теплообмена сравнительно невелика. Поэтому вынесенный водяной экономайзер должен по возможности выполняться по самой простой схеме (рис. 4.2, а). Движение подогреваемой воды в межтрубном пространстве может быть или продольным, или многократно поперечным.

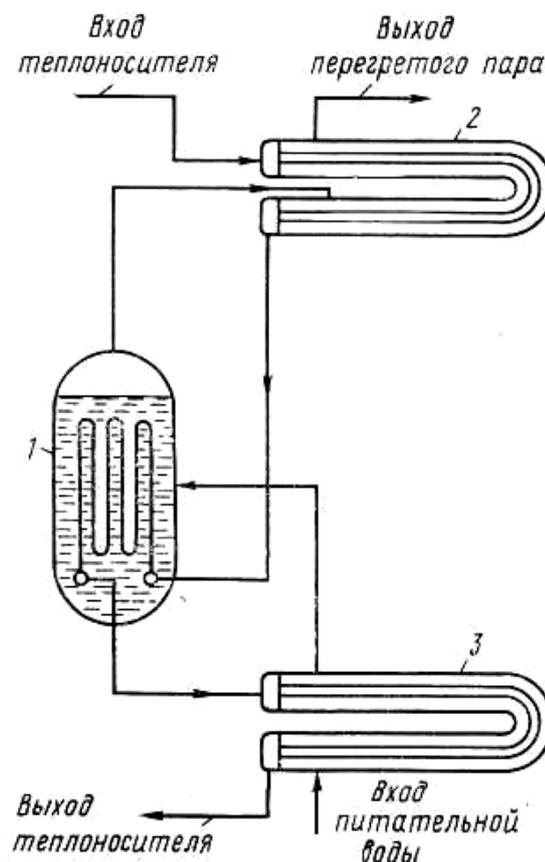


Рис. 4.5. Принципиальная схема ПГ Первой (Обнинской) АЭС:

*1 – испаритель; 2 – пароперегреватель; 3 – экономайзер*

Необходимость выноса экономайзера в отдельный корпус определяет значение величины переохлаждения конденсата, заданное в расчете реактора.

Совмещение экономайзера и испарителя дает уменьшение затрат на корпуса, соединительные трубопроводы и в некоторой степени на перекачку рабочего тела и теплоносителя.

При объединении водяного экономайзера с испарителем в одном корпусе возможны два варианта. В первом варианте поверхность теплообмена водяного экономайзера обособлена и сохраняет все признаки экономайзера.

При этом варианте поверхность теплообмена, где осуществляется движение теплоносителя по трубам, выделяется специальным кожухом.

Второй вариант объединения экономайзерной и испарительной поверхностей представляет собой совместную конструкцию. Общая поверхность ничем не разделяется, омывается водой с температурой насыщения, и генерация пара осуществляется по всей поверхности теплообмена. При этом варианте совмещение экономайзера с испарителем возможно только при условии  $t_1'' \gg t_{н2}$ . Отдельно вынесенный экономайзер обязателен при  $t_1'' < t_{н2}$ .

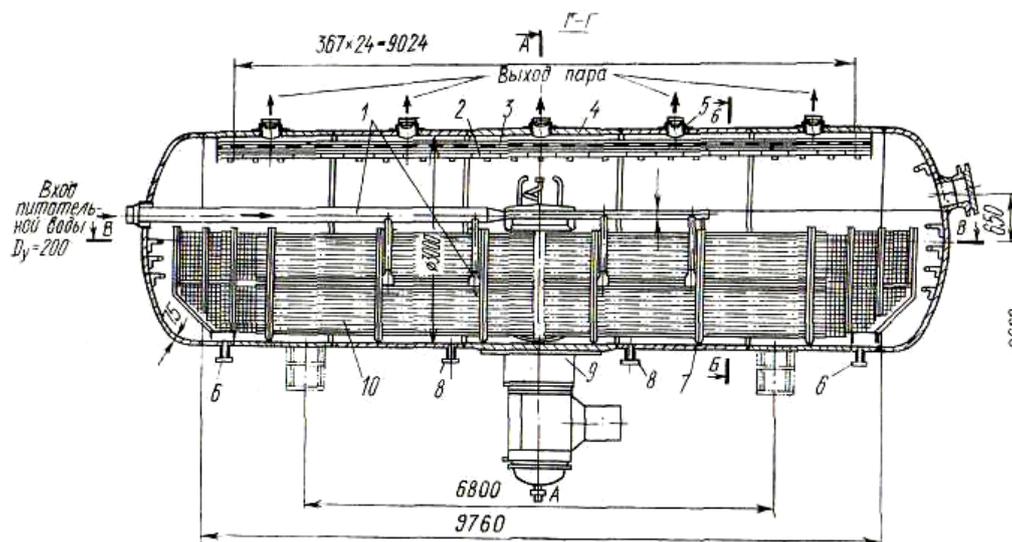


Рис. 4.6. Парогенератор I блока НВАЭС:

- Вид Г-Г: 1 - труба подачи питательной воды; 2 - жалюзийный сепаратор; 3-пароприемный потолок; 4- корпус; 5 - паропроводящие трубы; 6, 8 - штуцера непрерывной и периодической продувки; 7 - опоры трубок; 9 - входной коллектор; 10 - поверхность теплообмена; 11- штуцера дренажа; 12- штуцера уровнемеров; 13 - защитный кожух; 14 - воздушники; 15- выходной коллектор теплоносителя; 16 - опорные скобы; 17 - опоры

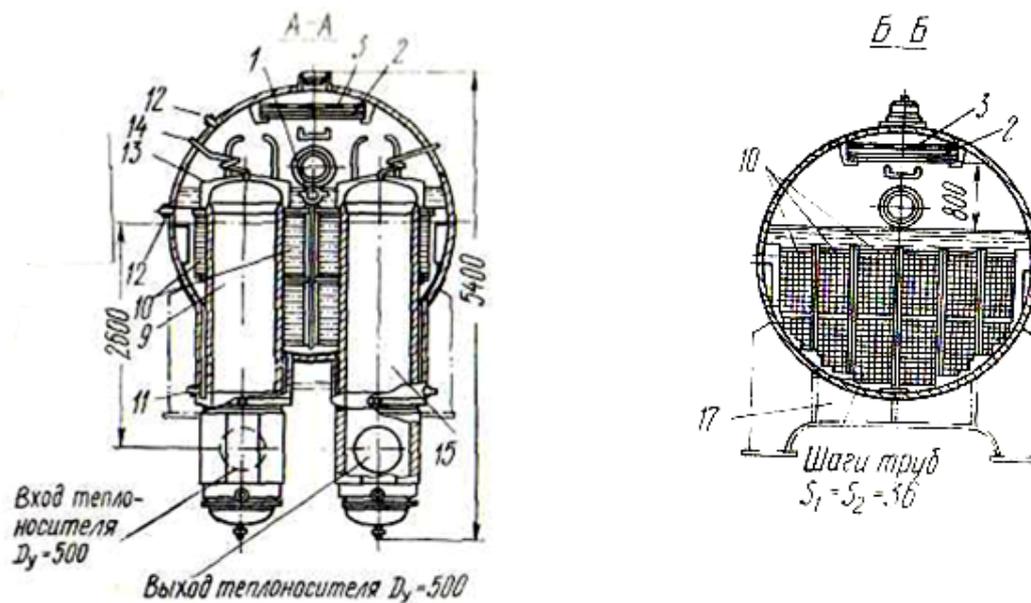


Рис. 4.7. Парогенератор I блока НВАЭС

Вид А-А и Б-Б. Обозначения как на рис. 4.6

Решение о совмещении экономайзера с испарителем принимается на основе технико-экономических расчетов.

Определение вида циркуляции рабочего тела в испарителе – важнейшая задача при выборе схемы ПГ. На практике может существовать любой тип испарителя: прямоточный, с многократной принудительной или естественной циркуляцией.

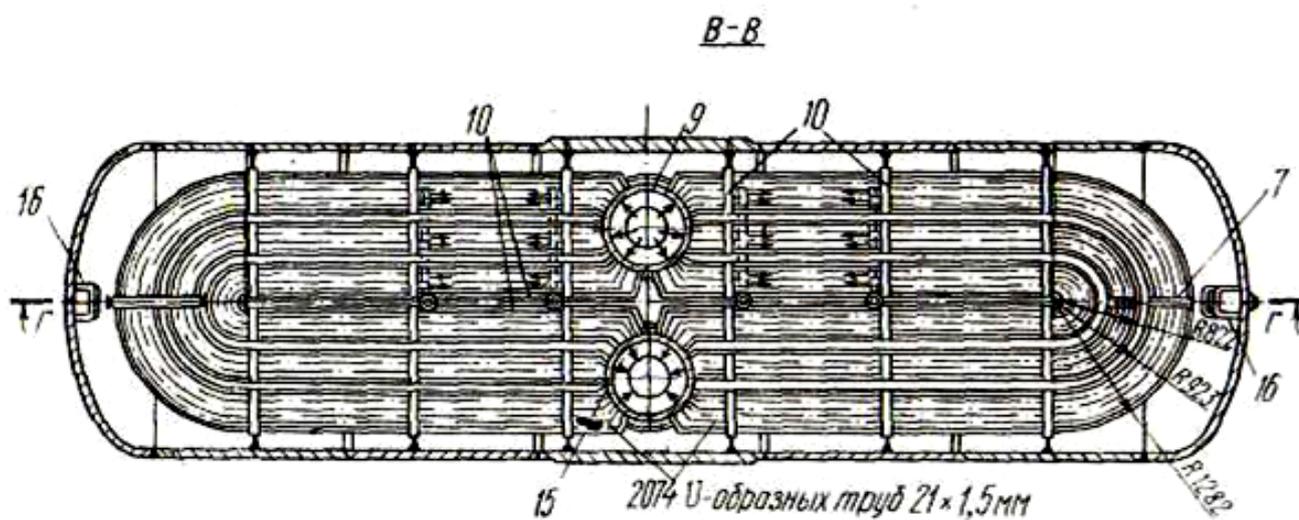


Рис. 4.8. Парогенератор I блока НВАЭС

Вид В-В. Обозначения как на рис. 4.6

С целью предотвращения загрязнения теплоносителя поверхности теплообмена ПГ стали изготавливаться из аустенитных нержавеющей труб с электрополированными стенками и длиной, по возможностям производства, не более 14 м. Известно, что применение нержавеющей труб целесообразно при минимально возможной по условиям прочности толщине их стенок  $\delta_{ст}$ . Минимальная толщина для труб высоких давлений составляет  $\delta_{ст} \approx 1,5$  мм, для труб среднего и низкого давлений –  $\delta_{ст} \approx 1,2$  мм. Низкие значения толщин стенок ограничивают возможности получения надежных сварных соединений труб. Увеличение толщины стенок до оптимальных по условиям сварки  $\delta_{ст} = 2,5$  мм приводит к резкому возрастанию капитальных затрат из-за увеличения расхода металла, что противоречит экономическим требованиям.

Диаметр трубок поверхности теплообмена должен быть в интервале 10 – 20 мм. Для ПГ больших производительностей следует выбирать трубки с меньшими диаметрами. Вариантные значения скорости теплоносителя лежат в пределах 1 – 6 м/с. Скорость рабочего тела в водяном экономайзере выбирают предварительно и уточняют после завершения конструкторского расчета.

Единственный в настоящее время вариант в выборе марки стали, жесткое ограничение длины трубок во многом предопределили тип ПГ с водным теплоносителем – испаритель с погруженной поверхностью и естественной циркуляцией.

Естественная циркуляция рабочего тела в межтрубном пространстве – единственное оптимальное решение для испарителя с погруженной поверхностью. При этом кипение происходит по закономерностям, характерным для большого объема. Пар, образующийся по всей поверхности, будет подниматься к верхним рядам труб, а вода поступать к любому сечению поверхности под влиянием массовых сил, действующих в кипящем объеме.

Собранный в верхней части испарителя пар перед поступлением в отводящий паропровод должен быть осушен до весьма малого водосодержания.

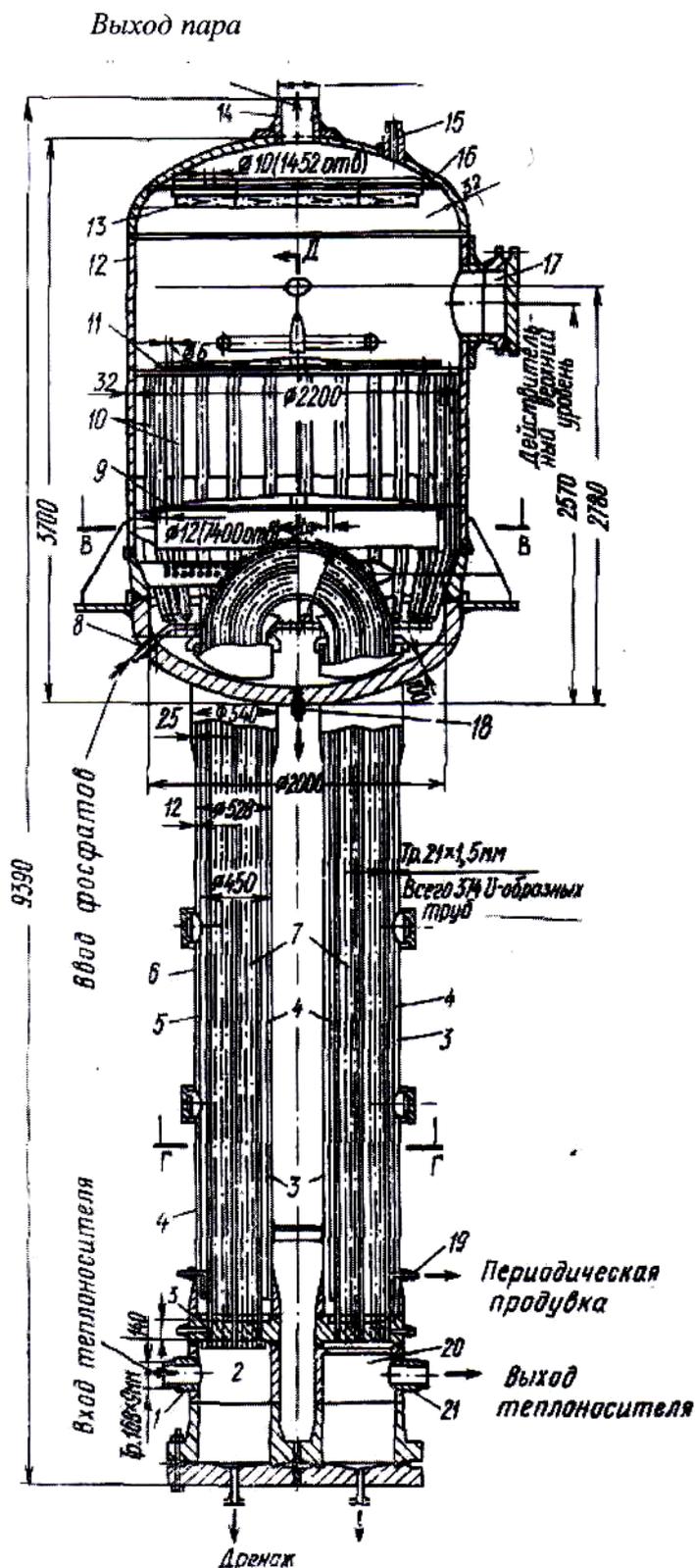


Рис. 4.9. ПГ установки НИИАР:

- 1, 21 - патрубки входа и выхода теплоносителя; 2, 20 - входные и выходные камеры теплоносителя;
- 1 - трубная доска теплообменника;
- 2 - 4 - опускные каналы;
- 5 - обечайка;
- 6 - корпус теплообменника;
- 7 - трубные пучки;
- 8 - штуцер ввода фосфатов; 9 - дырчатый погруженный щит;
- 10 - опускные трубы питательной воды;
- 11 - паропромывочное устройство;
- 12 - сепарационный барабан;
- 13 - жалюзийный сепаратор; 14 - пароводящие трубы;
- 15 - штуцер предохранительного клапана;
- 16 - пароприемный потолок;
- 17 - лаз;
- 18 - штуцер непрерывной продувки;
- 19 - штуцер периодической продувки;
- 20 - нижняя водяная камера;
- 21 - штуцер для выхода теплоносителя

Для турбин, работающих на насыщенном паре, влажность пара на выходе из ПГ не должна превышать 0,25%. Отделение пара от воды и осушка его в испарителях с многократной циркуляцией осуществляется в специальных сепарационных устройствах различной конструкции.

По принципу осуществления сепарации пара ПГ с многократной циркуляцией могут быть разделены на две группы.

На рис.4.9 и 4.10 представлен вертикальный ПГ, в котором производство пара и сепарация совмещены в одном корпусе.

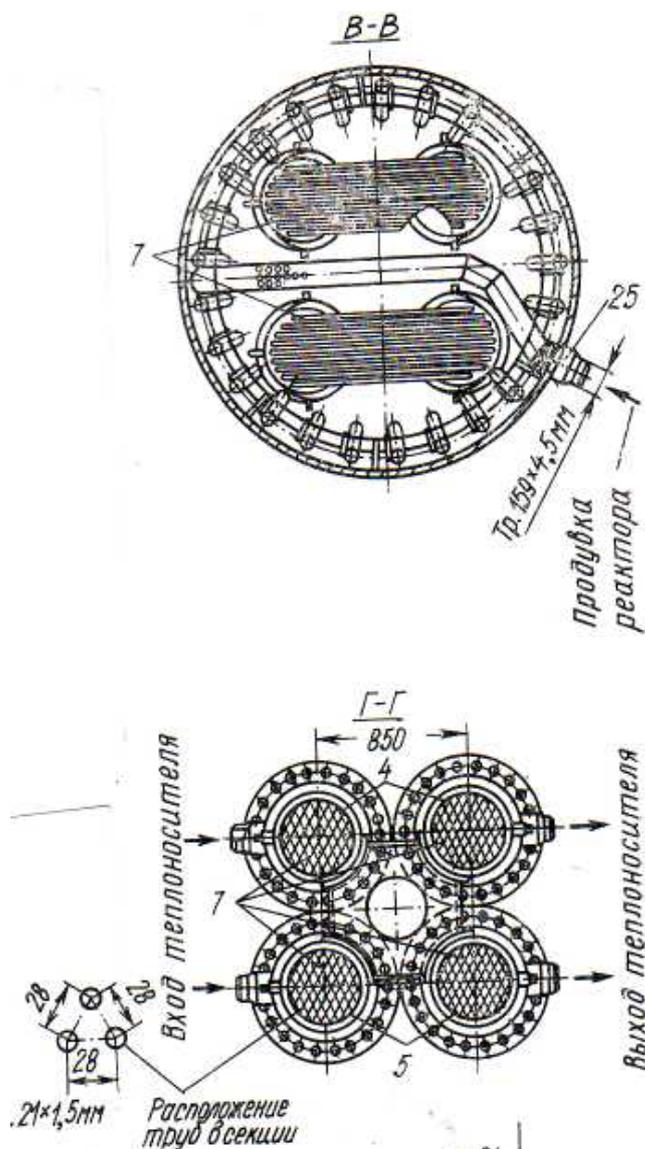


Рис. 4.10. ПГ установки НИИАР

Виды В-В и Г-Г. Обозначения как на рис. 4.9

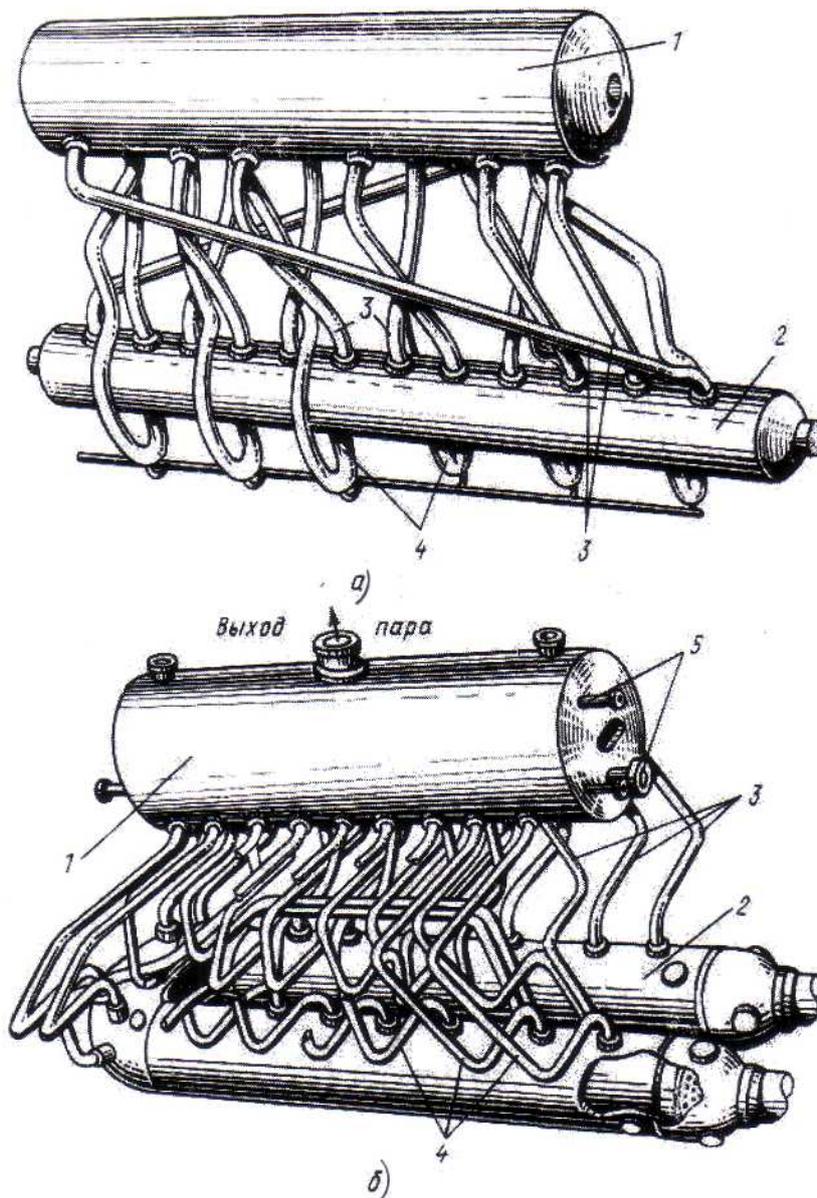


Рис. 4.11. Парогенераторы АЭС «Шиппингпорт»:

*А - с прямыми и б - с U-образными трубками*

На рис. 4.11 представлен другой вариант компоновки ПГ. В нем производство пара и сепарация осуществляются в разных корпусах. Сепарационное устройство состоит из парового объема определенной высоты, в котором отделение унесенной воды от пара происходит под действием разности плотностей воды и пара. В объеме дополнительно могут быть установлены одна или две ступени сепараторов с механической сепарацией.

Совмещение производства и сепарации пара в одном корпусе существенно увеличивает его размеры. Размещение поверхности теплообмена и сепарационного объема в разных корпусах приводит к уменьшению размеров каждого корпуса, но суммарная затрата металла при этом не уменьшается.

Необходимая схема сепарации для конкретных условий должна выбираться на основании технико-экономического анализа с учетом условий эксплуатации.

Применение схем с принудительной циркуляцией потребовало бы отказа от погруженной поверхности теплообмена и перехода на каналные варианты, что резко усложнило бы конструкцию установки.

Прямоточный ПГ мог быть конкурентоспособным при отказе от аустенитной нержавеющей стали из-за её склонности к коррозии под напряжением.

Применение для изготовления труб поверхности теплообмена легированными перлитными сталями, а при определенных условиях – и простой углеродистой сталью, снимают ограничения в применении прямоточных ПГ для АЭС с водо-водяными реакторами. Кроме того, прямоточный ПГ даёт возможность вырабатывать на этих станциях слабо перегретый пар.

При осуществлении ПГ с естественной циркуляцией погруженная поверхность теплообмена в испарителе наиболее рациональна. После построения  $t-Q$ -диаграммы для принципиальной тепловой схемы следует определить возможность совмещения экономайзерной поверхности с испарительной. Если она существует, а надежных данных о целесообразности совмещения нет, то проводят варианты тепловые, конструктивные и гидромеханические расчеты для обоих случаев.

Компоновочные решения ПГ АЭС с реакторами, охлаждаемыми водой под давлением, развивались по двум направлениям.

В Советском Союзе высокую надежность и хорошие эксплуатационные свойства показали однокорпусные горизонтальные ПГ с погруженной поверхностью нагрева (рис. 4.12).

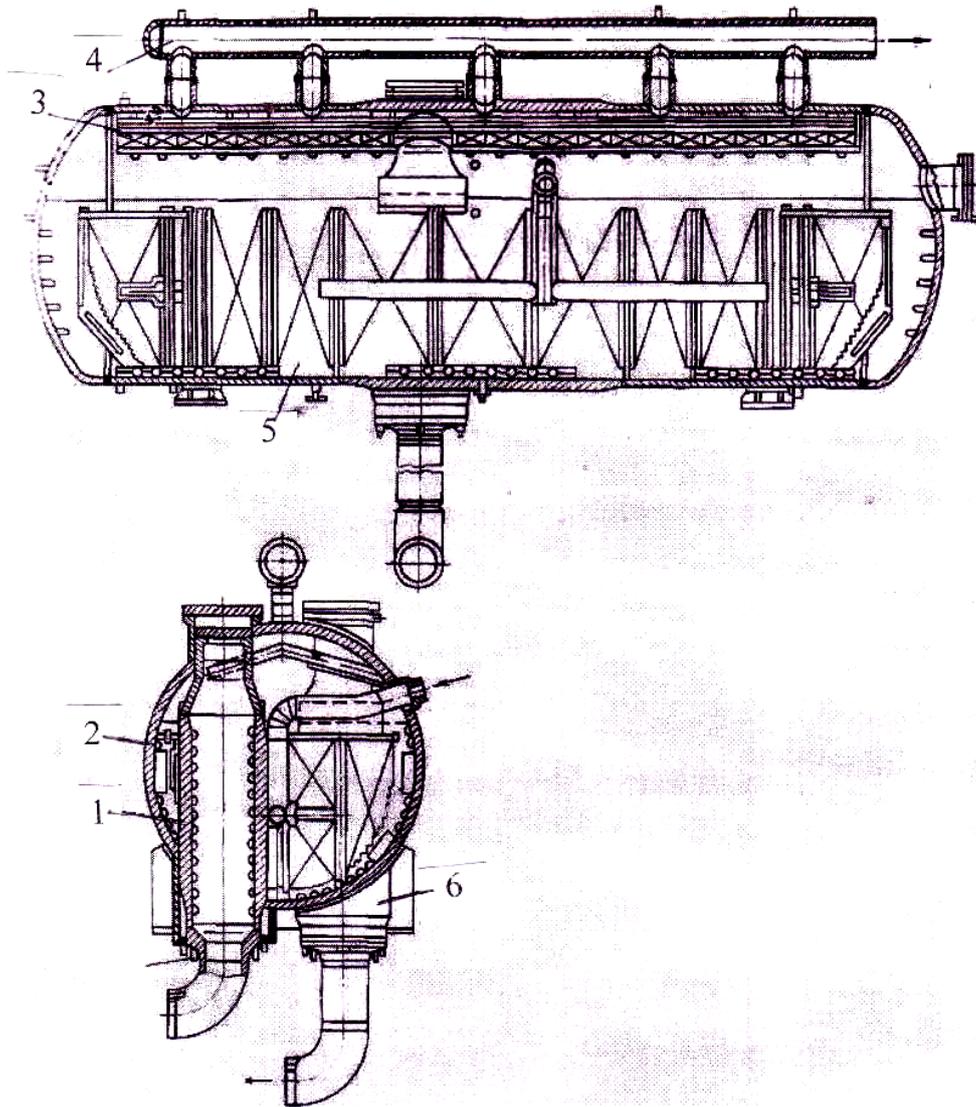


Рис. 4.12. ПГ III блока НВАЭС:

- 1 - входной коллектор теплоносителя; 2 - корпус ПГ; 3 - жалюзийный сепаратор;  
 4 - коллектор сухого пара; 5 - поверхность теплообмена;  
 6 - выходной коллектор теплоносителя*

В США на таких АЭС применяются вертикальные однокорпусные ПГ с погруженной поверхностью нагрева. Массовые и габаритные характеристики, площадь поверхности теплообмена этих ПГ и горизонтальных практически одинаковы. В горизонтальных ПГ проще и надежнее осуществляется сепарация пара, в то время как в вертикальных ПГ высоки нагрузки парового объема. При этом требуемая влажность пара достигается применением сложной системы сепарации. Вместе с тем вертикальные ПГ с трубными

досками по сравнению с горизонтальными более компактно устанавливаются в помещении первого контура.

В настоящее время однокорпусные ПГ подошли к границе дальнейшей возможности повышения единичных мощностей. Поэтому при необходимости дальнейшего значительного увеличения паропроизводительности следует рассматривать схему компоновки ПГ с вынесенным сепарационным объемом.

Сепарация в ПГ такого типа будет осуществляться проще и надежнее, чем в ПГ с внутрикорпусной сепарацией. При такой схеме допускается подсоединение к сепарационному барабану нескольких испарительных корпусов как горизонтальных, так и вертикальных.

Одновременно с корпусными ПГ выполнялись проекты по осуществлению секционных канальных ПГ. В них поверхность теплообмена разбита на большое число секций, соединенных параллельно и имеющих собственный корпус. В таком ПГ, схематично представленном на рис. 4.13, каждая секция поверхности теплообмена состоит из U-образных труб, заключенных в корпус из U-образной трубы большого диаметра. Достоинствами таких ПГ являются полная заводская сборка секции и возможность проверки ее на испытательных стендах, простота удаления поврежденной секции.

Основные недостатки секционных ПГ – сложность раздачи и сбора теплоносителя и рабочего тела, большая металлоемкость. Эти недостатки не дают возможности ПГ такого типа конкурировать с уже освоенными корпусными ПГ.

Основные принципы выбора конструкционной схемы ПГ, обогреваемых насыщенным паром, основаны на многолетнем опыте проектирования подобных установок. При этом конструкции ПГ разделяются на корпусную (рис. 4.6; 4.9; 4.12) или раздельную, при которой ПГ собран из отдельно выполненных испарителя, кипящего и некипящего экономайзеров. Наличие отдельно вынесенного экономайзера определяется необходимостью

переохлаждения конденсата и отсепарированной из пароводяной смеси в сепараторе реактора воды перед входом в реактор.

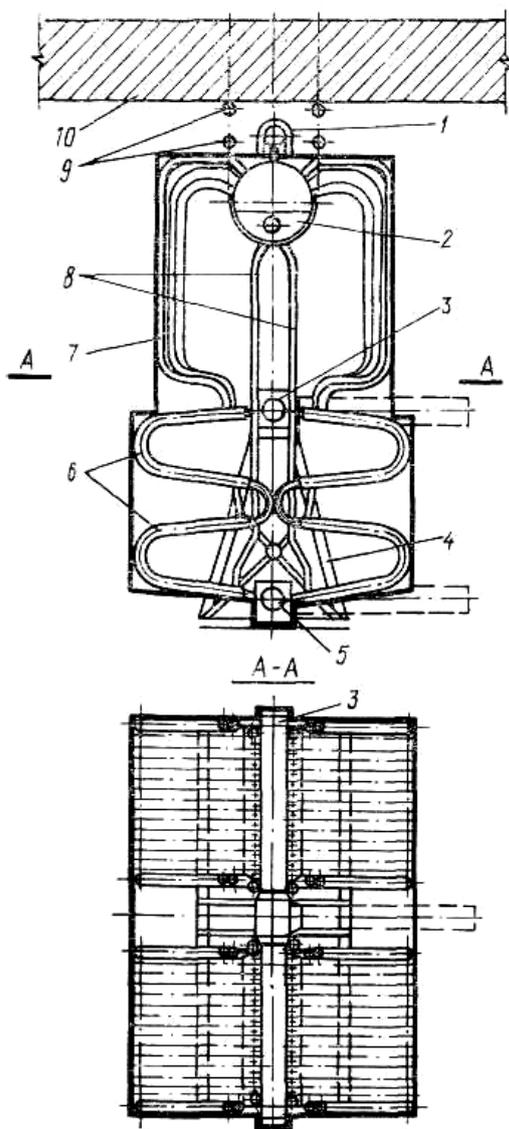


Рис. 4.13. Схема секционного ПГ:

- 1 – коллектор сухого пара;
- 2 – сепарационный барабан;
- 3 – входной коллектор теплоносителя;
- 4 – опорная конструкция;
- 5 – выходной коллектор теплоносителя;
- 6 – секция;
- 7 – подъемные трубы;
- 8 – опускные трубы;
- 9 – детали подвесной опоры барабана;
- 10 – потолок бокса ПГ

Конструкции некипящего и кипящего водяных экономайзеров принципиально не отличаются друг от друга.

Существование двухфазной среды в кипящем экономайзере облегчает конструкцию поверхности теплообмена, поскольку в этом случае интенсивность теплообмена практически не будет зависеть от скорости пароводяной смеси.

В испарителе теплообмен со стороны теплоносителя и рабочего тела происходит при изменении агрегатного состояния, поэтому коэффициент



В первом контуре осуществляется процесс  $a - b$ . Если в реакторе осуществляется нагрев теплоносителя и процесс идет в направлении  $a - b$ , то в парогенераторе теплоноситель охлаждается и процесс имеет противоположное направление  $b - a$ .

Процессы, происходящие с теплоносителем второго контура, образуют термодинамический цикл Ренкина. Процессы генерации пара  $c - d - e$  существуют в парогенераторе за счёт теплообмена с теплоносителем первого контура. Расширение пара с совершением полезной работы, процесс  $e-f-g-h-i$ , осуществляется в паровой турбине. Вакуумная конденсация отработанного пара, процесс  $i - j$ , происходит в конденсаторе. Питательный насос повышает давление питательной воды до рабочего уровня, процесс  $j-c$ , и подаёт воду в реактор.

Генерация пара происходит при температуре, соответствующей точкам  $d$  и  $e$ . Температура греющего теплоносителя на входе в парогенератор в точке  $b$  должна быть выше температуры генерации пара. Следовательно, если в первом и втором контурах используется вода в качестве теплоносителя и рабочего тела, то для исключения возможности вскипания теплоносителя его давление  $P_1$  должно быть значительно выше давления во втором контуре  $P_{11}$ .

Термический КПД  $\eta_t$  цикла Ренкина при снижении давления  $P_{11}$  уменьшается. Термодинамический анализ показывает, что в области давлений 15 – 5 МПа снижение значения  $\eta_t$  относительно мало, но при снижении давления темп снижения  $\eta_t$  возрастает. Поэтому стремятся поддерживать давление  $P_{11} > 5$  МПа. С другой стороны, давление определяет требования к прочности корпуса реактора, поэтому стремятся иметь наименьшее значение давления  $P_1$ .

Путем сравнительных расчетов был определен некоторый оптимум, и в настоящее время принимают  $P_1 \approx 16$  МПа;  $P_{11} \approx 6,4$  МПа.

Значения температуры насыщения  $t_s$  составляют для  $P_1 = 290$  °С, для  $P_{11} = 274$  °С. Соответственно, располагаемый температурный напор составляет 16 К.

Современные паровые турбины тепловых электростанций работают при давлениях пара 16 МПа и выше, с температурами перегрева до 370 °С и с вакуумом в конденсаторе около  $P_k \approx 0,0035$  МПа. Вынужденное снижение начальных параметров пара ЯЭУ влечет кроме уменьшения КПД, снижение удельной работы, совершаемой рабочим телом. Поэтому предельно достижимая мощность паровой турбины для ТЭС всегда больше, чем для ЯЭУ, поскольку предельная мощность паровой турбины ограничивается динамической прочностью рабочей лопатки последней ступени, а современные материалы обеспечивают прочность лопаток длиной не более 1 м.

Исходя из этого, при эксплуатации паровых турбин ЯЭУ поддерживают несколько повышенное давление в конденсаторе. Это позволяет за счет увеличения плотности пара на последней ступени турбины несколько повысить ее пропускную способность, сохранив предельно допустимую длину лопатки последней ступени. В результате предельно достижимая мощность несколько увеличивается. Для ЯЭУ обычно принимают  $P_k \sim 0,0045$  МПа.

Конкретный выбор параметров паротурбинного цикла АЭС определяется путем сравнительных расчетов, учитывающих надежность работы всего оборудования и себестоимость получаемой энергии.

### **4.3. Схемы и конструкции ПГ, обогреваемых жидкометаллическими теплоносителями**

Освоение ПГ с натриевым обогревом началось одновременно с освоением реакторов на быстрых нейтронах. Путь от экспериментальных реакторных установок небольшой мощности до промышленных АЭС отмечен большим разнообразием конструкций ПГ.

На энергоблоке с реактором БН-600 получен уникальный опыт по эксплуатационной технологии натриевого теплоносителя, полностью отработана технология ремонта и замены оборудования, поскольку в модулях

парогенераторов БН-600 были случаи межконтурной течи. При течах воды в натрий изолировать негерметичные секции без снижения мощности всего энергоблока позволила концепция проектирования секционно-модульных парогенераторов.

Существует большое разнообразие типов ПГ для реакторов на быстрых нейтронах, охлаждаемых жидким металлом: с естественной и многократной принудительной циркуляцией, прямоточные, с различными конфигурациями теплообменных труб (с прямыми, *U*-, *L*-образными, змеевиковыми, трубками Фильда), выполненных из различных материалов [10].

По способу разделения теплообменной поверхности на части и соединения их между собой различают:

- интегральные (корпусные),
- секционно-модульные;
- микромодульные ПГ.

Конструкция ПГ, в которой экономайзер, испаритель и пароперегреватель совмещены в одном корпусе, называется интегральной. Интегральные ПГ обычно имеют свободный уровень натрия и газовую полость.

По относительному расположению теплоносителей ПГ разделяют на прямые и обратные. В прямых ПГ натрий (среда низкого давления) протекает по межтрубному пространству, вода и пар (среда высокого давления) – в трубах. В обратных ПГ (ОПГ) натрий протекает в трубах, вода и пар – в межтрубном пространстве.

Конструкция, в которой теплообменная поверхность разделена по функциональному назначению на модули экономайзера, испарителя и пароперегревателя, называется модульной. Совокупность соединенных модулей способная полностью выполнять функцию производства пара требуемых параметров, образует секцию, которую можно отключать от ПГ. Такой ПГ, объединяющий параллельно соединенные секции с общими подводящими и отводящими коллекторами, называется секционно-модульным.

Секционно-модульная конструкция ПГ без требования отключаемости

секции называется микромодульной схемой ПГ.

ПГ подразделяют также по форме теплообменной поверхности. При этом ПГ различаются:

- с прямотрубной конструкцией (БН-600, БН-800);
- со спиральными трубами, размещенными между центральной трубой и корпусом;
- с теплообменной поверхностью в виде плоских змеевиков, размещенных в цилиндрическом корпусе (БОР-60).

Для обеспечения нормальной эксплуатации ПГ его конструкция, схема включения, оснащение КИПиА должны удовлетворять ряду требований:

- обеспечение разогрева ПГ для нормального его пуска и отключения в пустом и заполненном металлом состоянии, включая разогрев трубопроводов обвязки, до температуры 250 – 450 °С без возникновения недопустимых температурных напряжений;

- полное заполнение теплоносителем емкостей ПГ с исключением тупиковых участков и застойных зон и газовых полостей;

- исключение недренируемых участков;

- компоновка оборудования и схема обвязки при секционном-модульном исполнении ПГ должны обеспечивать гидравлическую равнозначность параллельных ветвей для исключения различия в температуре греющего теплоносителя нескольких градусов;

- конструкция ПГ должна предусматривать контрольно-измерительную аппаратуру в объеме, достаточном для однозначной интерпретации состояния ПГ на текущий момент, и ее автоматическое поддержание: расходы теплоносителей, температура на входе и выходе, перепады по трактам, а также качество питательной воды и чистоту натрия.

- конструкция ПГ, компоновка его элементов должны предусматривать возможность периодического контроля и осмотра (удобный подход, съемная теплоизоляция, возможность использования грузоподъемных и режущих механизмов, средств неразрушающего контроля);

- обеспечение возможности замены неисправного оборудования на резервное за счёт эвакуации оборудования за пределы парогенераторного бокса;

- ПГ должны оснащаться средствами оперативной диагностики протечек воды в натрий; должны предусматриваться дублирующие системы контроля герметичности, быстродействующая отсечная арматура, дренирование теплоносителя, активные и пассивные средства снижения давления в натриевом контуре при течи воды в натрий;

- ремонтпригодность ПГ: при разработке конструкции должна быть предусмотрена возможность замены или глушения дефектных труб без демонтажа ПГ, разработана технология ремонта.

С учетом опасности течи, существующего уровня производства и контроля для первых опытных реакторов, построенных до 1962 г., были разработаны ПГ с двойными теплопередающими стенками, кольцевой зазор между которыми заполнялся ртутью. В дальнейшем была выбрана и принята во всем мире концепция одностенного ПГ. Решающим фактором при этом стали экономические соображения.

На Хэллэмской АЭС, тепловой мощностью 256 МВт, установлено три ПГ [10].

Натрий, нагретый в активной зоне реактора, аналогично схеме рис. 3.15, входит в промежуточный теплообменник при температуре 507 °С и выходит из него с температурой 321 °С. Вертикальный теплообменник состоит из 1395 прямых труб с общей площадью поверхности 266 м<sup>2</sup>. Натрий первого контура проходит внутри труб. Натрий промежуточного контура движется в межтрубном пространстве с многократным поперечным обтеканием труб. Компенсация температурных деформаций осуществляется компенсатором, установленным на корпусе. Для предотвращения механического воздействия потоков натрия на трубки предусмотрены отражательные листы. Натрий второго контура входит в теплообменник с температурой 290 °С и выходит при 479 °С.

На рис. 4.15 представлена схема ПГ тепловой мощностью 85 МВт. ПГ состоит из пароперегревателя и испарителя и работает с параметрами:  
 $p_2 = 6,3 \text{ МПа}$ ;  $t_2 = 468 \text{ }^\circ\text{C}$  и  $t'_2 = 150 \text{ }^\circ\text{C}$ .

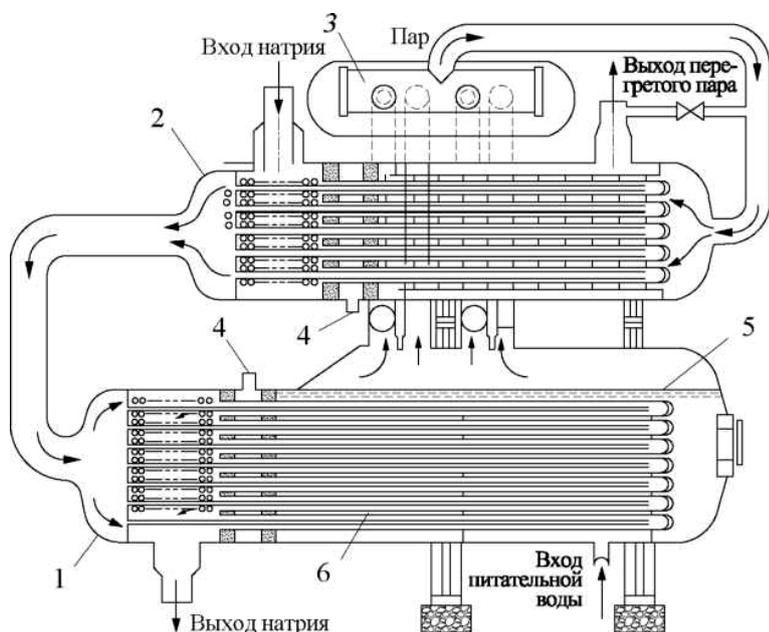


Рис. 4.15. Парогенератор Хэллэмской АЭС:

- 1 - испаритель;
- 2 - пароперегреватель;
- 3 - сепаратор;
- 4 - отводы к сигнальным устройствам;
- 5 - уровень воды;
- 6 - обратные элементы с двойными стенками

Поверхности теплообмена испарителя и пароперегревателя выполнены из элементов с обратными трубками. Конструкция наружной и внутренней трубок показана на рис. 4.16. Внутренняя трубка – двойная. Усложнение ее конструкции предназначено для предотвращения теплообмена между натриевыми потоками, движущимися в кольцевом зазоре. При этом наружный слой является теплоизолятором.

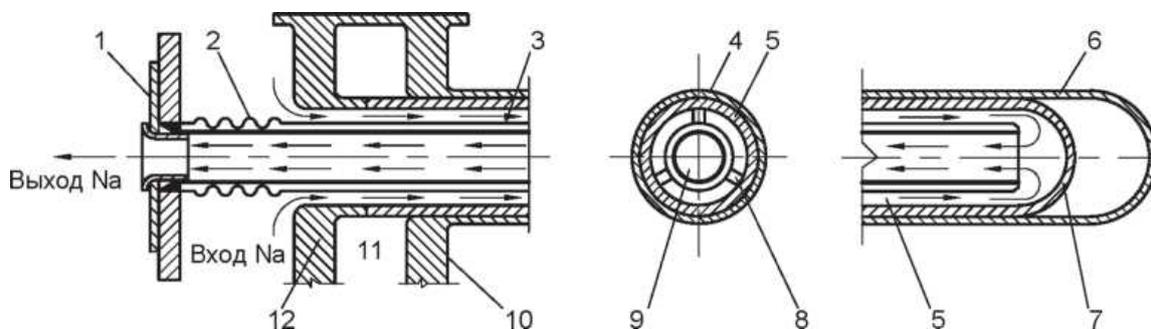


Рис. 4.16. Соединение обратных элементов с трубными досками:

- 1 - трубная доска; 2 - сильфонный компенсатор; 3 - экранная труба; 4 - наружная трубка;
- 5 - внутренняя трубка; 6 - доньшко наружной трубки; 7 - доньшко внутренней трубки;
- 8 - упоры; 9 - центральная трубка элемента; 10, 12 - трубные доски;
- 11 - камера указателя утечек

Компенсация разности температурных удлинений основной трубки и теплоизолятора решается креплением теплоизолятора к трубной доске через сильфонный компенсатор для увеличения температурного напора и уменьшения площади поверхности теплообмена. Пароперегреватель набран из 560 обратных элементов, общей поверхностью 560 м<sup>2</sup>. В испарителе 680 элементов. Площадь поверхности теплообмена составляет 680 м<sup>2</sup>. Размеры обратных элементов для испарителя и пароперегревателя одинаковы: наружный диаметр внешней трубки – 38,6 мм, внутренней – 35 мм.

Парогенераторы со спиральными теплообменными трубами использованы во многих проектах АЭС с РБН. Парогенераторы такого типа компактны, имеют малую металлоемкость, сокращается количество регулирующей и запорной арматуры. Змеевиковые трубы хорошо компенсируют разность температурных расширений элементов ПГ и интенсифицируют теплообмен. Однако контроль герметичности змеевиковых ПГ бухтовых конструкций значительно усложняется [10].

Наиболее крупный бухтовый змеевиковый ПГ (рис. 4.17) эксплуатировался на АЭС «Суперфеникс» (Франция). На центральную трубу навиты 17 слоев из 357 теплообменных трубок из сплава инкаллой-800 (рис. 4.18). Натрий II контура обтекает поперечно трубный пучок и выходит из ПГ в нижней части через центральную трубу. Высота корпуса 22,44 м, диаметр 2,878 м. Активная длина теплообменных труб 91 м. Трубы сварены в плетель из заготовок длиной 25 м. Имеется несколько стыковых сварных соединений в местах вывода труб за пределы корпуса, связанных со сложной конфигурацией подвода труб к тепловым муфтам. За пределами корпуса теплообменные трубы объединены раздающими и собирающими камерами воды и пара. В верхней части корпуса имеются свободный уровень натрия и аргоновая подушка. Трубный пучок, включая узлы вывода труб, полностью погружен в натрий.

Реактор «Суперфеникс» не эксплуатируется с декабря 1996 г. из-за различных поломок.

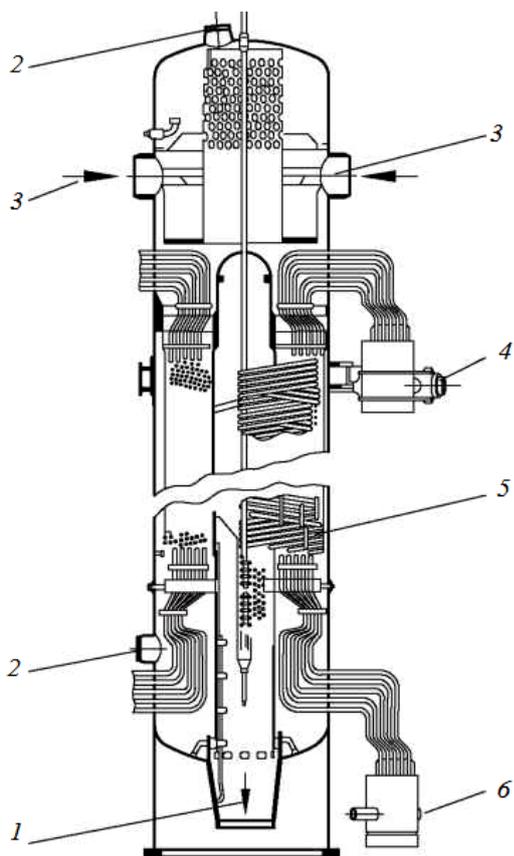


Рис. 4.17. Парогенератор АЭС «Суперфеникс»:

- 1 – выход натрия;*
- 2 – люк;*
- 3 – вход натрия;*
- 4 – патрубок выхода пара;*
- 5 – змеевики (теплообменные трубы);*
- 6 – вход питательной воды*

Одним из наиболее крупных недостатков корпусных парогенераторов является возможность значительных повреждений трубного пучка при течи воды в натрий. Поэтому выбираются трубы из высоконикелевого сплава, обладающего повышенной стойкостью как к воздействию факела взаимодействия воды с натрием, так и к процессам саморазвития течи.



Рис. 4.18. Изготовление бухтового змеевика для ПГ АЭС «Суперфеникс»

Парогенераторы РУ БН-350 (рис. 4.19) тепловой мощностью 1000 МВт впервые проектировались для промышленных условий эксплуатации. Были приняты умеренные параметры производимого пара, равные 5,0 МПа и 435 °С, и конструкция ПГ с естественной циркуляцией пароводяной среды в испарителях.

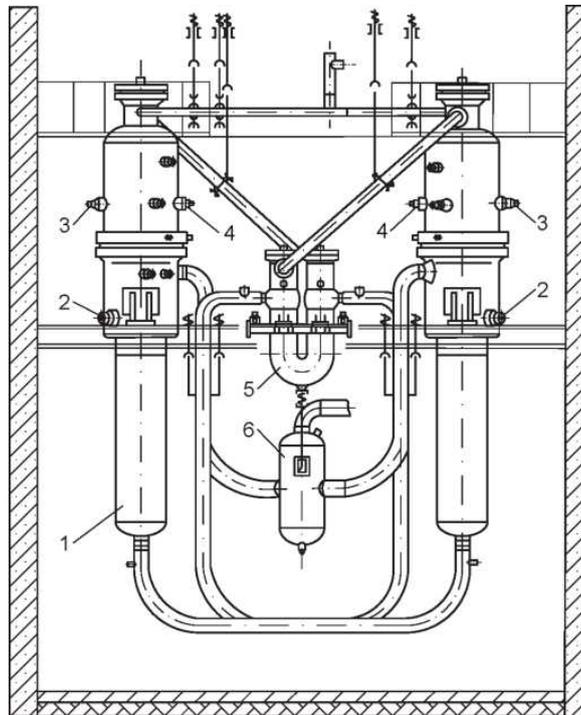


Рис. 4.19. Компоновка ПГ  
РУ БН-350:

*1 – испаритель; 2 – выход теплоносителя; 3 – вход питательной воды;  
4 – аварийный сброс; 5 – пароперегреватель; 6 – буферная емкость*

В качестве теплообменных труб в испарителях применены трубы Фильда. Передача теплоты в ПГ от натрия, движущегося в межтрубном пространстве, к воде, текущей в трубах, осуществлялась через их одну стальную стенку 10Х2М.

ПГ состоит из двух секций испарителя, двух секций пароперегревателя и одной газовой емкости, соединенных трубопроводами обвязки. Секция испарителя (рис. 4.20, а) представляет собой вертикальный кожухотрубный теплообменный аппарат с 816 трубками Фильда, расположенными по

треугольной решетке с шагом 44 мм и закрепленными в горизонтальной трубной доске, которая делит корпус испарителя на две части:

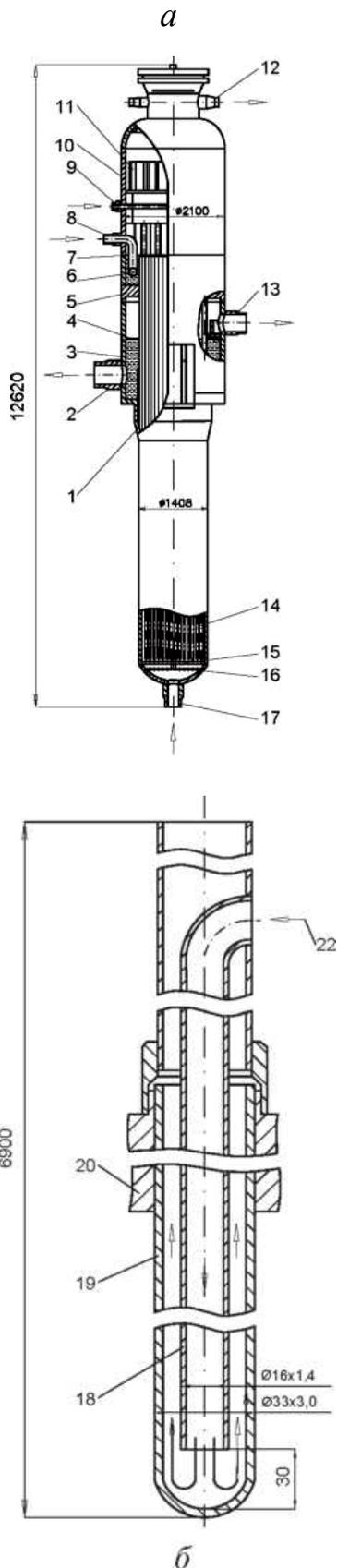


Рис. 4.20. Испаритель (а) и труба Фильда (б) парогенератора БН-350:

- 1 - корпус испарителя;
- 2 - патрубок выхода теплоносителя;
- 3 - нижняя натриевая часть;
- 4 - рабочий уровень теплоносителя;
- 5 - трубная доска;
- 6 - коллектор подвода питательной воды;
- 7 - рабочий уровень воды;
- 8 - патрубок входа питательной воды;
- 9 - подача воды на дырчатый лист;
- 10 - верхняя пароводяная часть;
- 11 - сепарационные устройства;
- 12 - патрубок выхода пара;
- 13 - патрубок сброса продуктов взаимодействия;
- 14 - теплопередающая поверхность;
- 15, 16 - выравнивающие решетки;
- 17 - патрубок подвода теплоносителя;
- 18 - внутренняя труба;
- 19 - наружная труба;
- 20 - трубная доска;
- 21 - выход пара;
- 22 - вход питательной воды

верхнюю – пароводяную и нижнюю – натриевую. Котловая вода из водяного объема испарителя поступает во внутренний опускной канал трубки Фильда, движется вниз, попадает в кольцевой канал, где получает тепло от натрия, и частично испаряясь, движется вверх.

Труба Фильда (рис. 4.20, б) состоит из наружной трубы 32x2 с заглушенным доннышком и внутренней опускной трубы 16x1,4, концентрично расположенной в наружной трубе. Дистанционирование опускной трубы производится направляющими.

Образующаяся пароводяная смесь поступает через пароотводящие стаканы в паровой объем испарителя, уровень воды в котором располагается на 150 мм ниже верхних концов этих стаканов.

Уровень натрия в выходной камере находится ниже трубной доски и пересекает трубки Фильда. Разность температур натрия и пароводяной смеси в районе трубной доски не превышает 3 – 5 °С.

В пароводяной части испарителя расположены коллектор подвода питательной воды, коллектор продувки, отбойный щит с опускными трубами, сепарационные устройства и труба аварийного удаления воды из испарителя в случае течи воды в натрий.

Теплопередающая поверхность размещена в натриевой полости. Натрий поступает в испаритель через нижнюю, входную камеру, проходит через две выравнивающих решетки, затем, омывая теплообменные трубы, отводится к промежуточному теплообменнику из верхней, выходной камеры. В верхней части натриевой полости имеется газовый объем, где трубный пучок проходит через границу раздела газ – натрий.

Пароперегреватель парогенератора представляет собой вертикальный U-образный теплообменный аппарат. Теплообменная поверхность его набрана из 806 U-образных труб 16x2. Максимальная длина труб 8 м. Концы труб заделаны в трубные доски с разбивкой отверстий по треугольнику с шагом 23 мм.

Было зарегистрировано 8 случаев разгерметизации ПГ в различных эксплуатационных режимах. Причина течей заключалась в низком качестве изготовления трубок Фильда. Все течи возникали в районе ниже сварного шва доньшка и наружной трубки Фильда.

Другой тип сложной поверхности теплообмена представлен на рис. 4.21.

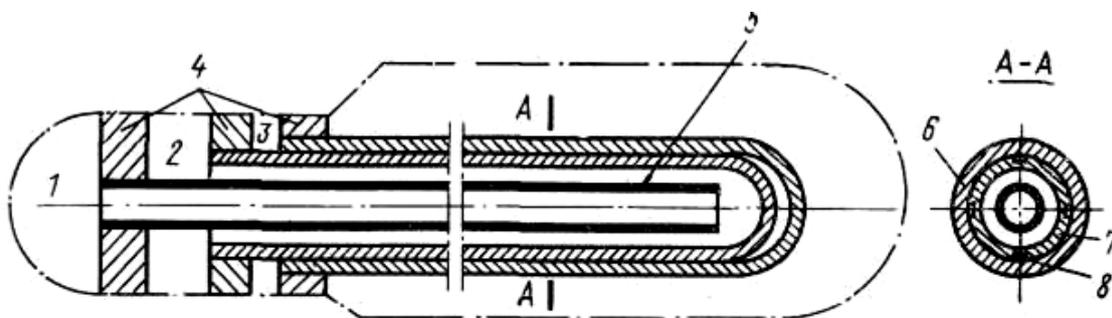


Рис. 4.21. Схема поверхности теплообмена из обратных элементов с двойными наружными трубками:

*1 - входная камера теплоносителя; 2 - выходная камера теплоносителя;  
3 - камера инертного газа; 4 - трубные доски; 5 - обратная трубка; 6 - наружная трубка;  
7 - внутренняя трубка; 8 - каналы, заполненные инертным газом*

Теплопередающая трубка составлена из двух трубок на плотной посадке. На внешней поверхности внутренней трубки имеются каналы малого поперечного сечения, заполненные инертным газом. Эти каналы соединены с камерой инертного газа, который и является индикатором утечек. При разрыве внешней или внутренней трубки соответствующая среда с течением времени достигнет индикаторного канала. По давлению в камере и по химическому составу газа индикатор утечек определит нарушение плотности.

Многослойные поверхности теплообмена обеспечивают предотвращение контакта воды с натрием, но они сложны в изготовлении и весьма дорогостоящи. Решение о применении их должно приниматься с учетом анализа реальной опасности контакта воды и  $Na$  для реакторной установки. При использовании трехконтурной схемы АЭС многослойные поверхности в ПГ нецелесообразны. При малых мощностях установки возможно следует применять двухконтурную схему и многослойные поверхности.

Впоследствии на двух петлях II контура вместо штатных ПГ с трубками Фильда были установлены и введены в эксплуатацию в 1980 и 1982 гг. микромодульные ПГ «Надежность» чешского производства, схема одного из них приведена на рис. 4.22.

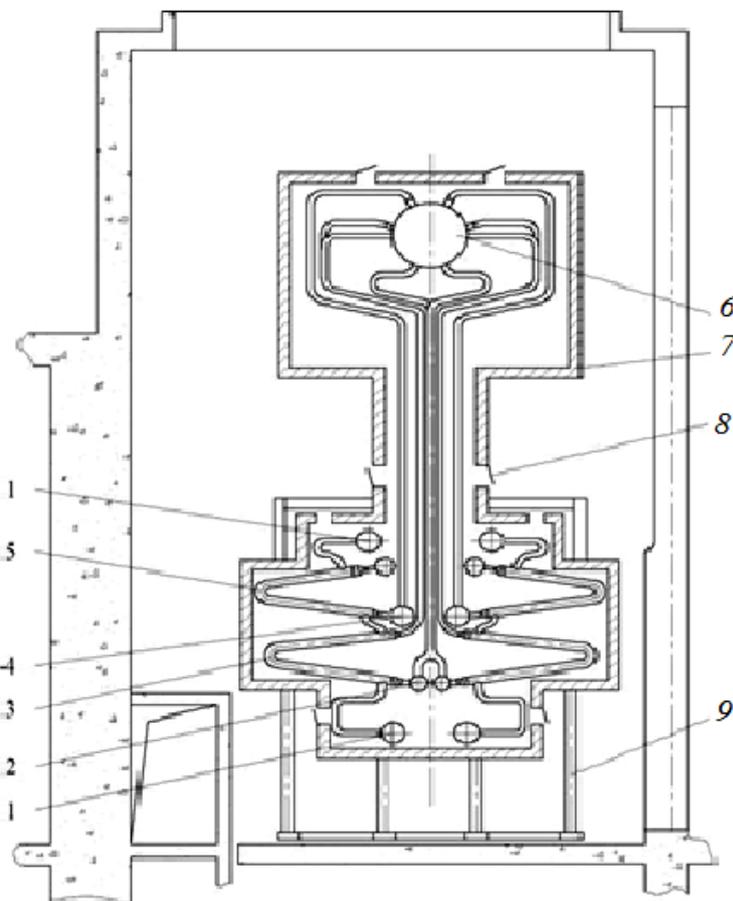


Рис. 4.22. ПГ «Надежность» БН-350:

- 1 - натриевый коллектор;
- 2 - водяной коллектор;
- 3 - испарительный микромодуль;
- 4 - паровой коллектор;
- 5 - пароперегревательный микромодуль;
- 6 - паровой барабан;
- 7 - теплоизолированный короб;
- 8 - воздушные клапаны;
- 9 - опорные конструкции

ПГ «Надежность» состоит из 64 теплообменных секций, каждая из которых содержит по одному U-образному микромодулю испарителя и пароперегревателя, натриевой буферной емкости, подводящих и отводящих коллекторов по натрию и воде – пару, парового барабана, трубопроводов обвязки по II и III контурам, короба с теплоизоляцией и опорных конструкций.

Натрий поступает в два верхних подводящих коллектора, распределяется по 64 секциям. Двигаясь сверху вниз, натрий проходит последовательно пароперегревательный и испарительный модули, собирается в два отводящих коллектора в нижней части ПГ и подается вверх, в буферную емкость.

В ПГ «Надежность» используется в испарителях схема с естественной циркуляцией пароводяной среды.

Питательная вода из парового барабана по опускным трубкам поступает в два коллектора питательной воды в нижней части ПГ, распределяется на испарительные модули. Пройдя испарительные модули, пароводяная смесь по подъемным трубам поднимается в паровой барабан, где происходит отделение насыщенного пара от воды, и подача его в коллекторы насыщенного пара и затем в нижнюю часть пароперегревательных модулей. После пароперегревательных модулей пар поступает в коллекторы острого пара.

Одной из особенностей теплообменных модулей является наличие двойных трубных досок, повышающих надежность ПГ.

Дистанционирование теплообменных трубок внутри модулей обеспечивается специальными решетками.

Опыт конструирования и эксплуатации ПГ позволил разработать секционно-модульную концепцию ПГ РБН, основанную на компоновке ПГ из легко отсекаемых и заменяемых модулей с прямыми теплообменными трубами. Такой подход лег в основу конструкции ПГ БН-600 и БН-800.

Параметры пароводяного контура АЭС БН-600 были выбраны близкими к параметрам современных ТЭС, соответственно, была принята и схема с натриевым перегревом пара промежуточного давления.

Температура перегретого пара основного и промежуточного перегрева равнялись  $505\text{ }^{\circ}\text{C}$ , давление пара на выходе ПГ – около 14 МПа, промперегрева – 2,5 МПа, температура питательной воды –  $240\text{ }^{\circ}\text{C}$ , температура натрия на входе в ПГ –  $518\text{ }^{\circ}\text{C}$ , на выходе –  $323\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

В состав энергоблока входят три ПГ, каждый из которых состоит из восьми секций. Парогенератор ПГН-200М – прямоточный, секционный, модульный.

Каждая секция состоит из трех модулей: испарителя, основного и промежуточного пароперегревателей (рис. 4.23)

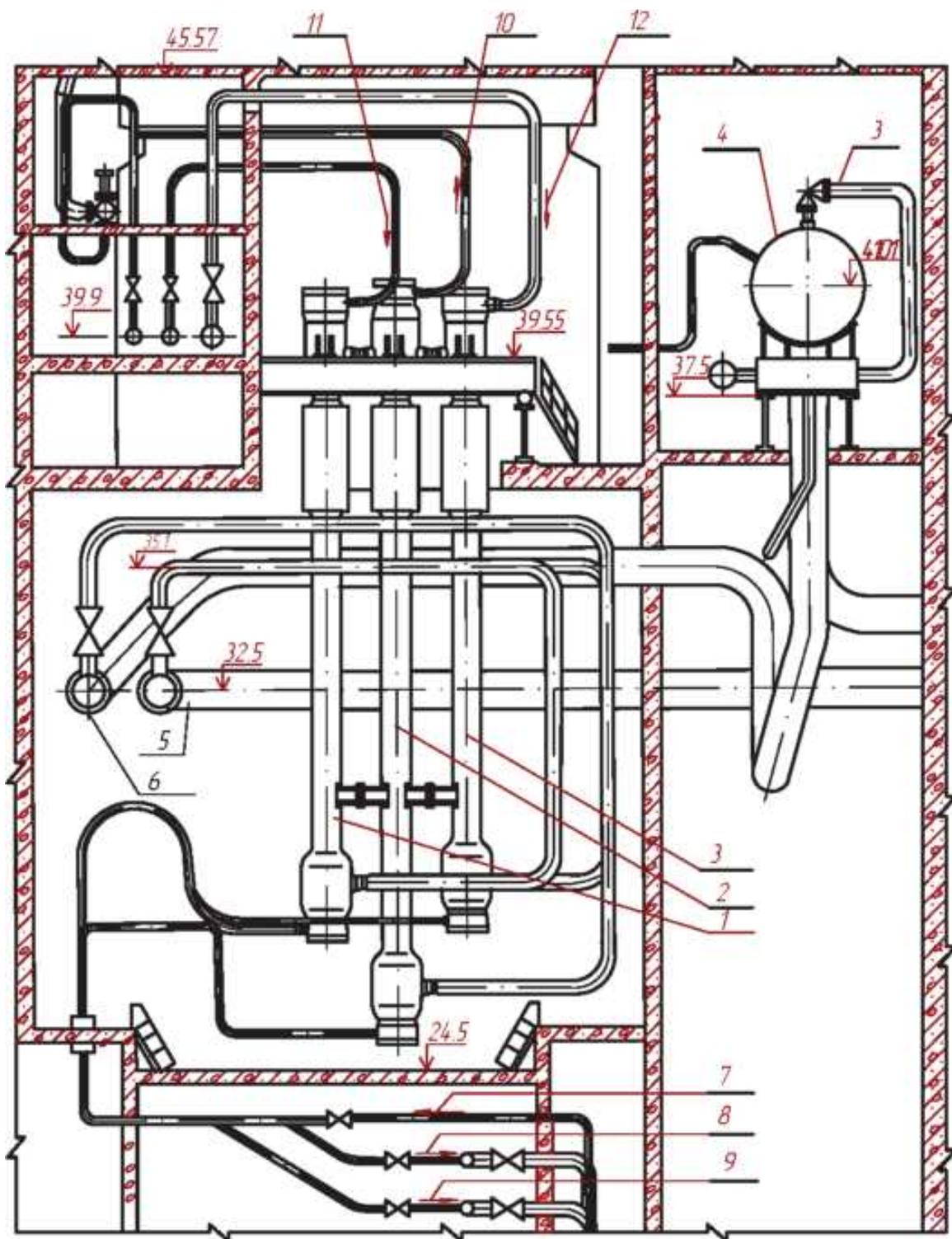


Рис. 4.23. Компонка парогенератора в боксе:

- 1 - пароперегреватель; 2 - испаритель; 3 - промпароперегреватель; 4 - буферная емкость;  
 5 - подвод натрия; 6 - отвод натрия; 7 - подвод питательной воды; 8 - отвод пара промперегрева; 9 - отвод острого пара; 10 - отвод слабоперегретого пара;  
 11 - подвод пара к пароперегревателям; 12 - подвод пара промперегрева [10]

Каждая из трех петель второго контура энергоблока с реактором БН-600 состоит из парогенератора, буферной емкости (бак буферный натриевый – ББН), главного циркуляционного насоса II контура (ГЦН-II) и трубопроводов (рис. 4.24). Два промежуточных теплообменника (ПТО) являются общим оборудованием для каждой из петель I и II контуров.

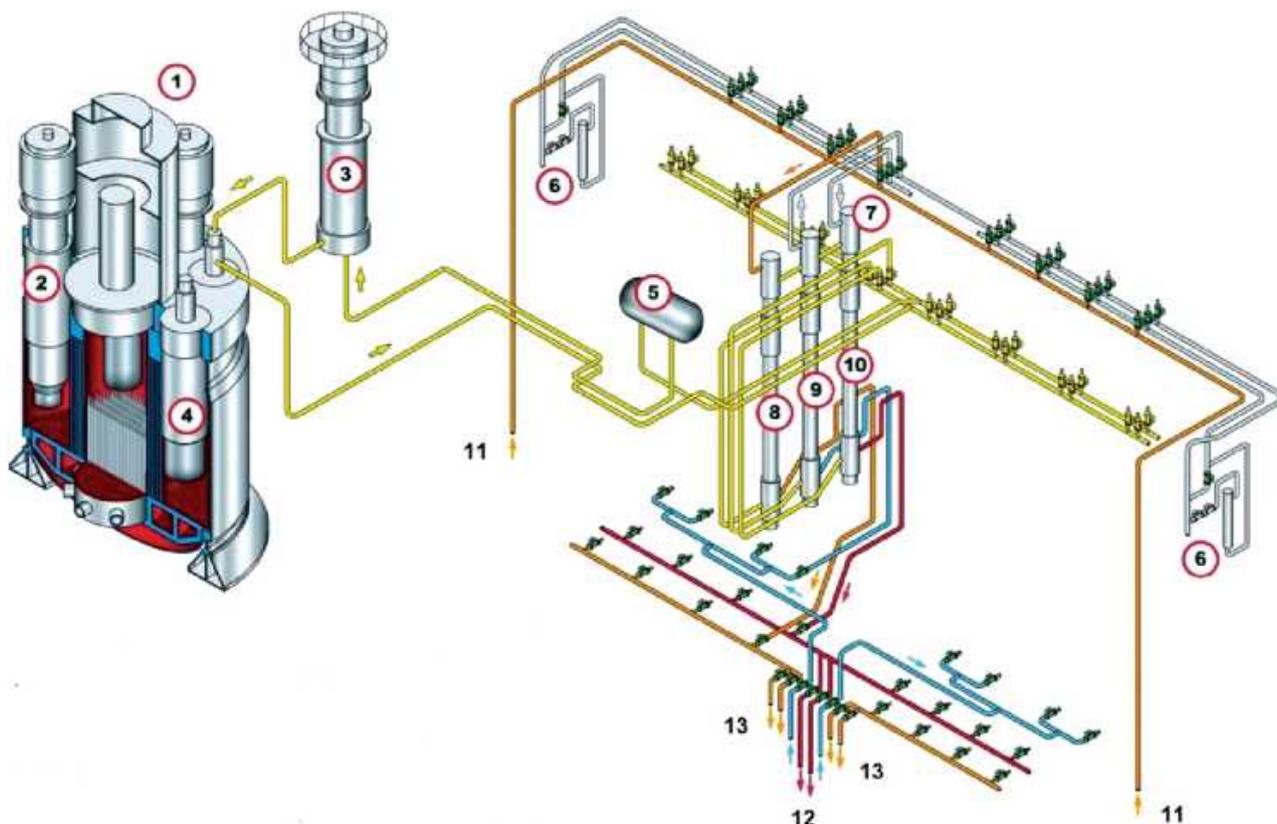


Рис. 4.24. Компоновка парогенератора ПГН-200М в составе реакторной установки БН-600:

- 1 - реактор; 2 - ГЦН-I; 3 - ГЦН-II; 4 - промежуточный теплообменник; 5 - буферная емкость; 6 - растопочный сепаратор; 7 - модули парогенератора;  
 8 - промпароперегреватель; 9 - испаритель; 10 - основной пароперегреватель;  
 11 - пар после ЦВД; 12 - пар на ЦВД; 13 - пар на ЦСД

Циркуляционные трубопроводы предназначены для связи в единый циркуляционный тракт оборудования II контура каждой из трех петель установки и рассчитаны на номинальный расход натрия в контуре 7300 т/ч при давлении до 1,3 МПа с учетом нагрузки от веса трубопроводов, заполненных натрием, и веса электрообогрева с теплоизоляцией.

Вход натрия в ПГ осуществляется из раздающего коллектора, к кото-

рому параллельно подключаются модули ОП и ПП восьми параллельных секций ПГ.

Из коллектора натрий по трубопроводам подается в нижние натриевые камеры модулей пароперегревателей. Далее натрий входит в межтрубное пространство трубных пучков, двигаясь снизу вверх, выходит в верхние натриевые камеры модулей.

Затем через переливные патрубки, которыми объединяются все три модуля секции, поступает в верхнюю камеру испарительного модуля, на вход в смеситель. Пройдя смеситель, потоки натрия объединяются и поступают в межтрубное пространство испарительного модуля. В испарительном модуле натрий, охлаждаясь, движется сверху вниз и выходит в нижнюю натриевую камеру, откуда отводится в сборный коллектор натрия. Из коллектора общим трубопроводом натрий направляется в ББН и из него подается к ГЦН-II.

Модули испарителя (рис. 4.23) имеют нижнюю камеру подвода питательной воды и верхнюю камеру выхода слабо перегретого пара, которые уплотняются плоскими крышками. Корпус испарителя состоит из верхней и нижней натриевых камер, соединительных деталей под сварку с пароводяными камерами и с цилиндрической частью корпуса, линзового компенсатора.

На цилиндрической части верхней камеры корпуса расположены два патрубка перелива натрия из модулей пароперегревателей. Внутри камеры установлен смеситель потоков натрия от пароперегревателей.

Линзовый компенсатор состоит из 16 штампованных полулинз.

На нижней части натриевой камеры расположен патрубок выхода натрия, а внутри ее установлено центрирующее опорное кольцо трубного пучка.

Трубный пучок испарителя состоит из 349 бесстыковых труб 16×2,5 мм, длиной 15,2 м с обогреваемой длиной 14,8 м. Трубки завальцованы в трубные доски на всю толщину и обварены по торцу.

Модули основного пароперегревателя конструктивно аналогичны

модулям испарителя и отличаются от них конструкционными материалами, отсутствием смесителя в корпусе, меньшим числом труб пучка и меньшими по длине габаритами.

На верхней камере расположен патрубок входа пара, а на нижней – патрубок выхода перегретого пара. К камерам присоединяются натриевые камеры как части корпуса.

Модули промежуточного пароперегревателя по материалам и конструкции аналогичны модулям основного пароперегревателя. Отличия состоят в геометрических размерах входной и выходной по пару камер, диаметрах патрубков подвода – отвода пара и подвода натрия, более тесной набивке трубного пучка.

Каждая из трех петель третьего контура состоит из парогенератора, турбоустановки К-200-130, трубопроводов и вспомогательного оборудования.

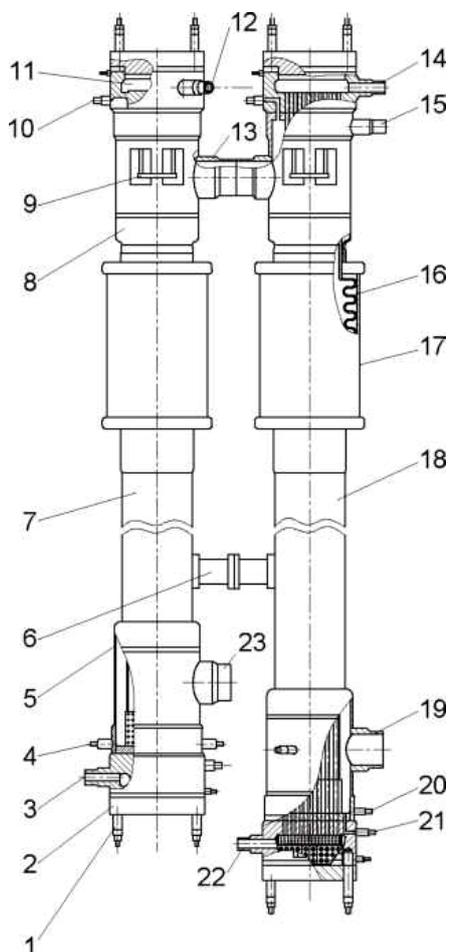


Рис. 4.25. Секция парогенератора Н-272:

- 1 - шпильки, гайки, шайбы;
- 2 - уплотнительная крышка;
- 3 - патрубок выхода перегретого пара;
- 4, 20, 21 - дренажный патрубок;
- 5 - нижняя натриевая камера;
- 6 - промежуточная опора;
- 7 - основной пароперегревательный модуль;
- 8 - верхняя натриевая камера;
- 9 - верхняя опора модуля;
- 10 - патрубок сдувок;
- 11 - паровая камера;
- 12 - патрубок входа слабоперегретого пара;
- 13 - переливные патрубки;
- 14 - патрубок выхода слабоперегретого пара;
- 15 - патрубок сброса продуктов взаимодействия;
- 16 - линзовый компенсатор;
- 17 - быстросъемный кожух;
- 18 - модуль испарителя;
- 19 - патрубок выхода натрия;
- 22 - патрубок входа питательной воды;
- 23 - патрубок входа натрия

Для индикации течи и формирования аварийного сигнала служит специальная система, реагирующая на содержание водорода в натрии и газе.

Следующим ПГ являлся парогенератор Н-272 (рис. 4.25) – прямоточный, высокого давления, секционный, модульный. Он предназначен для выработки перегретого пара высокого давления за счет тепла II контура РУ с реактором БН-800. ПГ, при трехпетлевой компоновке РУ, для каждой петли состоит из 10 секций, БН и трубопроводов обвязки по II и III контурам. Каждая секция включает в себя два модуля: испарителя и пароперегревателя.

Модуль испарителя представлен на рис. 4.26.

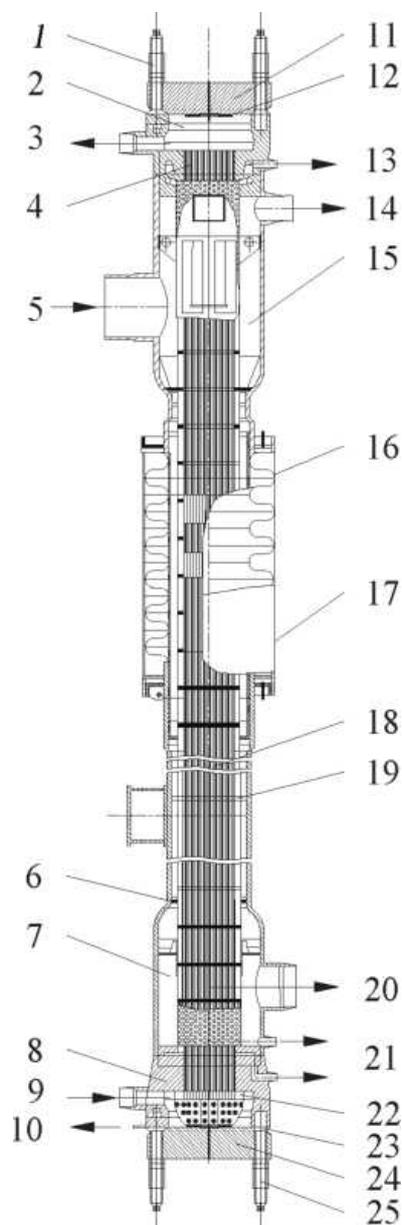


Рис. 4.26. Испарительный модуль парогенератора Н-272:

- 1, 25 - шпилька;
- 2 - камера паровая;
- 3 - выход пара;
- 4, 8 - доска трубная;
- 5 - вход натрия;
- 6 - корпус;
- 7 - камера нижняя;
- 9 - вход питательной воды;
- 10 - дренаж питательной воды;
- 11, 24 - крышка;
- 12 - диафрагма;
- 13 - сдувка газа;
- 14 - сброс продуктов взаимодействия;
- 15 - камера верхняя;
- 16 - компенсатор;
- 17 - кожух;
- 18 - пучок трубный;
- 19 - решетка;
- 20 - выход натрия;
- 21 - дренаж натрия;
- 22 - камера водная;
- 23 - прокладка тарельчатая;

ПГ Н-272 в режиме работы на номинальной мощности характеризуется следующими техническими показателями:

- тепловая мощность не менее 700 МВт;
- паропроизводительность, 292 кг/с;
- температура острого пара на выходе из ПГ, не менее 490°C;
- давление острого пара на выходе из ПГ (абсолютное), 13,7 МПа;
- температура питательной воды при отключенном ПВД 190 °С;
- температура питательной воды при включенном ПВД 210 °С;
- расход теплоносителя II контура через ПГ, 2800 кг/с;
- температура теплоносителя II контура на входе в ПГ 505 °С;
- температура теплоносителя II контура на выходе из ПГ 309 °С.

Модуль испарителя (рис. 4.26) выполнен в виде вертикального теплообменника с прямыми трубами и состоит из входной и выходной камер воды-пара и корпуса. Движение сред в модуле – противоточное. Теплоноситель (натрий) движется в межтрубном пространстве сверху вниз, вода по теплообменным трубам – снизу вверх.

Входная и выходная камеры воды-пара предназначены для подвода питательной воды и отвода слабо перегретого пара. Конструктивно камеры выполнены одинаково и состоят из плоской трубной доски, цилиндрической обечайки и фланца. Камеры уплотняются плоскими крышками. На боковой поверхности камер расположены патрубки подвода воды и отвода пара, патрубки дренажа теплоносителя из межтрубной полости в нижней камере и сдувки газа из верхней камеры. Камера подвода питательной воды снабжена штуцерами дренажа.

Корпус состоит из камер подвода и отвода теплоносителя, сильфонного компенсатора температурных удлинений, корпусной трубы.

Патрубки подвода натрия, сброса продуктов взаимодействия расположены на входной по натрию камере, а патрубков отвода натрия и штуцер дренажа – на выходной по натрию камере.

Корпус и патрубки корпуса модулей со стороны второго контура снаб-

жены тепловой защитой из листа толщиной от 6 до 8 мм. Трубные доски модуля со стороны теплоносителя также снабжены тепловой защитой.

Сильфонный компенсатор состоит из восьми гофр, каждая из которых состоит из двух полулинз.

Трубный пучок состоит из 349 труб 16x2,5 мм, длиной 15500 мм. Трубы завальцованы в трубных досках на всю глубину доски, обварены по торцу и фиксируются в круглых отверстиях дистанционирующих решеток.

На входе воды в теплообменные трубы установлены дроссельные устройства, обеспечивающие устойчивую работу испарителя в пусковых и парогенерирующих режимах на переходных уровнях мощности (рис. 4.27). На выходе из труб на всю глубину трубной доски установлена тепловая защита из труб диаметром 10,5 мм, толщиной 0,4 мм.

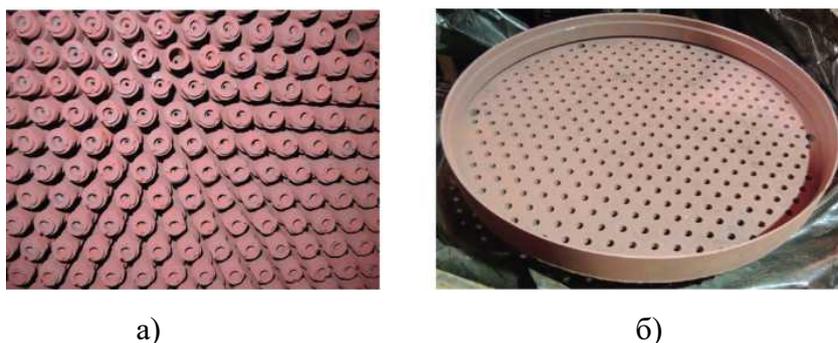


Рис. 4.27. Дроссельные устройства (а) и прижимная решетка (б)

Модуль пароперегревателя конструктивно выполнен аналогично модулю испарителя и отличается от него меньшей длиной, но большей толщиной и меньшим числом теплообменных труб.

Теплообменные модули, объединенные в десять секций, включающих: модули испарителя и пароперегревателя, раздающий коллектор, бак буферный натриевый, отсечная, регулирующая, специальная натриевая арматура, арматура дренажей и сдувок газа, трубопроводы II контура, часть трубопроводов III контура, оснащенных кожухами, а также трубопроводы системы автоматической защиты, – размещены в боксе парогенератора.

Теплообменные модули размещены в два ряда по пять секций в каждом.

Все пароводяные коллекторы с необходимой арматурой размещены в отдельных помещениях коммуникаций воды и пара (рис 4.28). Дренаживание пароводяных коммуникаций осуществляется из нижних точек трубопроводов подвода и отвода воды и пара к секциям и из полостей трубопроводов между быстродействующей и запорной арматурой в коллекторы дренажей.



Рис. 4.28. Вид парогенератора Н-272 на верхней (а) и нижней (б) опорах модулей

Общий вид парогенератора представлен на рис. 4.29.

Практика показала, что большинство течей возникает в сварных швах, трубных досках и процессы разрушения протекают более медленно. Обнаружение течей на парогенераторах энергоблока БН-600 осуществляется с помощью штатных систем контроля водорода в натрии.

При построении системы защиты парогенератора максимально используется преимущество секционной системы парогенератора. При возникновении течи воды или пара в натрий обеспечивается еще в ходе ее развития определение и отключение дефектной секции или модуля с сохранением в работе остальной части парогенератора и созданием условий, гарантирующих безопасность отключаемого элемента.

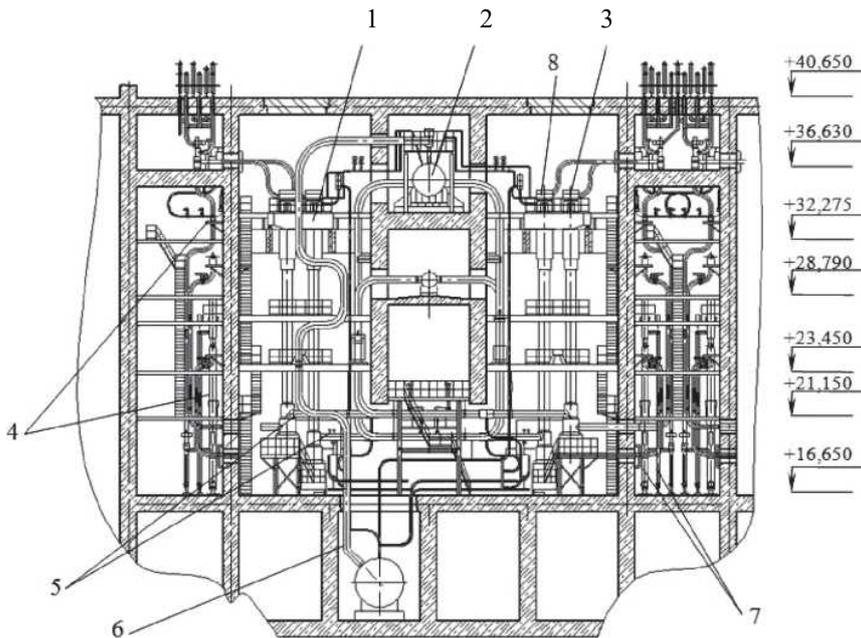


Рис.4.29. Парогенератор Н-272:

- 1 - металлоконструкции опорные;
- 2 - ББН;
- 3 - пароперегреватель;
- 4 - трубопроводы острого и слабopегретого пара;
- 5 - трубопроводы II контура;
- 6 - САЗ 7 - трубопроводы питательной воды;
- 8 - испаритель

#### 4.4. Схемы ПГ с газовыми теплоносителями

Основные параметры работы некоторых ПГ, работающих на газовых теплоносителях, представлены в табл. 4.2.

Предельная температура газовых теплоносителей на выходе из реактора определяется значением разности температур на границе стенка твэла – газ.

Задача повышения температурного уровня отвода тепла из реактора решается путем увеличения интенсивности теплообмена и допустимых температур оболочек твэла.

При омывании поверхности теплопередачи газами теплообмен между стенкой и теплоносителем происходит посредством конвекции с относительно низкими коэффициентами теплоотдачи. Поэтому для обеспечения высокой

паропроизводительности в агрегате потребуются поверхности теплообмена очень больших размеров. Интенсифицировать теплоотдачу со стороны газа можно двумя мероприятиями: повышением скорости теплоносителя и применением оребренных поверхностей.

Таблица 4.2 – Параметры работы ПГ, работающих на газовых теплоносителях

АЭС, страна	Тепло-носитель	Параметры газа			Параметры пара	
		$P_1, \text{МПа}$	$t'_1, ^\circ\text{C}$	$t''_1, ^\circ\text{C}$	$P_r, \text{МПа}$	$t''_r, ^\circ\text{C}$
«Колдер-Холл» Великобритания	CO <sub>2</sub>	0,76	340	135	1,45*	310*
«Хинкли-Пойнт-А» Великобритания	CO <sub>2</sub>	1,3	374	180	4,5*	362*
«Уилфа» Великобритания	CO <sub>2</sub>	2,62	414	247	4,9*	401*
«EDF-4» Франция	CO <sub>2</sub>	2,2	400	220	3,5*	390*
«Данджнесс-Б» Великобритания	CO <sub>2</sub>	3,38	675	320	16,2	565
«Хартлпул» Великобритания	CO <sub>2</sub>	4,15	648	286	16,3	538
«Форт-Сент-Врейн» США	He	4,7	785	400	16,3	538
Великобритания (проект)	He	5,5	750	300	17,0	541
США (проект)	He	3,06	800	380	24,0	565

\* Указаны параметры пара ступени высокого давления

Скорость газов, используемых для охлаждения реакторов, ограничивается только затратами энергии на перекачку теплоносителя. Однако ее увеличение при умеренных давлениях не дает существенного увеличения коэффициентов теплоотдачи. В этом случае для улучшения условий теплообмена следует применять оребренные трубы при поперечном омывании пучков труб, возможно меньших диаметров, при общей противоточной схеме течения теплоносителей.

Для газовых ПГ в первую очередь рассматриваются водотрубные конструкции поверхности теплообмена, поскольку  $P_2 > P_1$ .

Вследствие значительного превышения расхода газа проще получить оптимальные скорости газа в межтрубном пространстве, где суммарное проходное сечение существенно больше, чем в трубах. Движение газа в межтрубном пространстве является также единственным путем организации поперечного омывания трубных пучков и дает возможность осуществить оребрение поверхности теплообмена. Кроме того, при движении теплоносителя в межтрубном пространстве можно скомпоновать все элементы ПГ в одном корпусе. При этом, однако, большая площадь поверхности нагрева и ограниченность диаметра корпуса требуют для получения больших единичных производительностей значительной длины корпуса. Для цилиндрических элементов с большим отношением длины к диаметру целесообразнее вертикальное расположение.

В парогенерирующих установках, по возможности, следует осуществлять подъемное движение рабочего тела, особенно в экономайзерах и испарителях. Для соблюдения противотока движение газа должно осуществляться сверху вниз. Таким образом, применительно к ПГ, обогреваемым газами, наиболее приемлемым является теплообменник башенного типа - вертикальный водотрубный теплообменник со змеевиковой поверхностью и противоточным движением теплоносителя и рабочего тела.

По принципу циркуляции в испарителе такой ПГ может быть прямоточным (рис. 4.30), с естественной циркуляцией (рис. 4.31-а) и с многократной принудительной циркуляцией (рис. 4.31-б). Для организации естественной циркуляции теплоносителя в змеевиковых поверхностях теплообмена ПГ необходима значительная высота циркуляционного контура. ПГ, имеющий необходимую высоту и вырабатывающий пар двух давлений, представлен на рис. 4.32.

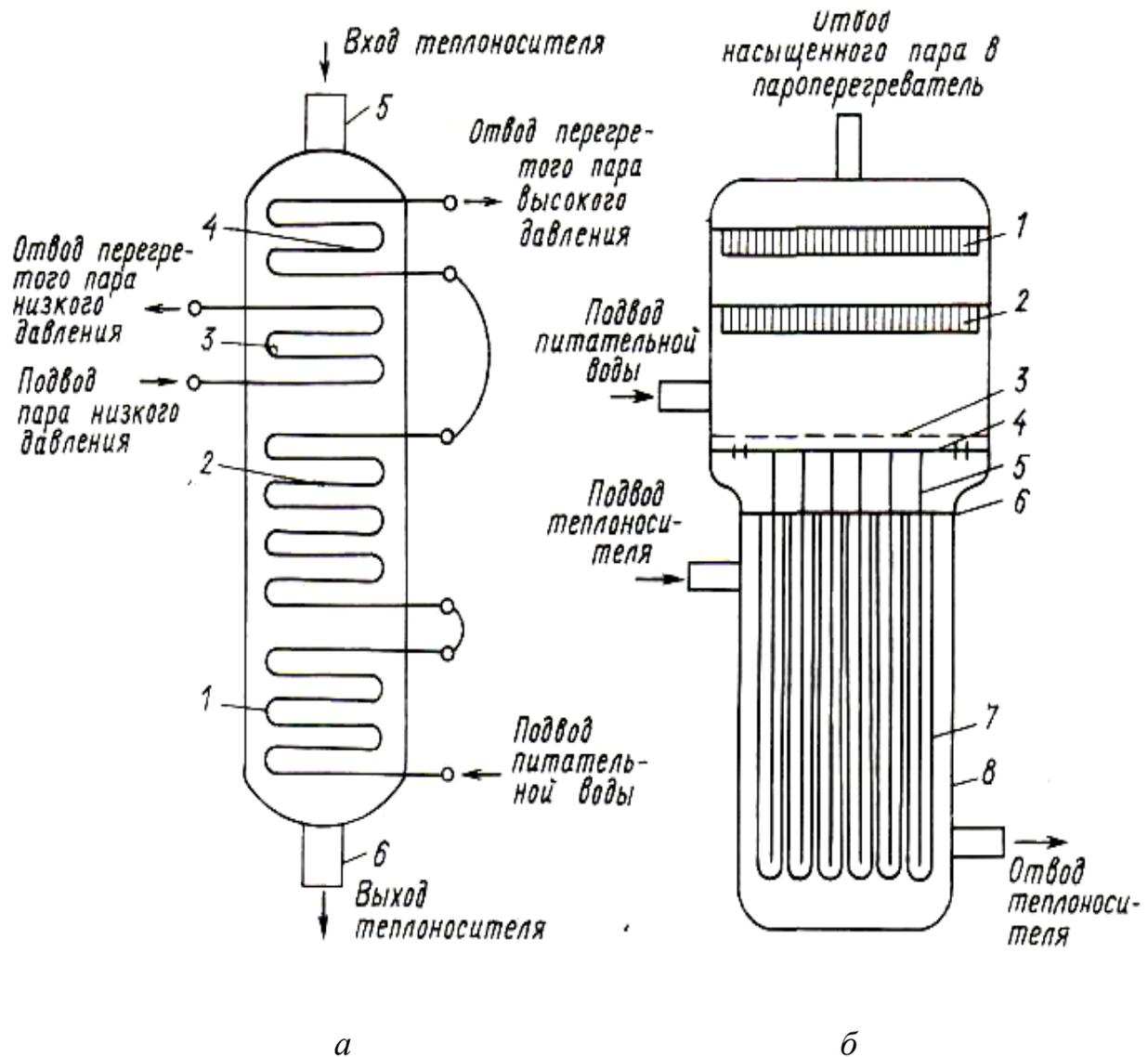


Рис. 4.30. Схема прямоточного ПГ с промежуточным пароперегревателем:

- а* - 1- экономайзер; 2 - испаритель; 3- промежуточный пароперегреватель; 4- пароперегреватель высокого давления; 5,6 - патрубки подвода и отвода теплоносителя и схема испарителя с поверхностью теплообмена из «обратных элементов»;
- б* - 1- вторая ступень механической сепарации; 2 - первая ступень механической сепарации; 3 - погруженный дырчатый щит; 4 - трубная доска внутренних трубок; 5,7 - внутренняя и внешняя трубки элемента; 6 - трубная доска внешних трубок; 8 - корпус

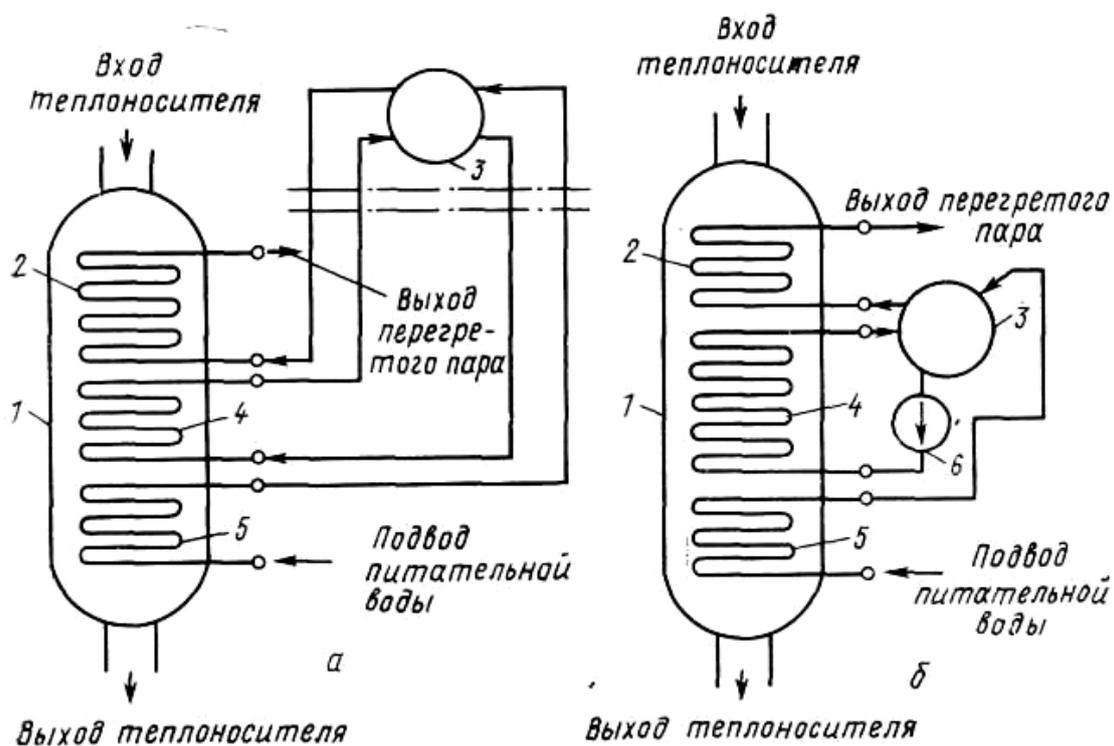


Рис. 4.31. Схема парогенераторов со змеевиковыми поверхностями теплообмена:  
*а - с естественной циркуляцией и б - с многократно принудительной циркуляцией:*  
 1 - корпус ПГ; 2 - пароперегреватель; 3-сепарационный барабан; 4 - испаритель;  
 5 - водяной экономайзер; 6 - насос принудительной циркуляции

Башенные конструкции ПГ имеют большой недостаток – значительные размеры корпусов. Для исключения этой дорогостоящей нетранспортабельной конструкции возможно разукрупнение единого агрегата на большое число секций, как это, в частности, было сделано в парогенераторе АЭС «EDF-1» во Франции. Схема ПГ АЭС «EDF-1» представлена на рис. 4.33, 4.34.

Такие схемы имеют преимущества. У этих ПГ малый диаметр секций; ввод и вывод теплоносителя и рабочих сред осуществляется через днища.

Корпус состоит из двух частей. В нижней части расположены элементы низкого давления, а в верхней части – высокого. Экономайзеры и пароперегреватели выполнены из концентрических спиральных змеевиков.

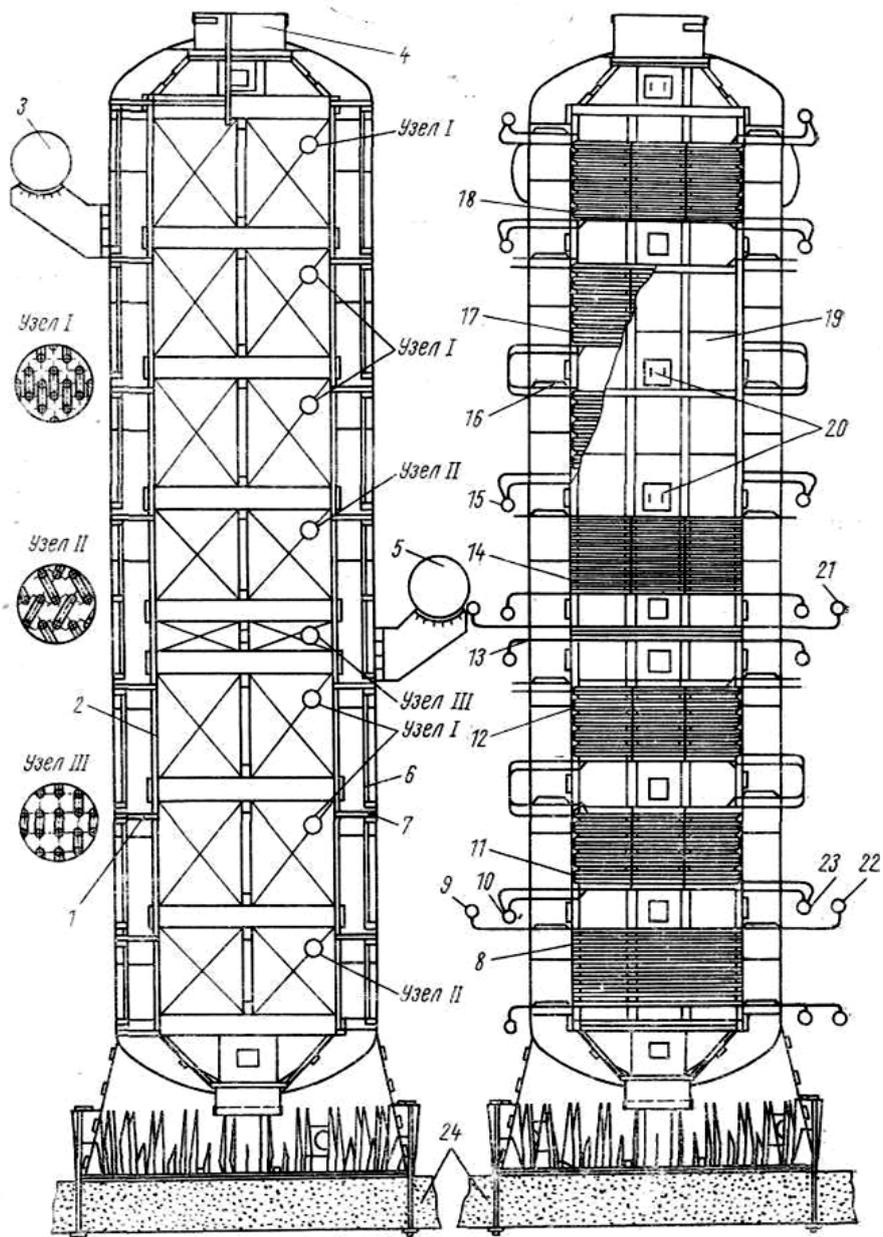


Рис. 4.32. ПГ АЭС «Колдер-Холл»:

- 1 - площадка; 2 - кожух; 3 - сепарационный барабан повышенного давления; 4- подводящий патрубок; 5 - сепарационный барабан низкого давления; 6 - лестница; 7- корпус; 8 - смешанный экономайзер; 9 - выходной коллектор части повышенного давления смешанного экономайзера; 10 - входной коллектор испарителя низкого давления; 11,12 - нижний и верхний пакеты испарителя низкого давления; 13 - пароперегреватель низкого давления; 14- экономайзер повышенного давления; 15 - входной коллектор испарителя повышенного давления; 16,17- нижний и верхний пакеты испарителя повышенного давления; 18- пароперегреватель повышенного давления; 19 - обшивка ПГ; 20 - люк; 21 - выходной коллектор пароперегревателя низкого давления; 22 - входной коллектор испарителя низкого давления; 23- выходной коллектор части низкого давления смешанного экономайзера; 24 - бетонный фундамент

Испарители состоят из вертикальных цилиндрических барабанов (диаметр 0,3 м, длина 7,6 м), к которым присоединены вертикальные концентрически расположенные оребренные трубы.

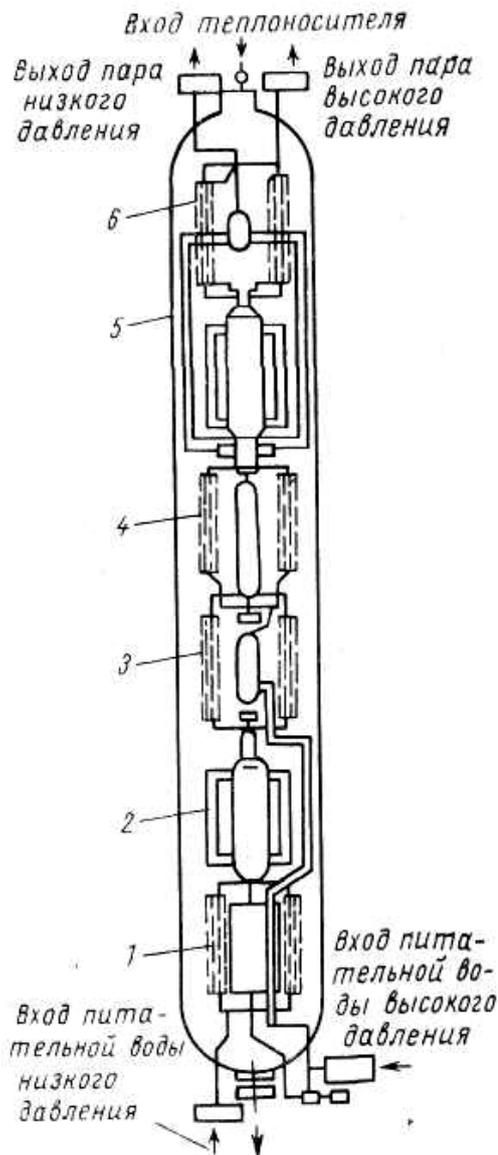


Рис. 4.33. Схема секционного ПГ с газовым теплоносителем:

1, 2, 3 – соответственно  
экономайзер, испаритель,  
пароперегреватель низкого давления;  
4, 5, 6 – соответственно  
экономайзер, испаритель,  
пароперегреватель высокого  
давления

Испарительная поверхность теплообменника омывается газом, движущимся продольно. Движение рабочей среды в испарителе происходит за счет естественной циркуляции.

Для мощных ПГ с газом высоких давлений и высоких температур применение башенной конструкции типа, как представлено на рис. 4.32, практически невозможно из-за большой толщины корпуса и ненадежной его

работы в зоне высоких температур. Поэтому в настоящее время мощные АЭС с газовыми теплоносителями высоких давлений и температур оборудуются реактором с корпусом из предварительно напряженного железобетона, способного выдерживать давления 6 МПа и более (рис. 3.4). Высота таких корпусов – до 36 м, диаметр – до 29 м. Все оборудование первого контура, включая ПГ, расположено в железобетонном корпусе. ПГ подобных АЭС разбит на 8 – 12 секций (рис. 4.34), которые располагаются в кольцевом зазоре между реактором и корпусом.

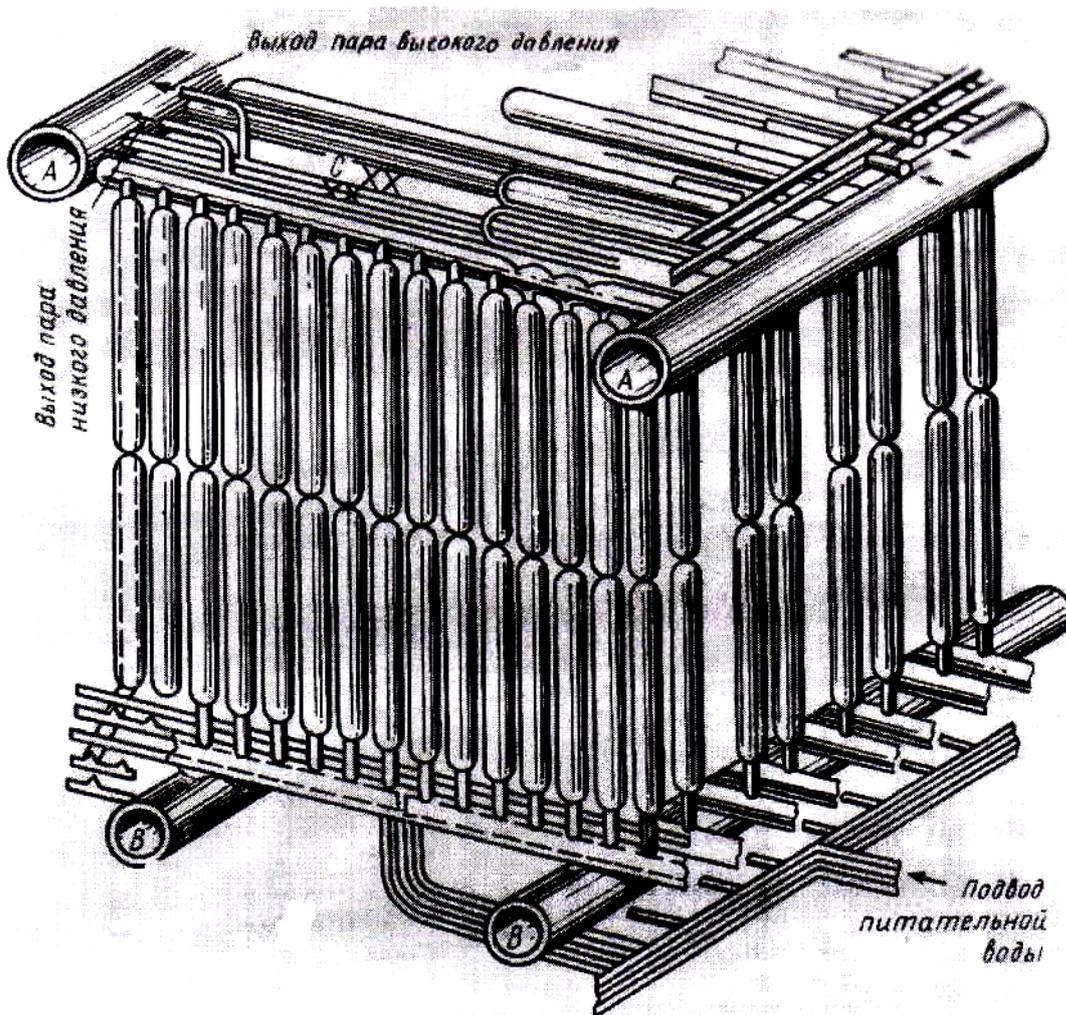


Рис. 4.34. Компоновка секций секционного ПГ с газовым теплоносителем:

*А и В – раздающие и собирающие трубопроводы теплоносителя*

## Библиографический список

1. Тепловые схемы ТЭС и АЭС / В.М. Боровков, О.И. Демидов, С.А. Казаров и др.; Под ред. С.А. Казарова. – СПб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отд-ние, 1995.- 392 с.: ил.
2. Состояние и перспективы научно-технического прогресса в электроэнергетике (аналитический обзор). – М.: ВТИ, 1993.
3. Иванов В.А. Режимы мощных паротурбинных установок. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат, 1986. – 248с.
4. Трояновский Б.М. Энергетические паровые турбины (новые и модернизируемые агрегаты) // Теплоэнергетика. – 1991. - № 11. – с. 2 - 16.
5. Техническая возможность и экономическая целесообразность повышения параметров пара для мощных конденсационных блоков / Л.П. Сафонов, А.Б. Поляк, А.Э. Гельтман, Т.С. Хейфец // Энергетическое машиностроение. Сер. 3, Вып. 11. – М.: ЦНИИТЭИТяжмаш, 1989. – 48 с
6. Готовский М.А. Ядерная энергетика: учебное пособие / СПб ГТУ РП. СПб., 2007. -55 с.: ил.16.
7. Шоркин Р.А. Реакторы на тепловых нейтронах. [http://nuclphys.sinp.msu.ru/students/nphm/04\\_tt.htm](http://nuclphys.sinp.msu.ru/students/nphm/04_tt.htm).
8. Зысин Л.В. Основы ядерной энергетики: учеб. пособие / Л.В. Зысин, А.А. Калютик. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та. 2008.- 162 с.
9. Рассохин Н.Г. Парогенераторные установки атомных электростанций: учебник для вузов. - 2-е изд. - М.: Атомиздат, 1980. – 360 с.
10. Ташлыков О. Л., Бельтюков А. И. Парогенераторы АЭС. Учебник. Серия «Учебник УрФУ», 2019. – 316 с.

Учебное издание

**Суслов Вячеслав Александрович**

**Теплообменное оборудование  
атомных и тепловых электростанций**

**Учебное пособие**

**Часть 1**

Редактор и корректор Е.О. Тарновская  
Техн. редактор Е.О. Тарновская

Темплан 2021 г., поз. 7

---

Подписано к печати 19.01.21.  
Печать офсетная.  
Тираж 50 экз.

Формат 60x84/16.  
Печ. л. 7,75.  
Изд. № 7. Цена «С».

Бумага тип № 1.  
Уч.-изд. л. 7,75  
Заказ №

---

Ризограф Высшей школы технологии и энергетики СПбГУПТД,  
198095, Санкт-Петербург, ул. Ивана Черных, 4