

Министерство образования и науки Украины

**ОДЕССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ**

АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

**Учебное пособие для студентов
специальности 8.090502 «Атомная энергетика»**

Одесса ОНПУ 2010

Министерство образования и науки Украины

**ОДЕССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ**

Киров В.С.

АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

Учебное пособие для студентов
специальности 8.090502 «Атомная энергетика»

Утверждено
на заседании кафедры АЭС
ИЭКСУ ОНПУ
Протокол №2 от 28.10.2010 г.

Одесса ОНПУ 2010

Учебное пособие по дисциплине «Атомные электрические станции», (разделы Технологическое оборудование, Системы безопасности, Дезактивация на АЭС, Основы проектирования АЭС, Модернизация, реконструкция и снятие с эксплуатации).

Учебное пособие составлено для студентов специальности 8.090502 – «Атомная энергетика» всех форм обучения / Составитель В.С. Киров – Одесса ОНПУ 2010 – 216 с.

В учебном пособии содержатся сведения о технологическом оборудовании основных производств (цехов) АЭС, о системах безопасности АЭС, принципах их построения, составе, особенностях работы и основных режимах эксплуатации.

Особое внимание уделяется вопросам надежной и безопасной работе всех систем основного производства АЭС.

Излагаемый материал всесторонне проиллюстрирован графиками, схемами и компоновочными чертежами объектов АЭС.

В конце каждого раздела приводится перечень вопросов, на которые студенты должны обратить повышенное внимание при изучении материалов пособия.

Настоящее пособие может быть использовано не только при изучении дисциплины «Атомные электрические станции», но и при прохождении производственных практик, а также при выполнении курсовых и дипломных проектов.

Составитель В.С. Киров, канд. техн. наук, профессор.

Рецензент: В.П. Кравченко, доктор техн. наук, профессор

Содержание	Стр
9. Технологические системы реакторных контуров блоков АЭС с ВВЭР	7
9.1. Система очистки теплоносителя первого контура АЭС с ВВЭР-440	7
9.2. Системы очистки теплоносителя первого контура АЭС с ВВЭР-1000	9
– Установка № 1 (СВО-1)	9
– Установка № 2 (СВО-2)	11
– Установка № 3 (СВО-3)	12
– Установка № 4 (СВО-4)	17
– Установка № 5 (СВО-5)	17
– Установка № 6 (СВО-6)	18
– Установка № 7 (СВО-7)	18
– Растворный узел (РУ)	19
9.3. Система борного регулирования	20
9.4. Система продувки-подпитки первого контура АЭС с ВВЭР-1000	20
9.5. Система организованных протечек блока АЭС с ВВЭР-1000	27
9.6. Промежуточный контур	28
9.7. Системы технологической газоочистки и их эксплуатация	32
9.7.1. Выбросы радиоактивных газообразных отходов АЭС в атмосферу	32
9.7.2. Система спецгазоочистки АЭС с реакторами ВВЭР	35
9.7.3. Установки сжигания водорода	39
Вопросы для самоконтроля	41
10. Системы безопасности энергоблоков АЭС	43
10.1. Принципы построения и структура СБ ЭБ АЭС	43
10.2. Защитные СБ ЭБ с ВВЭР-1000	50
10.2.1. Система аварийного охлаждения активной зоны ЭБ с ВВЭР-1000. Активная часть САОЗ.	50
10.2.2. Пассивная часть САОЗ. Система гидроаккумуляторов	57
10.2.3. Система аварийного впрыска бора высокого давления	63
10.2.4. Система аварийной подпитки высокого давления	64
10.2.5. Система аварийной подачи питательной воды в парогенераторы	66
10.2.6. Система защиты первого контура ВВЭР-1000 от превышения давления	69
10.2.7. Система защиты второго контура ВВЭР-1000	

от превышения давления	80
10.2.8. Система удаления парогазовой смеси из первого контура	83
10.3. Обеспечивающие СБ ЭБ АЭС	85
10.3.1. Резервная дизельная электростанция (РДЭС)	85
10.3.2. Системы аварийного электроснабжения (САЭ)	86
10.3.3. Системы технического водоснабжения	88
10.3.4. Системы охлаждения потребителей реакторного отделения	92
10.3.5. Системы вентиляции помещений	93
10.3.6. Системы пожаротушения на АЭС	94
10.4. Локализирующие СБ ЭБ АЭС	96
10.4.1. Система герметичных помещений	98
10.4.2. Спринклерные системы	106
10.5. Управляющие СБ ЭБ АЭС	108
Вопросы для самоконтроля	109
11. Дезактивация	111
11.1. Причины и виды радиоактивных загрязнений на АЭС	111
11.2. Цель, методы и средства дезактивации	114
11.3. Технология подготовки и проведения контурной, поузловой дезактивации оборудования ЯЭУ, дезактивация поверхностей оборудования и помещений	119
11.4. Дезактивация инструмента	126
11.5. Дезактивация средств индивидуальной защиты	129
11.6. Переработка отходов дезактивации. Меры безопасности при дезактивации	133
Вопросы для самоконтроля	137
12. Основы проектирования АЭС	138
12.1. Выбор площадок строительства и генеральные планы АЭС	138
12.1.1. Особенности АЭС и требования к площадке строительства	138
12.1.2. Инженерные изыскания	143
12.1.3. Генеральный план	146
12.2. Вопросы экономической эффективности	152
12.3. Объемно-планировочные решения зданий АЭС	159
12.3.1. Требования к компоновкам помещений	159
12.3.2. АЭС с корпусными реакторами ВВЭР	167
12.3.2.1. Первая и вторая очереди Нововоронежской АЭС	167
12.3.2.2. Третья очередь Нововоронежской АЭС	168
12.3.2.3. Четвертая очередь Нововоронежской АЭС	176

12.3.2.4. <i>Компоновка главного корпуса по модульному принципу</i>	182
12.3.2.5. <i>АЭС с серийными энергоблоками ВВЭР-1000</i>	184
Вопросы для самоконтроля	195
13. Модернизация, реконструкция и снятие с эксплуатации ЭБ АЭС	197
13.1. Состояние атомной энергетической отрасли Украины	197
13.2. Проблемы и перспективы развития АЭ Украины	199
13.3. Модернизация и реконструкция действующих ЭБ АЭС	204
13.4. Законодательные и нормативные требования при снятии с эксплуатации	206
Вопросы для самоконтроля	215
Литература	215

9. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ РЕАКТОРНЫХ КОНТУРОВ БЛОКОВ АЭС С ВВЭР

Непрерывное поступление в воду ВВЭР продуктов коррозии конструкционных материалов первого контура, а также продуктов деления ядерного топлива через имеющиеся неплотности в оболочках ТВЭЛов требует организации их непрерывного удаления из контура.

Для компенсации организованных и неорганизованных протечек теплоносителя в нормальном режиме работы энергоблока, для частичной компенсации течей при аварийных состояниях, поддержания заданного водного режима в первом контуре, а также для гидроиспытаний оборудования и систем первого контура в технологической схеме реакторного отделения предусматривается система подпитки. Кроме того, при использовании ГЦН с вынесенным электродвигателем и уплотнением вала система подпитки используется для подачи запирающей воды на уплотнение ГЦН.

В настоящее время для очистки воды первого контура получили широкое распространение ионообменные установки. Очистка на ионообменных смолах на байпасе главного циркуляционного контура облегчает поддержание заданного режима и тем более для смешанного калий-аммиачного режима.

Важным является выбор давления, под которым находится очистная установка. Наиболее простым решением является очистка под полным давлением первого контура. Данный способ применяется для очистки теплоносителя первого контура АЭС с ВВЭР-440. Недостатком такой системы очистки является работа фильтров под высоким давлением и, как следствие, дорогостоящая установка. Эти недостатки в еще большей мере проявляются при переходе к более высокому давлению от 12,5 к 16,0 МПа (для первого контура АЭС с ВВЭР-1000). Поэтому для очистки теплоносителя первого контура ВВЭР-1000 используется установка механических высокотемпературных фильтров, работающих под полным давлением и установленных на байпасе ГЦН и ионообменных фильтров, работающих при пониженном давлении (возврат очищенной воды в первый контур осуществляется в этом случае высоконапорными подпиточными насосами).

9.1. Система очистки теплоносителя первого контура АЭС с ВВЭР-440

Система очистки теплоносителя первого контура (рис. 9.1) состоит из двух независимых друг от друга технологических групп.

Первая группа включает в себя регенеративный теплообменник, доохладитель, фильтр смешанного действия, ловушку ионитов.

Вторая группа включает в себя регенеративный, теплообменник, доохладитель, катионитовый фильтр, анионитовый фильтр, ловушку ионитов.

Система предназначена для очистки теплоносителя первого контура от продуктов коррозии конструкционных материалов, от продуктов деления

ядерного топлива, для поддержания качества теплоносителя в нормируемых пределах при нормальной эксплуатации и в переходных режимах работы.

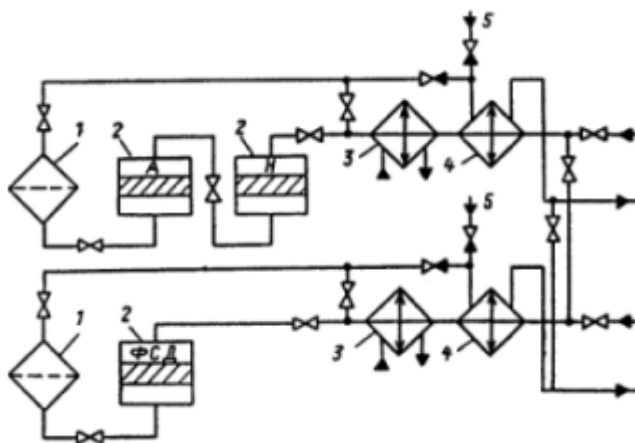


Рис. 9.1. Система СВО-1 ВВЭР-440

1 – фильтр-ловушка; 2 – ионообменный фильтр; 3 – доохладитель продувки;
4 – регенеративный теплообменник; 5 – вода от насоса подпитки.

В первую группу системы входит фильтр смешанного действия, загруженный катионитом и анионитом. Очистка теплоносителя в фильтре производится в основном от продуктов коррозии, одновременно происходит поддержание заданных норм по химическим показателям за счет буферных свойств ионообменной смолы.

Во вторую группу входят два последовательно включенных фильтра: катионитовый и анионитовый. На катионитовом фильтре теплоноситель очищается от продуктов коррозии конструкционных материалов, находящихся в дисперсной фазе, от растворимых продуктов, находящихся в катионной форме (H^+ , Na^+ , NH_4^+ , N_2H^+ , Mg^{2+} , Fe^{2+}), поддерживает заданные концентрации калия и аммиака в теплоносителе за счет буферных свойств ионита. На анионитовом фильтре теплоноситель очищается от радиохимических загрязнений, находящихся в анионной форме, от хлоридов и других анионов сильных кислот при нарушениях водно-химического режима (OH^- , Cl^- , HCO_3^- , CO_3^{2-} , SO_4^{2-}), доочищается от продуктов коррозии, которые находятся в анионной форме. Теплоноситель поступает на очистку из "холодных" ниток от ГЦН. В регенеративном теплообменнике температура теплоносителя снижается с 270 °С до 72 °С за счет возвращаемого с очистки теплоносителя. В доохладителе теплоноситель охлаждается водой промежуточного контура до температуры 55 °С и поступает на очистку и на вывод из первого контура для поддержания уровня в компенсаторе давления.

Очистка теплоносителя осуществляется за счет ионного обмена на фильтре смешанного действия (группа 1) или последовательно на катионитовом и анионитовом фильтре (группа 2). Теплоноситель после очистки подогревается в регенеративном теплообменнике до температуры 255 °С и поступает на всас ГЦН. Расход теплоносителя через систему обеспечивается перепадом давления на ГЦН.

Наличие двух независимых групп фильтров позволяет:

- обеспечить в стационарном режиме общий расход теплоносителя на

очистку до 40 т/ч и эффективно выводить из первых контуров двух блоков АЭС продукты коррозии;

- иметь резерв, позволяющий на длительное время выключить из работы любую из двух групп без опасности вынужденной остановки реактора из-за нарушения норм качества воды;

- иметь возможность отрегенерировать фильтры группы 2, не прекращая очистку теплоносителя на фильтре смешанного действия, исключая необходимость перегрузки фильтров при работе реактора на мощности.

Ионообменные смолы в фильтре смешанного действия регенерации не подлежат и при исчезновении обменной емкости выгружаются в емкость высокоактивных сорбернтов по системе гидровыгрузки, как правило, в период остановки на перегрузку и капитальный ремонт.

Катионит в катионитовом фильтре регенерируется 5 %-ным раствором борной кислоты, анионит в анионитовом фильтре регенерируется 5 %-ным раствором едкого калия с содержанием хлоридов не более 0,01 %.

9.2. Системы очистки теплоносителя первого контура АЭС с ВВЭР-1000

Спецводоочистка (СВО) серийных энергоблоков АЭС с реактором ВВЭР-1000 включает в себя семь установок. Установки СВО состоят из фильтров, теплообменников, монжюсов, мешалок, насосов и т. д., включенных параллельно или последовательно согласно технологическим схемам очистки.

Установка № 1 (СВО-1) предназначена для очистки неохлажденного теплоносителя первого контура от взвешенных активированных продуктов коррозии конструкционных материалов первого контура и включает в себя четыре механических высокотемпературных фильтра и четыре фильтратовушки, установленные на байпасах ГЦН (рис. 9.2).

Механический высокотемпературный фильтр (рис. 9.3) представляет собой вертикальный цилиндрический толстостенный сосуд с приваренными эллиптическими днищами. На верхнем днище расположена входная камера, предназначенная для подвода очищаемой воды и для ее равномерного распределения по сечению фильтра, а также для верхней выгрузки и загрузки сорбента. Отвод очищенной воды осуществляется через нижнее распределительное устройство. Внутри фильтра расположен слой высокотемпературного сорбента (крошка из нержавеющей стали, гранулированный диоксид титана) толщиной 800 мм.

Фильтр-ловушка (рис. 9.4) предназначена для улавливания сорбента после высокотемпературных фильтров в случае повреждения их дренажных систем. Фильтр-ловушка представляет, собой вертикальный цилиндрический

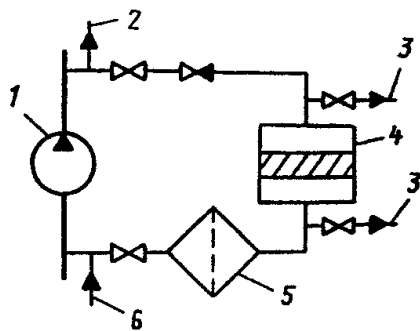


Рис. 9.2. Принципиальная схема высокотемпературной очистки воды первого контура ВВЭР-1000 (СВО-1):

1 – ГЦН; 2 – вывод теплоносителя на продувку; 3 – отбор проб; 4 – высокотемпературный фильтр; 5 – фильтр-ловушка; 6 – подпитка первого контура.

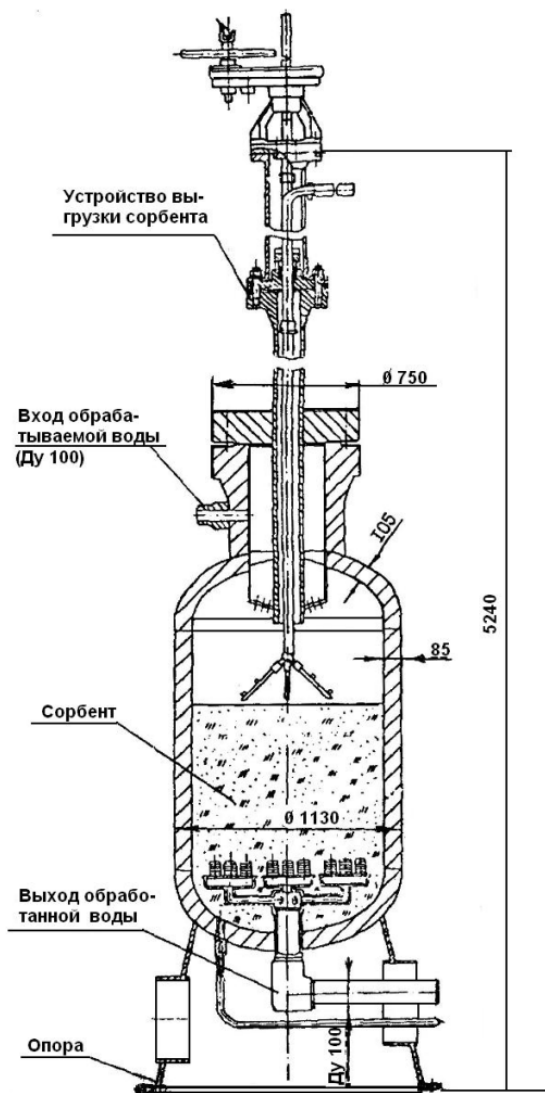


Рис. 9.3. Фильтр механический высокотемпературный СВО-1

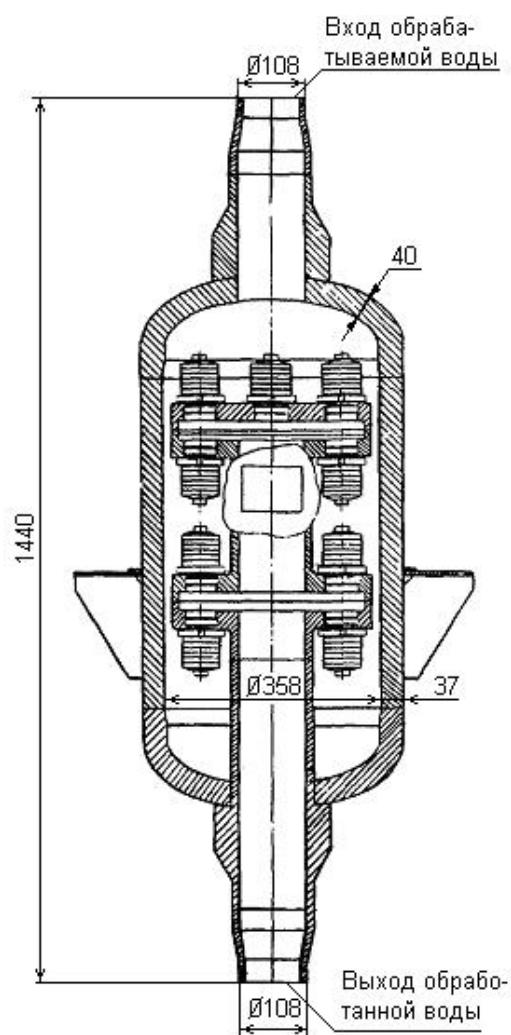


Рис. 9.4. Фильтр-ловушка зернистых материалов СВО-1.

Во внутренней полости фильтра-ловушки размещено фильтрующее устройство, состоящее из 33 щелевых колпачков, закрепленных на резьбе на двух соединенных между собой "тарелках", образующих коллектор. Щелевой

колпачок представляет собой набор профилированных дисков, закрепленных на основании. Между дисками образуется зазор в виде кольцевой щели шириной 0,3 мм.

Очищаемая вода проходит через фильтры под действием перепада давления, создаваемого ГЦН.

Установка № 2 (СВО-2) предназначена для очистки охлажденного недеаэрированного теплоносителя первого контура от радиоактивных и химических примесей при всех операциях, связанных с изменением концентрации борной кислоты в контуре, при повышении активности или концентрации хлоридов в теплоносителе, газоудалении перед снятием крышки реактора, при разогреве первого контура во время пуска, при опорожнении контура в период ремонта, а также для очистки организованных протечек контура в период нормальной эксплуатации.

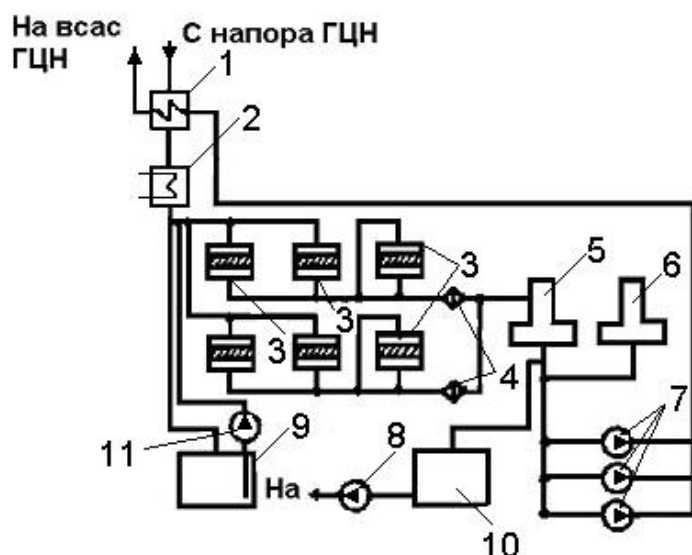


Рис. 9.5. Принципиальная схема СВО-2 ВВЭР-1000: 1 – регенеративный теплообменник; 2 – доохладитель; 3 – ионообменные фильтры; 4 – фильтры-ловушки зернистых материалов; 5 – деаэратор подпитки; 6 – деаэратор борного регулирования; 7 – подпиточные насосы; 8 – насос подачи раствора на очистку; 9 – бак организованных протечек; 10 – бак боросодержащей воды; 11 – насос бака оргпротечек.

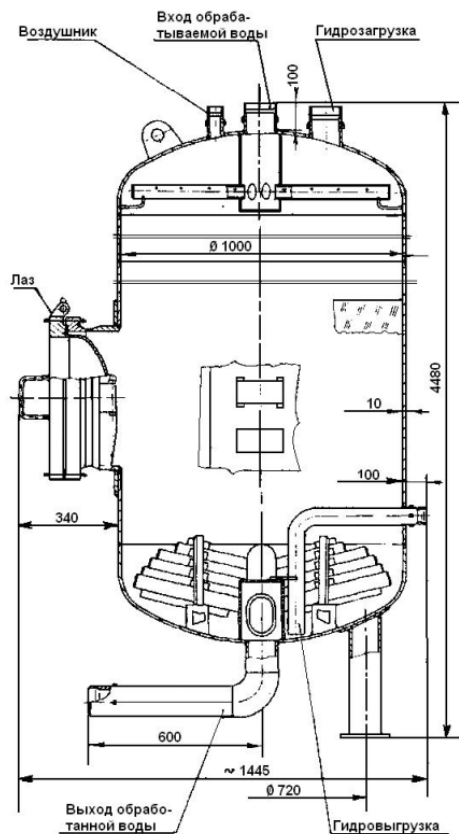
Установка СВО-2 состоит из двух групп ионитных фильтров 3 (рис. 9.5), в каждую из которых входят три ионитных фильтра. В номинальном режиме работы АЭС включается одна нитка установки. В переходных режимах в работу могут быть включены обе нитки параллельно.

Ионитный фильтр (рис. 9.6) представляет собой вертикальный однокамерный цилиндрический аппарат, состоящий из следующих основных элементов: корпуса, фланцевого разъема, нижнего и верхнего распределительных устройств, трубопроводов и запорной арматуры. Корпус фильтра снабжен штуцерами для подвода и отвода очищаемой воды, сдувки образующихся газов, гидровыгрузки фильтрующего материала, а также для отвода воздуха.

Очищаемая вода под давлением 2,0 МПа поступает в фильтр, проходит через фильтрующий материал, собирается при помощи нижнего распределительного устройства и отводится через выходной штуцер. Фильтр работает

по циклу, который состоит из следующих основных режимов: фильтрования, взрыхления водой, регенерации и отмывки.

Фильтр-ловушка СВО-2 (рис. 9.7) предназначена для улавливания ионов после ионообменных фильтров в случае повреждения их дренажных систем и представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат из следующих основных элементов: корпуса, фланцевого разъема, трубной доски, фильтрующих элементов.



9.6. Фильтр ионитный
СВО-2

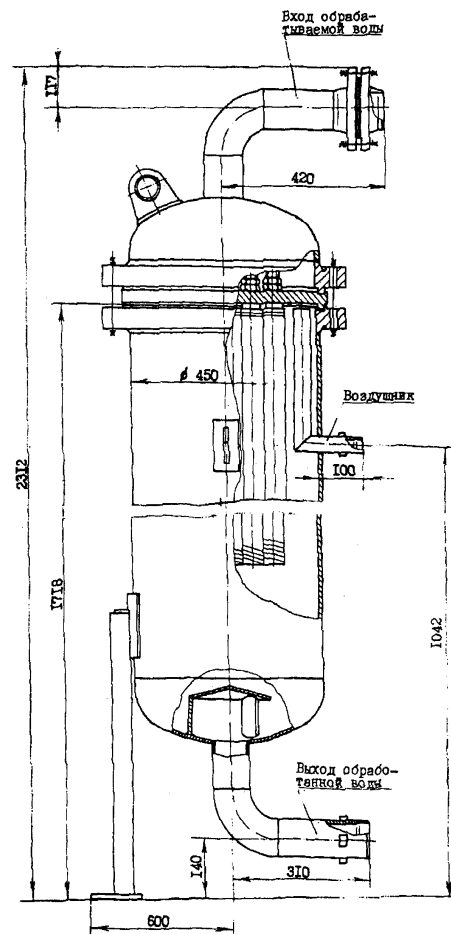


Рис. 9.7. Фильтр-ловушка зернистых материалов СВО-2

Очищенная на установке СВО-2 дегазированная вода при сливах контура поступает в баки борсодержащей воды и далее на установку СВО-6 в спецкорпус.

Установки СВО-1 и СВО-2 расположены в главном корпусе.

Установка № 3 (СВО-3, рис. 9.8)

Предназначена для очистки вод, поступающих в систему спецканализа

ции (система трапных вод) при неорганизованных протечках

и промывках фильтров, а также других операциях. Очищенная на установке вода повторно используется в технологических системах станции.

Установка состоит из выпарной группы и группы ионитных фильтров, позволяющих получить воду высокого качества. Установка включает в себя фильтр механический трапных вод, выпарной аппарат, доупариватель, конденсатор-дегазатор, фильтр механический, фильтры ионитные, охладитель дистиллята, монжюс, охладитель сдувок и другое оборудование.

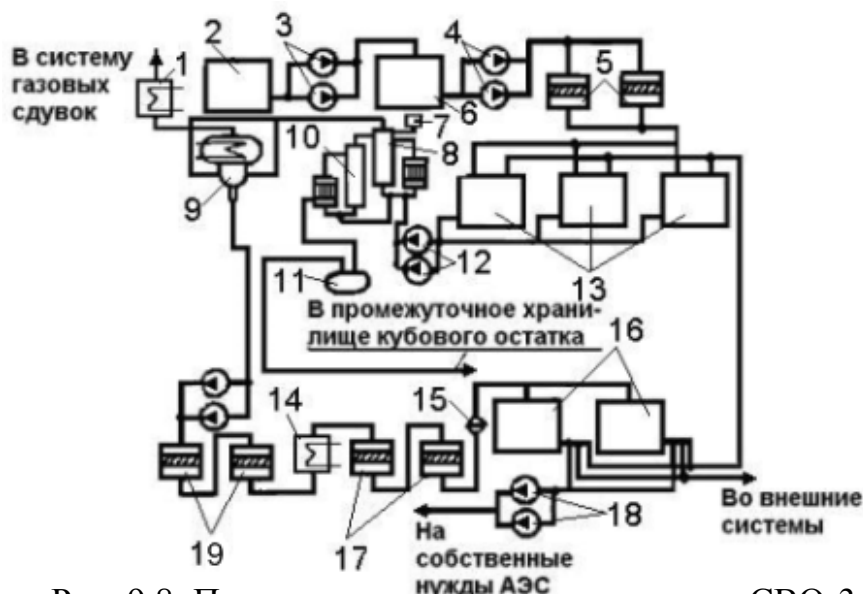


Рис. 9.8. Принципиальная схема установки СВО-3 ВВЭР-1000:

1 – охладитель газовых сдувок; 2 – бак спецканализации; 3 – насосы спецканализации; 4 – насосы бака-отстойника; 5 – механические фильтры трапных вод; 6 – бакотстойник трапных вод; 7 – устройство для загрузки колец Рашига; 8 – выпарной аппарат; 9 – конденсатор-дегазатор; 10 – доупариватель; 11 – монжюс; 12 – насосы трапных вод; 13 – баки трапных вод; 14 – охладитель дистиллята; 15 – фильтр ловушка зернистых материалов; 16 – контрольный бак; 17 – фильтр ионитный и активированного угля; 18 – насосы контрольных баков; 19 – механические фильтры.

Очистка осуществляется методом выпаривания с последующей доочисткой дистиллята из выпарных аппаратов на механических и ионитных фильтрах. Доупаривание служит для уменьшения объема солевых отходов путем увеличения их концентрации.

Очищенная вода поступает на собственные нужды установки СВО и системы реакторного отделения АЭС, в том числе для регенерации фильтров, приготовления растворов реагентов, дезактивации и т.п.

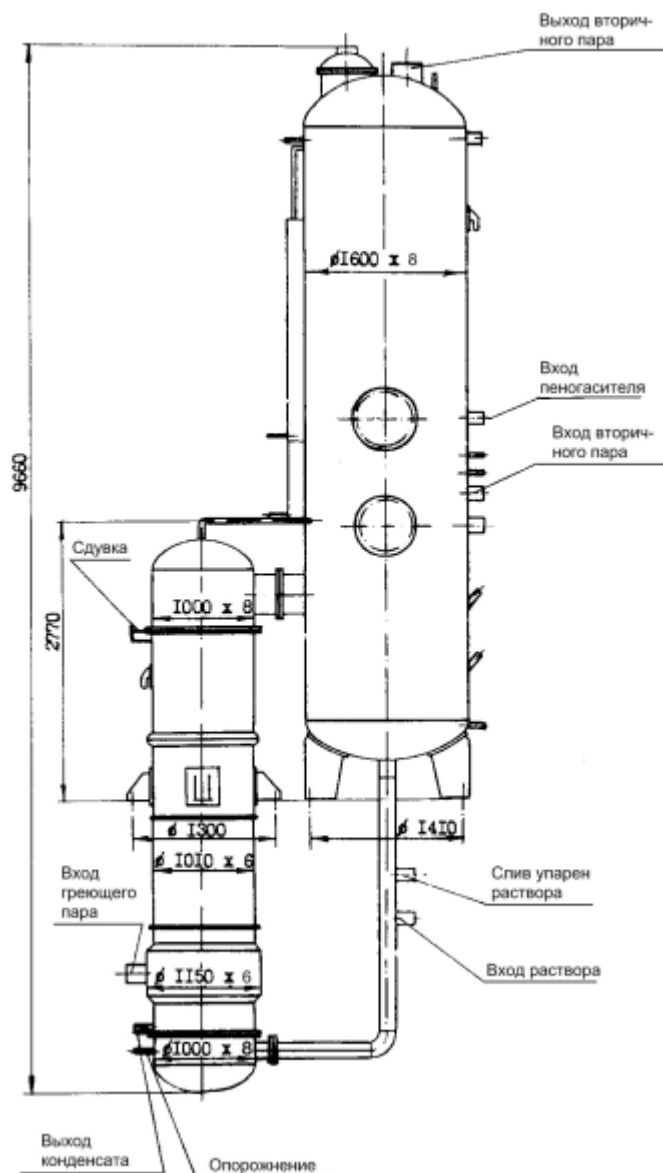


Рис.9.9. Выпарной аппарат

Площадь аппарата, $F = 150 \text{ м}^2$
Предназначен в качестве составного элемента СВО-3, СВО-6 и СВО-7 для очистки сильнозасоленных трапных и боросодержащих контурных вод и вод спецпрачечной методом дистилляции.

Выпарной аппарат состоит из выносной греющей камеры и сепаратора, соединенных между собой по водяной и паровой стороне.

Выносная греющая камера представляет собой вертикальный кожухотрубчатый теплообменник, трубки которого завальцованы и обварены в нижней и верхней трубных досках.

Выпариваемая вода подается в трубное пространство, греющий пар - в межтрубное пространство. Подвод воды осуществляется в соединительный трубопровод сепаратора с греющей камерой.

Сепаратор в своей верхней части имеет насадку из колец Рашига, а ниже ее – барботажную решетку. В верхней части сепаратор имеет люк для засыпки колец Рашига.

При очистке трапных и прачечных вод выпарной аппарат работает вместе с доупаривателем. Упаривание раствора происходит до концентрации 200 г/л

При очистке боросодержащих вод в выпарном аппарате происходит упаривание борной кислоты до 40 г/л.

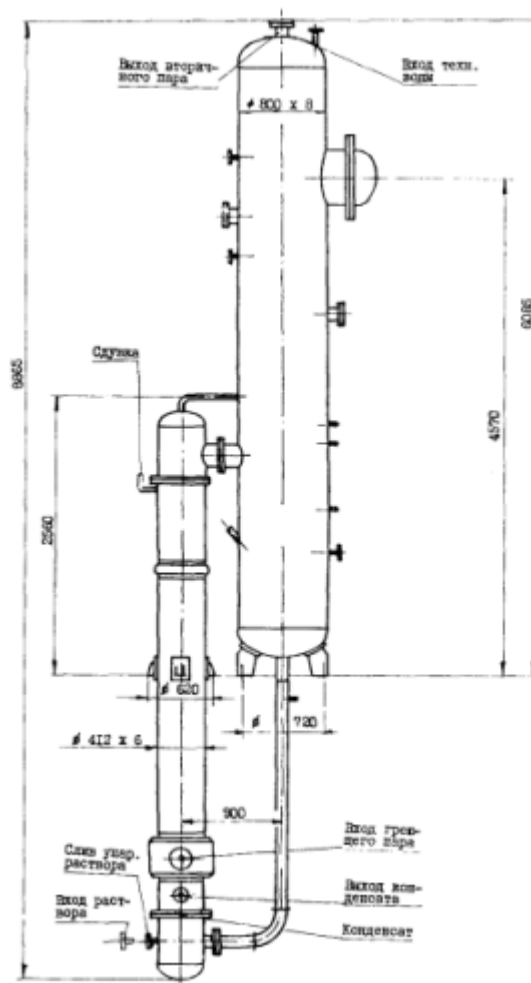


Рис.9.10. Доупариватель.

Доупариватель, $F = 25 \text{ м}^2$.
Предназначен в качестве составного элемента СВО-3 и СВО-7 для очистки трапжных вод и вод спец-прачечной.

По своей конструкции доупариватель аналогичен выпарному аппарату (без колец Рашига).

Упаривание растворов производится до концентрации 200 г/л. При очистке трапных и прачечных вод доупариватель работает совместно с выпарным аппаратом.

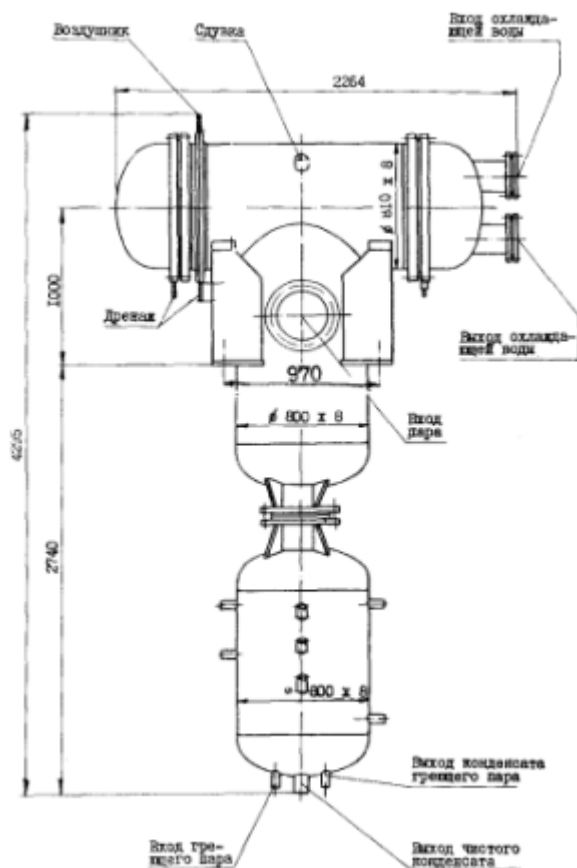


Рис. 9.11. Конденсатор-дегазатор.

Конденсатор-дегазатор, $F = 50 \text{ м}^2$.

Предназначен в качестве составного элемента СВО-3, СВО-6 и СВО-7 для конденсации вторичного пара, для предотвращения растворения в дистилляте и удаления из него инертных газов (криптона, ксенона), углекислого газа, аммиака и кислорода, для снижения степени загрязнения дистиллята легколетучими органическими примесями.

Состоит из горизонтального двухходового кожухотрубного теплообменника, используемого как конденсатор, двух вертикальных цилиндров $\varnothing 800 \text{ мм}$, деаэрационной насадки с кольцами Рашига (дегазатор) и сборника деаэрированного конденсата. В конденсаторосборник встроен змеевик, обогреваемый паром II контура 0,3 МПа. Пар, получаемый при этом, используется для деаэрации потока конденсата в деаэрационной насадке.

Конденсатор-дегазатор работает по принципу сочетания конденсации вторичного пара с деаэрацией получаемого конденсата.

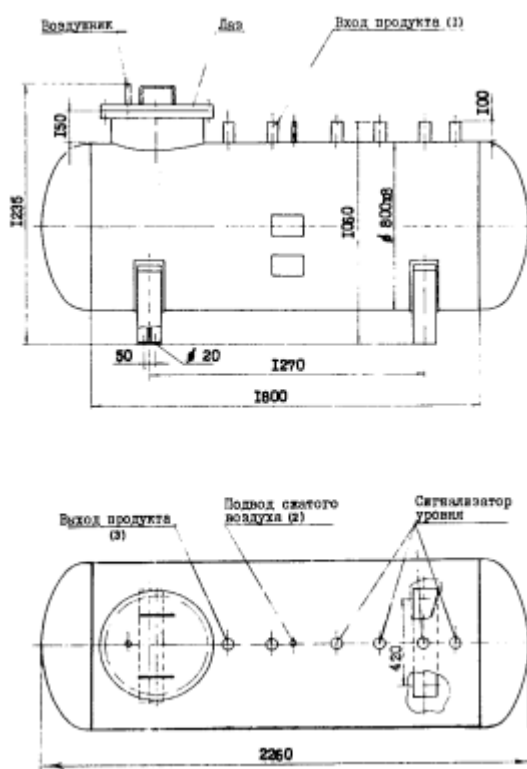


Рис. 9.12. Монжюс.

Монжюс используется в качестве составного элемента СВО-3, СВО-6 и СВО-7 и предназначен для перекачки кубового остатка с установок очистки трапных и прачечных вод в емкости кубового остатка хранилищ жидких отходов.

Представляет собой горизонтальный однокамерный аппарат, состоящий из следующих основных элементов: цилиндрического сваренного из листовой стали корпуса с приваренными к нему эллиптическими штампованными днищами, двух опор, штуцеров подачи и выдачи кубового остатка, подачи сжатого воздуха, вакуумной линии, замера уровня продукта в монжюсе, козырька для подъема люка в верхней части корпуса для осмотра и выгрузки остатка шлама.

При работе через штуцер I кубовый остаток поступает в монжюс (под давлением или под вакуумом), затем в монжюс подается сжатый воздух через штуцер 2, и кубовой остаток выдавливается через штуцер 3.

Установка № 4 (СВО–4, рис. 9.13)

Предназначена для очистки воды бассейнов выдержки (перегрузки) отработанного топлива и баков аварийного запаса раствора борной кислоты.

Установка имеет две параллельные (рабочая и резервная) нитки, каждая из которых состоит из одного механического и двух ионитных фильтров.

Очищенная вода возвращается в бассейны выдержки (перегрузки) и в баки аварийного запаса борной кислоты.

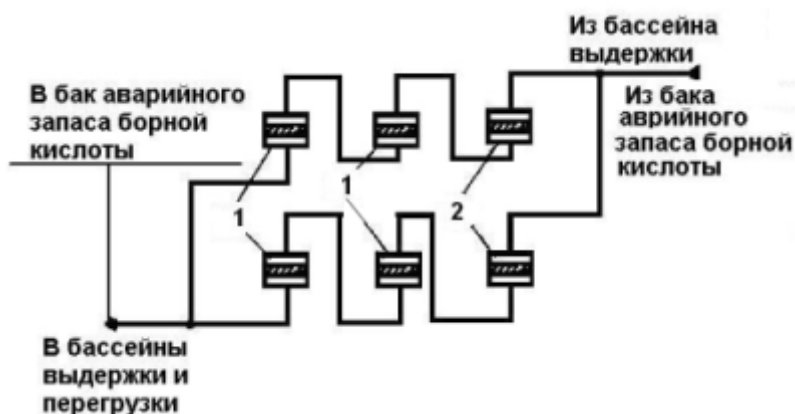


Рис. 9.13. Принципиальная схема установки СВО-4 ВВЭР-1000:
1 – ионитный фильтр; 2 – фильтр механический.

Установка № 5 (СВО–5, рис. 9.14).

Предназначена для очистки воды периодической и непрерывной продувок парогенераторов с целью возврата этой воды после очистки во второй контур АЭС.

Установка состоит из двух параллельно включенных ниток (рабочая и резервная), включающих в себя механические и ионитные фильтры.

Продувочная вода парогенераторов через охлаждающую установку поступает на фильтры, а очищенная вода после фильтров направляется в баки очищенной воды и далее при помощи насосов в деаэратор и дренажные баки машзала.

Предназначена для переработки борсодержащих вод первого контура, поступающих в баки борсодержащей воды при различных операциях, связанных с изменением мощности реактора, а также при останове и разогреве контура с целью получения дистиллята и раствора борной кислоты заданной концентрации для повторного использования в цикле, а также для очистки раствора свежей борной кислоты.

Установка состоит из выпарной части и двух групп фильтров и включает в себя выпарной аппарат, конденсатор-дегазатор, охладитель дистиллята, фильтры ионитные, фильтр механический, фильтр-ловушка, насосы и т.д.

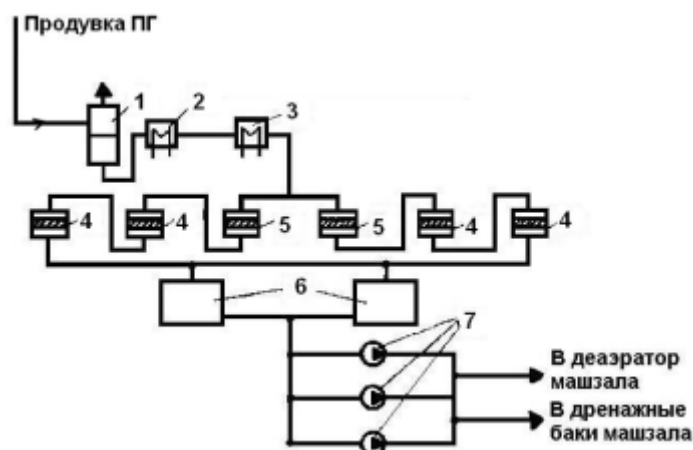


Рис. 9.14. Принципиальная схема установки СВО-5 ВВЭР-1000:

1 – расширитель продувки; 2 – регенеративный теплообменник продувки; 3 – доохладитель; 4 – фильтр ионитный; 5 – фильтр механический; 6 – баки очищенной воды; 7 – насосы бака очищенной воды.

Установка № 6 (СВО-6, рис. 9.15)



Рис. 9.15. Принципиальная схема установки СВО-6:

1 – охладитель газовых сдувок; 2 – конденсатор-дегазатор; 3 – фильтр ионитный и активированного угля; 4 – ловушка зернистых материалов; 5 – баки очищенной воды; 6 – насосы очищенной воды; 7 – охладитель дегазированной воды; 8 – насосы дегазированной воды; 9 – выпарная установка; 10 – насосы грязного борного концентрата; 11 – механический фильтр; 12 – охладитель борного концентрата; 13 – ионитные фильтры; 14 – фильтрловушка.

Образующийся при упаривании борный концентрат очищается на ионитных фильтрах и направляется в баки борного концентрата реакторного отделения, а очищенная вода подается в баки дистиллята реакторного отделения.

Установка № 7 (СВО-7, рис. 9.16).

Предназначена для очистки вод спецпрачевой с целью получения чистой воды для повторного использования в системах АЭС.

Установка включает в себя выпарную часть и группу ионообменных фильтров и состоит из фильтров предочистки, выпарного аппарата, доупарива-

теля, конденсатора-дегазатора механических фильтров, ионитных фильтров, охладителей дистиллята, монжюса, насосов и т.д.

Вода на очистку поступает из санитарно-бытового корпуса, очищенная вода направляется на подпитку системы второго контура и на повторное использование в спецпрачечной.

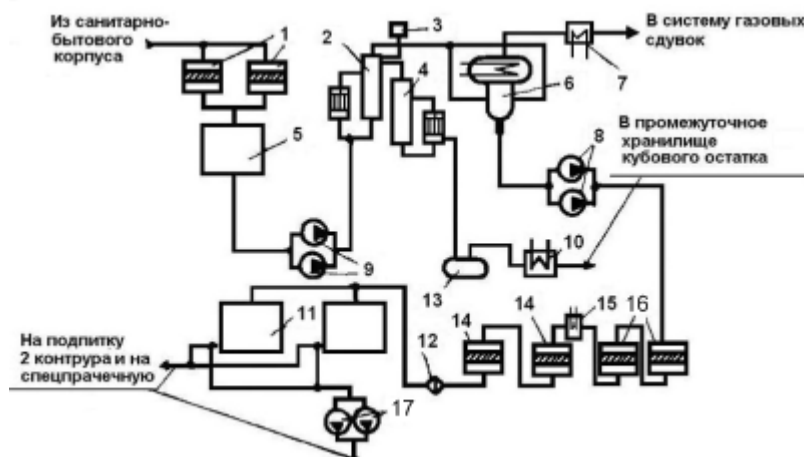


Рис. 9.16. Принципиальная схема установки СВО-7 ВВЭР-1000:

1- Фильтр механический; 2 – выпарной аппарат; 3 – устройство для загрузки колец Рашига; 4 – доупариватель; 5 – бак-накопитель; 6 – конденсатор-дегазатор; 7 – охладитель газовых сдувок конденсатора-дегазатора; 8 – насосы дегазированной воды; 9 – насосы бака-накопителя; 10 – охладитель кубового остатка; 11 – баки очищенной воды; 12 – фильтр зернистых материалов; 13 – монжюс; 14 – ионитные фильтры; 15 – охладитель конденсата; 16 – механические фильтры; 17 – насосы чистого конденсата.

Растворный узел (РУ, рис. 9.17)

Растворный узел предназначен для приготовления раствора борной кислоты, растворов для поддержания водного режима первого контура, растворов для регенерации сорбентов (кислотного и щелочного), а также растворов для дезактивации.

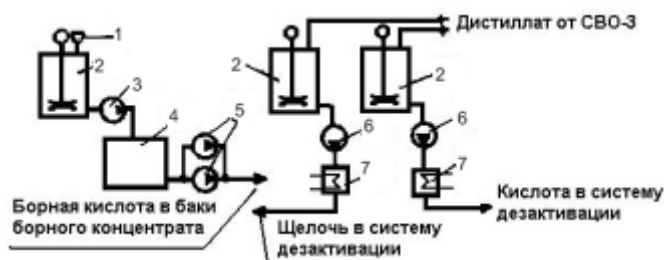


Рис. 9.17. Принципиальная схема растворного узла СК ВВЭР-1000:

1 – бункер загрузки борной кислоты; 2 – контактный чан растворов с мешалкой; 3 – насос подачи раствора борной кислоты; 4 – бак хранения борного концентрата; 5 – насосы борного концентрата; 6 – насос дезактивирующего раствора (кислоты/щелочи); 7 – подогреватель дезраствора (кислоты/щелочи).

9.3. Система борного регулирования

В систему борного регулирования ЯППУ с серийным реактором ВВЭР-1000 входят две подсистемы: борного концентрата и борсодержащей воды.

Система борного концентрата состоит из следующих основных элементов: бака борного концентрата и насоса борного концентрата. Она предназначена для приема и хранения борного концентрата после очистки на фильтрах установки СВО-6 и от узла приготовления борной кислоты; для подачи борного концентрата на всас подпиточных насосов в режиме борного регулирования с расходом до $6 \text{ м}^3/\text{ч}$ при текущем регулировании мощности реакторной установки, подачи борного концентрата на всас подпиточных насосов при доведении концентрации борной кислоты в первом контуре до стояночной концентрации (16 г/кг).

Система борсодержащей воды служит для приема борного концентрата при переливе и дренировании баков борного концентрата и баков аварийного запаса бора, приема теплоносителя при дренировании первого контура через систему продувки-подпитки и систему организованных протечек, приема борсодержащей воды при переливе и дренировании деаэратора подпитки, подачи борсодержащей воды в систему подпитки при заполнении первого контура, заполнения и подпитки прямков аварийного запаса бора, подачи борсодержащей воды для очистки на установку СВО-6. Система состоит из следующих основных элементов: бака борсодержащей воды, насоса борсодержащей воды, насоса заполнения контура, монжюса борсодержащей воды.

9.4. Система продувки-подпитки первого контура АЭС с ВВЭР-1000

Система продувки-подпитки первого контура серийного энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-1000 предназначена для:

- поддержания требуемой по условиям ведения технологического процесса концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура;
- обеспечения требуемого качества теплоносителя первого контура;
- компенсации неорганизованных протечек воды первого контура;
- очистки и возврата в контур организованных протечек, подачи запасающей воды на ГЦН;
- заполнения и гидроиспытания первого контура при давлении 3,5–18,5 МПа;
- деаэрации вводимого в первый контур и выводимого из него теплоносителя;
- расхолаживания компенсатора давления при неработающих ГЦН. В состав системы продувки-подпитки (см. рис. 9.18) входят: регенеративный теплообменник продувки, доохладитель продувки, деаэратор

Система продувки-подпитки технологически связана с системами компенсации давления, организованных протечек, гидроиспытаний гидроемкостей САОЗ, гидроиспытаний первого контура, СВО-2, дистиллята, борсодержащей воды, борного концентрата, спецканализации, отбора проб, газовых сдувок, азота, узлом химических реагентов, пассивной частью САОЗ, ГЦН.

Подпиточный агрегат включает в себя предвключенный насос, подпиточный насос, автономную маслосистему.

Предвключенный насос (тип АХ90/49-К-2Г) предназначен для обеспечения бескавитационной работы основного подпиточного насоса путем создания подпора на всасе. Для обеспечения нормальной работы насоса при малых расходах подпитки предусмотрена байпасная линия рециркуляции.

Подпиточный насос (тип ЦН60-180) – центробежный, горизонтальный, двухкорпусной, четырехступенчатый.

Предельное давление нагнетания насоса – 20,0 МПа. Регулирование подачи насоса осуществляется изменением числа оборотов вала насоса при помощи однополостной гидромолоты с черпаковым регулятором и зубчатой парой.

Деаэраторы подпитки и борного регулирования по конструкции идентичны (рис. 9.19) и представляют собой вертикальный бак-аккумулятор со встроенным подогревателем и деаэрационной колонкой, установленной на баке. Нагревателем воды в баке служит трубный пучок, в который поступает пар второго контура с давлением 0,35 МПа.

Деаэратор обеспечивает снижение содержания водорода не менее чем в 10 раз, кислорода – в 500 раз. Выпар деаэрата подпитки направляется в систему дожигания водорода. В случае отсутствия греющего пара и падения давления в деаэраторе подпитки предусмотрена подача азота для разбавления водорода. Выпар деаэрата борного регулирования направляется через охладитель выпара в вентиляционную трубу.

Деаэратор представляет собой цилиндрический аппарат, состоящий из двух основных элементов:

- вертикального бака-аккумулятора со встроенным подогревателем 8,
- деаэрационной (дегазационной) колонки, установленной на баке 13.

Деаэрационная колонка 13 с внутренним $D_y = 1400$ мм установлена сверху бака-аккумулятора соосно с ним и приварена к его верхнему днищу. Внутри деаэрационной колонны организованы:

- главная 16 и периферийная 18 разделительные камеры,
- центральная 19 и кольцевая 11 струйные камеры,
- малая 10 и большая 22 насадочные колонны.

Главная распределительная камера 16 образована цилиндрическими перегородками, малой распределительной тарелкой 15 и корпусом деаэрационной колонны.

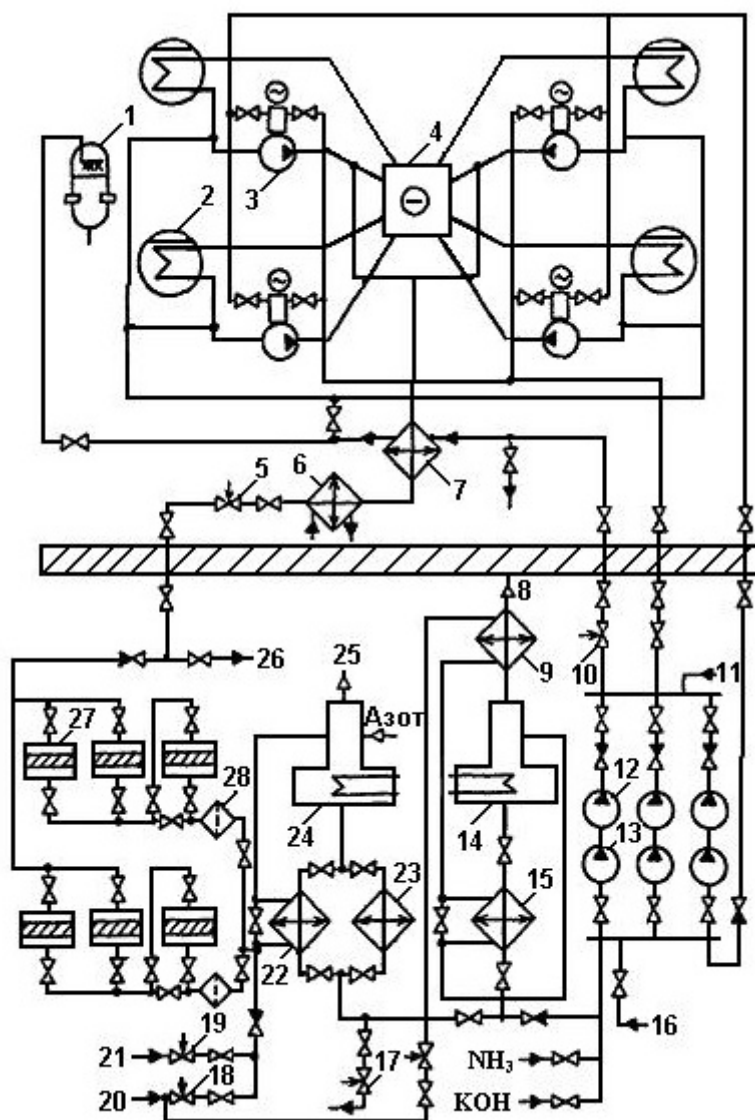


Рис. 9.18. Система продувки-подпитки первого контура ВВЭР-1000.

1 – компенсатор давления; 2 – парогенератор; 3 – ГЧН; 4 – реактор; 5, 10, 17, 18, 19 – регулирующие клапаны; 6 – доохладитель продувки; 7 – регенеративный теплообменник; 8 – в вентиляционную трубу; 9 – охладитель выпара деаэратора борного регулирования; 11 – ввод гидразина, аммиака; 12 – подпиточный насос; 13 – предвключенный насос; 14 – деаэратор борного регулирования; 15 – охладитель дистиллата; 16 – от насоса борного концентрата; 20 – от насоса дистиллата; 21 – от насоса заполнения; 22 – охладитель подпиточной воды; 23 – доохладитель подпиточной воды; 24 – деаэратор подпитки; 25 – в систему дожигания водорода; 26 – в бак организованных протечек; 27 – ионообменный фильтр; 28 фильтр-ловушка.

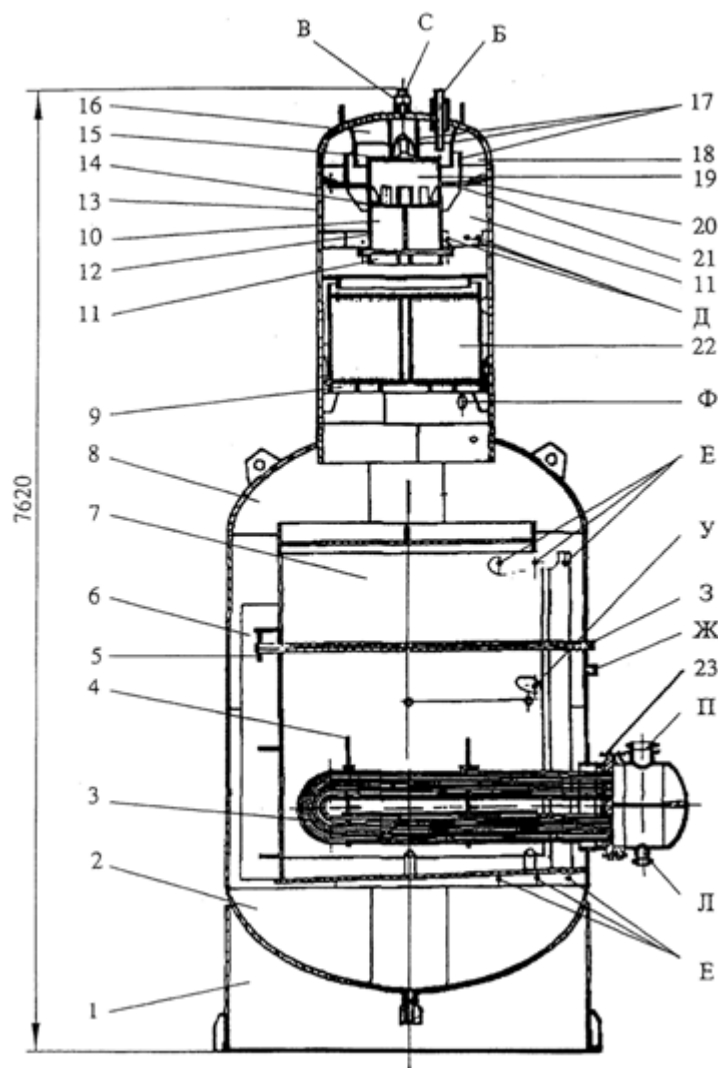


Рис.9.19. Деаэратор подпитки:

1-опора; 2-днище нижнее; 3-подогреватель воды; 4-накладка; 5-опора; 6-труба; 7-корпус теплообменника; 8-бак-аккумулятор; 9-опорная конструкция; 10-малая насадочная колонна; 11-кольцевая струйная камера; 12-обечайка; 13-колонка деаэрационная; 14-провальная распределительная тарелка; 15-малая распределительная тарелка; 16-главная распределительная тарелка; 17-цилиндрические; 18-периферийная распределительная камера; 19-центральная струйная камера; 20-большая распределительная тарелка; 21-глухое днище; 22-большая насадочная колонна; 23-кольцо подкладное;

Б-рециркуляция; В-выход выпара; Д-присоединение датчиков давления; Е-присоединение уровнемера; Ж-присоединение датчика температуры; З-вход азота; Л-отвод конденсата греющего пара; П-подвод греющего пара; С-подвод дегазируемой среды; У-слив конденсата из системы дожигания водорода; Ф-аварийный ввод конденсата.

Периферийная распределительная камера 18 ограничена цилиндрическими перегородками и большой распределительной тарелкой 20. Обе камеры сообщаются через гидрозатвор, образованный перегородками и глухим днищем.

Малая насадочная колонна 10, $\varnothing 600$ мм и высотой 400 мм, расположена в нижней части обечайки под центральной струйной камерой 19. Над насадкой установлена провальная распределительная тарелка 14 с семью пат-

рубками 108х6 для пропуска пара и 54 отверстиями Ø8 для равномерного распределения воды.

Большая насадочная колонна 22, Ø1240 мм и высотой 700 мм, расположена в нижней части деаэрационной колонны под кольцевой струйной камерой 11 и малой насадочной колонной 10. Над насадкой установлена провальная распределительная тарелка 20 с восемнадцатью патрубками 159х6 для пропуска пара и 414 отверстиями Ø8 для равномерного распределения воды.

Для организации эффективного газоудаления в связи с большим диапазоном нагрузки и для увеличения площади контакта пара и воды в колонке организованы два самостоятельных контура для больших и малых потоков. Малая насадочная колонна предназначена для работы с расходом до 9 т/час, при повышении расхода оставшаяся часть воды переливается на большую насадочную колонну.

Подпиточная вода отводится из нижней части бака-аккумулятора.

Деаэратор обеспечивает деаэрацию поступающих потоков в следующих режимах:

- номинальном,
- борного регулирования при вводе и выводе бора,
- аварийном при вводе бора.

Деаэратор обеспечивает хорошую деаэрацию и дегазацию потоков с расходом до 70 м³/час при температуре 104 °С в паровом режиме, снижая содержание кислорода при дегазации с 10 мг/кг воды до 0,02 мг/кг воды.

Работа системы продувки-подпитки. Подпитка первого контура осуществляется от постоянно работающего подпиточного агрегата. Подогреваясь в регенеративном теплообменнике, подпиточная вода направляется в первый контур в "холодные" нитки на всас ГЦН всех четырех петель. Штуцер каждой врезки в главный циркуляционный контур снабжен специальным сужающим устройством, которое позволяет ограничить течь из трубопровода в случае его разрыва.

Продувка первого контура осуществляется из холодных ниток петель № 2 и 3 с нагнетания ГЦН. Продувочная вода охлаждается в регенеративном теплообменнике за счет теплообмена с подпиточной водой и в доохладителе водой промежуточного контура до 40–50 °С. После охлаждения продувочная вода направляется на фильтры СВО-2 через регулирующий клапан 5 (см. рис. 9.18). После СВО-2 очищенная вода подается в деаэратор подпитки и далее на всас подпиточных насосов.

Неорганизованные протечки первого контура компенсируются за счет ввода в контур дистиллята в автоматическом режиме по программе поддержания заданного уровня в деаэраторе либо вводом борного концентрата. Регулирование подачи борсодержащей воды в деаэратор осуществляется опера-

тором или регулятором в режиме поддержания уровня в деаэраторе подпитки.

В режимах борного регулирования система продувки-подпитки контура обеспечивает:

- снижение концентрации борной кислоты не менее 20 %/ч по сравнению с текущей;
- увеличение концентрации борной кислоты не менее 3 (г/кг)/ч при текущей концентрации 8 г/кг.

В режиме ввода бора в первый контур борная кислота подается на всас подпиточных агрегатов с расходом до 60 м³/ч. Теплоноситель, выводимый из первого контура, по линии продувки через фильтры СВО-2 подается в деаэратор, откуда сбрасывается в баки борсодержащей воды. Уровень в деаэраторе подпитки в режиме водообмена поддерживается регулятором с воздействием на клапан 17 (см. рис. 9.18). Расход продувки поддерживается воздействием на клапаны 5. В режиме вывода бора из первого контура дистиллят с расходом 60 м³/ч подается в деаэратор борного регулирования и далее на всас подпиточных агрегатов.

При гидроиспытаниях первого контура подпиточными агрегатами необходимое давление в контуре поддерживается в автоматическом режиме регулятором с воздействием на клапан 5 на линии продувки.

Уровень в компенсаторе давления в режиме нормальной эксплуатации поддерживается регулятором с воздействием на клапан 10 напорной магистрали подпитки.

Давление в деаэраторах подпитки и борного регулирования во всех режимах работы системы продувки-подпитки поддерживается изменением расхода греющего пара.

Ввод реагентов в первый контур осуществляется подачей гидразин-гидрата, аммиака и едкого калия на всас подпиточных насосов или в напорный коллектор подпитки.

Деаэратор борного регулирования в режиме нормальной эксплуатации поддерживается в состоянии "горячего" резерва. Через него осуществляется постоянный проток дистиллята.

Эксплуатация системы продувки-подпитки. Основным эксплуатационным режимом системы является подпитка первого контура борсодержащей водой от деаэратора подпитки с расходом 30–40 м³/ч и продувка первого контура с расходом 30 м³/ч (расход зависит от организованных протечек). Подпиточная вода подается подпиточными агрегатами, из которых один агрегат постоянно работает на подпитку и подачу запирающей воды на уплотнения ГЦН, второй агрегат находится в "горячем" резерве (в постоянной готовности к включению по блокировке или вручную оператором), третий агрегат может быть выведен в ремонт.

Проектом предусмотрено надежное резервирование отдельных узлов и элементов системы, поэтому выход их из строя не ведет за собой отключения всей системы и она сохраняет работоспособность при любых режимах работы АЭС.

Выполнение конкретных операций при эксплуатации системы осуществляет персонал реакторного цеха (РЦ) по зонам обслуживания, определенным в должностных инструкциях. Оперативное обслуживание системы продувки-подпитки во время ее работы заключается в непрерывном контроле и поддержании в пределах заданного диапазона тепломеханических параметров. Контроль параметров системы ведется по приборам БЦУ, получением информации с УВС и по месту (уровень воды в КД, уровень воды в деаэраторах подпитки-продувки и борного регулирования, перепад давления на уплотнениях ГЦН). В случае выхода параметра за расчетный диапазон (при появлении предупредительных сигналов) необходимо убедиться в достоверности показаний по дублирующим показаниям, выявить причины отклонения параметров от номинальных и немедленно принять меры к их устранению. При невозможности восстановления номинальной величины параметра или появлении аварийных сигналов необходимо отключить оборудование и включить резервное.

Оперативный персонал обязан не реже двух раз в смену контролировать состояние помещений, оборудования, трубопроводов, КИП и арматуры системы с целью своевременного обнаружения отклонений от условий нормальной эксплуатации путем проведения обходов и осмотров в доступных местах. При осмотрах системы необходимо обращать внимание на целостность оборудования и трубопроводов, плотность фланцевых разъемов, состояние опор и подвесок, отсутствие вибрации трубопроводов, отсутствие течей по валу насоса, наличие масла в подшипниках электродвигателя насоса и т. д. Ежедневно оператор должен проверять соответствие положения арматуры системы технологической схеме, надежность отключения трубопроводов высокого давления от трубопроводов низкого давления, наличие запоров на арматуре. Все операции, проводимые на оборудовании системы, должны подробно отражаться в оперативной документации. Изменения в технологической схеме заносятся в оперативную схему трубопроводов продувки-подпитки.

Периодически, в соответствии с графиком, необходимо проводить опробование работоспособности блокировок, переходы с работающего на резервное оборудование, пробные включения резервного оборудования, профилактические осмотры оборудования. Во время профилактических осмотров подпиточных агрегатов необходимо обращать внимание на плотность фланцевых соединений, надежность крепления, исправность фундаментов насосов, наличие ограждения вращающихся частей, состояние уплотнения вала, легкость вращения вала, состояние кабеля электродвигателя, исправность заземления, отсутствие деформации плавких предохранителей гидромуфты. Результаты осмотров отражаются в оперативном журнале, выявленные дефекты заносятся в журналы дефектов соответствующих цехов.

9.5. Система организованных протечек блока АЭС с ВВЭР-1000

Система организованных протечек предназначена для:

- сбора, охлаждения и возврата в систему продувки-подпитки организованных протечек теплоносителя первого контура во всех режимах эксплуатации энергоблока;
- дренирования первого контура.

Организованные протечки отводятся от трубопроводов аварийного впрыска бора, трубопроводов аварийного расхолаживания, трубопроводов теплообменников аварийного расхолаживания; трубопроводов гидроемкостей; насосов подпитки; уплотнения разъемов реактора, компенсатора давления, парогенераторов и ГЦН.

Дренирование первого контура проводится от четырех петель главного циркуляционного контура через дренажи и от четырех насосов ВЦЭН через клапаны. Система обеспечивает также дренирование трубопроводов фильтров СВО-2, барботажного бака системы компенсации давления и гидроемкостей САОЗ.

При работе энергоблока на мощности в систему организованных протечек поступают протечки теплоносителя от насосов подпитки первого контура ($\sim 14 \text{ м}^3/\text{ч}$) из концевых уплотнений, от отсечной арматуры систем безопасности ($\sim 0,5 \text{ м}^3/\text{ч}$).

Система организованных протечек (рис. 9.20) технологически связана с системами первого контура, продувки-подпитки, аварийного впрыска бора, аварийного и планового расхолаживания блока, очистки продувочной воды, специгазоочистки.

Организованные протечки первого контура поступают в межтрубное пространство в среднюю часть теплообменника организованных протечек и охлаждаются до температуры $50\text{--}60^\circ\text{C}$ водой промежуточного контура, циркулирующей внутри U-образных трубок. Из нижней части теплообменника конденсат поступает в бак организованных протечек. Из верхней части теплообменника парогазовая смесь после разбавления азотом для уменьшения концентрации водорода сбрасывается в бак организованных протечек. Для защиты теплообменника от повышения давления на нем установлен предохранительный клапан со сбросом в герметичный трап.

При повышении уровня в баке организованных протечек до 1350 мм по блокировке включается насос на закрытую задвижку. При повышении давления в напорном патрубке работающего насоса до 2,2 МПа открывается вентиль на напоре и включается в работу регулятор, который поддерживает уровень в баке 1400 мм.

При уменьшении расхода до $10 \text{ м}^3/\text{ч}$, во избежание вскипания теплоносителя в корпусе насоса, открывается вентиль на линии рециркуляции. Работающий насос отключается по блокировке при снижении уровня в баке до 300 мм, а также при температуре среды в баке более 60°C и снижении давления нагнетания менее 2,0 МПа.

При первом запуске насоса самовсасывание происходит за счет воды, залитой в вакуумный бак, расположенный рядом с насосом. Падение уровня в вакуумном баке в момент пуска создает разрежение и подъем воды из бака организованных протечек. Для повторного запуска насоса предусмотрена байпасная линия с установленной на ней дроссельной шайбой, обеспечивающая постоянную подачу перекачиваемой воды из напорного трубопровода насосом в вакуумный бак с расходом 1 м³/ч.

Насосы подают воду в деаэратор подпитки, через фильтры СВО-2. При дренировании первого контура теплоноситель откачивается в баки борсодержащей воды помимо фильтров СВО-2 и деаэратора подпитки.

Защиту бака организованных протечек от избыточного давления, а также от вакуумирования обеспечивает гидрозатвор.

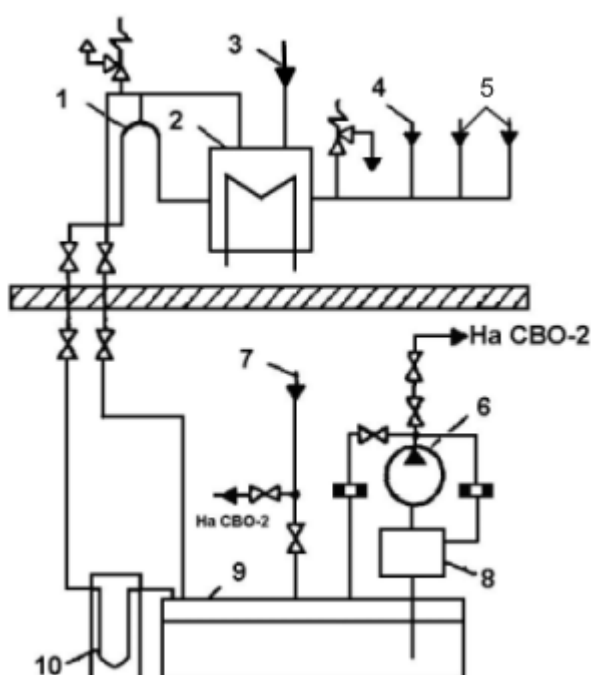


Рис. 9.20. Система организованных протечек:

1, 10 – гидрозатвор; 2 – теплообменник; 3 – дренаж трубопроводов и фильтров СВО-2; 4 – вода от циркуляционных петель главного циркуляционного контура; 5 – организованные протечки; 6 – насос; 7 – линия вывода теплоносителя на продувку; 8 – вакуумный бак; 9 – бак организованных протечек.

Оперативное обслуживание системы организованных протечек при нормальной эксплуатации заключается в периодическом контроле и поддержании в пределах расчетного диапазона тепломеханических параметров системы.

9.6. Промежуточный контур

Одним из технологических мероприятий по защите персонала и населения от ионизирующих излучений при эксплуатации АЭС, а также радиационной безопасности АЭС является создание промконтуров охлаждающей воды. Отвод теплоты от работающего на радиоактивной воде под давлением,

превышающим в номинальных режимах давление технической воды, должен осуществляться через промежуточный контур (промконтур) во всех режимах работы. Для исключения возникновения радиоактивных загрязнений в технической воде, охлаждающей воду промконттура, давление в нем (промконтуре) поддерживается ниже, чем в системе технической воды.

На АЭС с ВВЭР-440 сложились названия систем промежуточного контура в зависимости от того, какой потребитель является преобладающим в системе:

промконтур ГЦН, охлаждающий теплообменники ГЦН, доохладитель продувочной воды главного циркуляционного контура, теплообменники специальных вентиляционных систем и другие потребители, определяемые проектом;

промконтур СУЗ, отводящий теплоту от автономных контуров охлаждения СУЗ и другого оборудования, определяемого проектом;

промконтур системы аварийного охлаждения зоны, предназначенный для охлаждения подшипников и подачи запирающей воды на уплотнения насосных агрегатов, входящих в САОЗ.

Для каждой группы оборудования система промконтура представляет собой замкнутый контур, состоящий из группы насосов, теплообменников, бака запаса воды, трубопроводов и арматуры. При возникновении неисправностей в системе промконтура, препятствующих нормальному охлаждению теплообменников главного циркуляционного контура или приводов СУЗ, ядерный реактор должен быть остановлен оператором в срок, определяемый главным инженером АЭС.

Система промконтура ГЦН ЯППУ с реактором ВВЭР-440 (рис. 9.21) состоит из трех насосов, дыхательного бака, теплообменников автономного контура ГЦН, других теплообменников, трубопроводов, арматуры и представляет собой замкнутый контур. Нормальный температурный режим работы промконтура поддерживается изменением расхода технической воды регулятором. Дыхательный бак промконтура играет роль буферной емкости, создавая постоянный подпор насосам, а также выполняет роль подпиточной емкости при заполнении системы в процессе работы. На трубопроводах до теплообменников и после них установлены датчики радиационного гамма-контроля, сигнализирующие о поступлении радиоактивных веществ в промконтур.

Система промконтура ГЦН должна находиться в работе постоянно при работе хотя бы одного ГЦН при любой температуре первого контура или при температуре первого контура, выше 7 °С при неработающих ГЦН.

Система промконтура СУЗ ЯППУ с реактором ВВЭР-440 предназначена для охлаждения приводов АРК и исключения возможности проникновения радиоактивных веществ в техническую воду. Система промконтура СУЗ (рис. 9.22.) включает в себя дыхательный бак, три насоса, два теплообменника, два механических фильтра, 37 охладителей приводов АРК, трубопроводы, арматуру. Вода промконтура рабочим насосом прокачивается через

механический фильтр, подается на охлаждение приводов АРК, а затем поступает в теплообменник промконтура, где охлаждается технической водой. Нормальный температурный режим работы промконтура СУЗ поддерживается за счет изменения расхода технической воды регулятором.

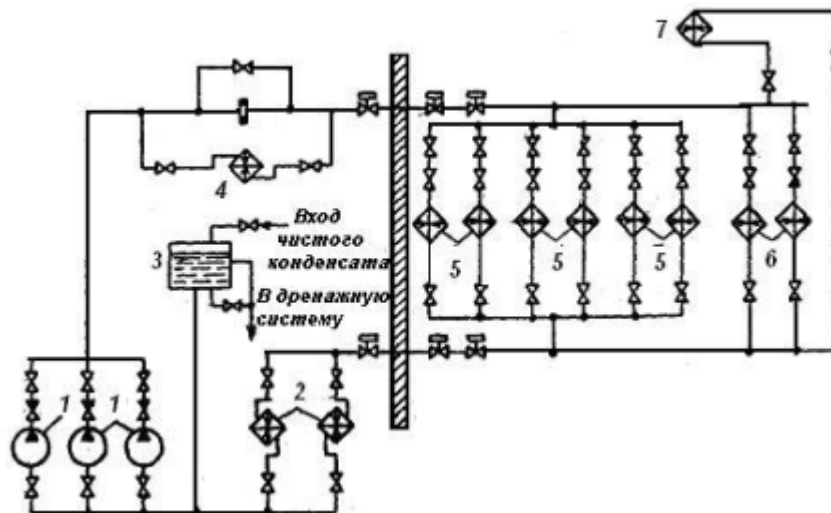


Рис. 9.21. Система промежуточного контура ГЦН ВВЭР-440:

1–насос промконтура; 2–теплообменник промконтура; 3–дыхательный бак; 4–теплообменник оргпротечек; 5–теплообменник запирающей воды и автономного контура; 6–доохладитель продувки 1 контура; 7–теплообменник барботера.

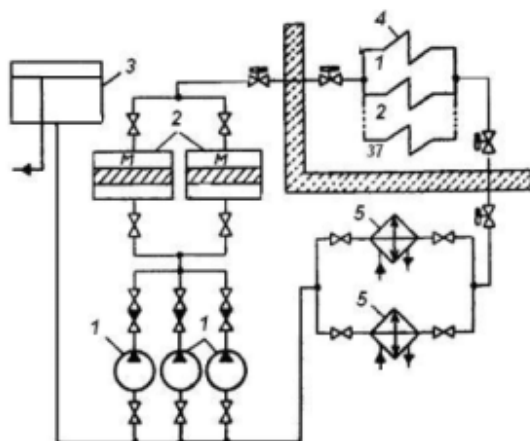


Рис. 9.22. Система промежуточно-го контура СУЗ ВВЭР-440:

1–насос промконтура; 2– механический фильтр; 3–дыхательный бак; 4– охладители приводов АРК (37 шт.); 5– теплообменник промконтура.

Ввод в работу системы промконтура СУЗ осуществляется при температуре первого контура более 80 °С. Основной режим работы системы – длительная работа приводов АРК при номинальных параметрах теплоносителя первого контура.

Система промконтура серийного энергоблока с ВВЭР-1000 (рис. 9.23) предназначена для отвода теплоты от теплообменников автономного контура ГЦН, корпусов уплотнения валов ГЦН, теплообменников запирающей воды ГЦН, охладителя протечек первого контура, доохладителя продувки первого

контура, охладителей отбора проб, охладителя барботажного бака (охлаждение приводов СУЗ реактора серийного энергоблока – воздушное).

Теплота, отводимая водой промконтуром от потребителей, передается технической воде в теплообменнике. Для бесперебойного охлаждения потребителей промежуточного контура в системе предусмотрено три насоса, один из которых находится в работе, а остальные в резерве. Один из резервных насосов может быть выведен в ремонт. Система промконтура вводится в работу при температуре первого контура выше 70 °С или перед включением ГЦН в работу.

В связи с тем что охладитель барботажного бака и охладители отбора проб подключаются только по мере надобности, насос промконтура работает в диапазоне подач от 400 до 600 м³/ч в пределах рабочей характеристики. При этом давление, создаваемое насосом, изменяется от 0,42 до 0,35 МПа.

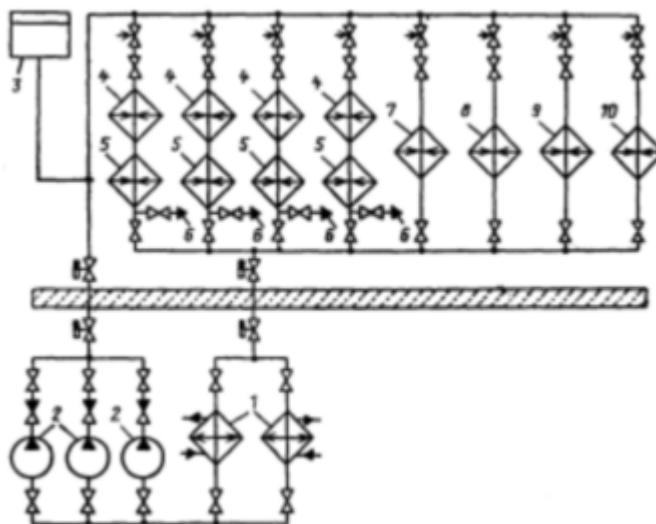


Рис. 9.23. Система промежуточного контура ВВЭР-1000:

1– теплообменник промконтура; 2–насос; 3– дыхательный бак; 4– теплообменник автономного контура ГЦН; 5– теплообменник запирающей воды ГЦН; 6– отбор проб на датчики радиационного контроля; 7–охладитель протечек 1 контура; 8–охладитель барботера; 9–доохладитель продувки 1 контура; 10–охладитель отбора проб.

Контроль параметров системы ведется по приборам БЩУ, по месту установки оборудования, получением информации от УВС. В случае отклонения параметра за допустимые пределы и невозможности восстановления его нормального значения необходимо перейти на резервное оборудование, а неисправное оборудование отключить и вывести в ремонт. Не реже двух раз в смену старший оператор реакторного отделения обязан контролировать состояние помещений, оборудования, трубопроводов, арматуры и КИП с целью своевременного обнаружения отклонений от условий нормальной эксплуатации и выявления дефектов.

9.7. Системы технологической газоочистки и их эксплуатация

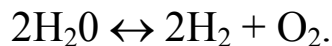
9.7.1. Выбросы радиоактивных газообразных отходов АЭС в атмосферу

При работе АЭС образуются три вида радиоактивных отходов: твердые, жидкие и газообразные.

Газообразные отходы после очистки и фильтрации рассеиваются в атмосфере через вентиляционные трубы с соблюдением нормативов по выбросу радиоактивных веществ.

Источниками образования газообразных отходов на АЭС с водородными реакторами являются; радиолиз воды; коррозия конструкционных материалов, газовые компенсаторы давления; подпитка теплоносителя; дефектные ТВЭЛы; химические добавки для поддержания заданного водного режима; ядерные реакции; радиолиз и термордиолиз ионитов системы очистки первого контура.

Радиолиз воды заключается в разрушении молекул воды и растворенных в ней примесей под действием различных видов ионизирующего излучения и образования H , OH , H_2 , H_2O_2 , O_2 , HO_2 , H_2O . Реакцию радиолиза для первого контура реактора с водой под давлением обычно записывают так:



В реакторах ВВЭР коррозия металла обычно сопровождается выделением водорода, часть которого входит в структуру металла, образуя гидриды, а часть диффундирует в воду первого контура, либо в окружающую среду. При этом коррозия является достаточно мощным источником водорода, так как поверхности, омываемые теплоносителем, исчисляются тысячами квадратных метров.

На АЭС с реакторами ВВЭР в основном применяются паровые компенсаторы давления, которые в отличие от газовых не являются источниками газа. Для снижения поступления газов с подпиточной водой используют воду высокой чистоты с концентрацией кислорода меньше 0,02 мг/кг и термическую деаэрацию.

Химические добавки в воду первого контура вводятся для поддержания заданного водного режима. Некоторые добавки под действием высокой температуры и излучения реактора могут разлагаться, образуя газы.

При работе ядерного реактора в ТВЭЛх образуются газообразные продукты деления, часть которых диффундирует из объема горючего к поверхности сердечника и далее в зазор между топливом и защитной оболочкой или в специальный газосборник. При разгерметизации оболочки ТВЭЛх часть этих газообразных продуктов или легколетучих продуктов деления выходит в теплоноситель.

В результате накопления на ионообменных фильтрах продуктов коррозии и деления возрастает их радиоактивность, в результате чего может про-

исходить разрушение ионитов (в основном анионитов) с выделением продуктов термического и радиационного разрушения в фильтрах. При попадании в первый контур эти продукты претерпевают радиационно-химические превращения, давая в конечном итоге водород, азот, аммиак и угольную кислоту.

Кроме того, газообразные отходы возникают в результате дегазации разного рода протечек теплоносителя, выхода газов при водообмене в реакторе и при отборе проб воды. Так, на реакторах ВВЭР организованные протечки от ГЗЗ, уплотнений ГЦН отводят в деаэратор, откуда выделившиеся при дегазации радиоактивные газы и аэрозоли направляют в систему спецгазоочистки. При неорганизованных протечках радиоактивные газы и аэрозоли попадают в воздух помещений.

Отводимые из технологического оборудования газы, как правило, состоят из азота с примесью водяного пара, водорода, газообразных продуктов деления. Для реакторов ВВЭР объем этих газов равен $4 - 70 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Система обработки газообразных отходов (ГО) (рис. 9.24) включает в себя следующие виды очистки: от паров воды и водорода, от аэрозолей на аэрозольных фильтрах и йода на йодных угольных фильтрах.

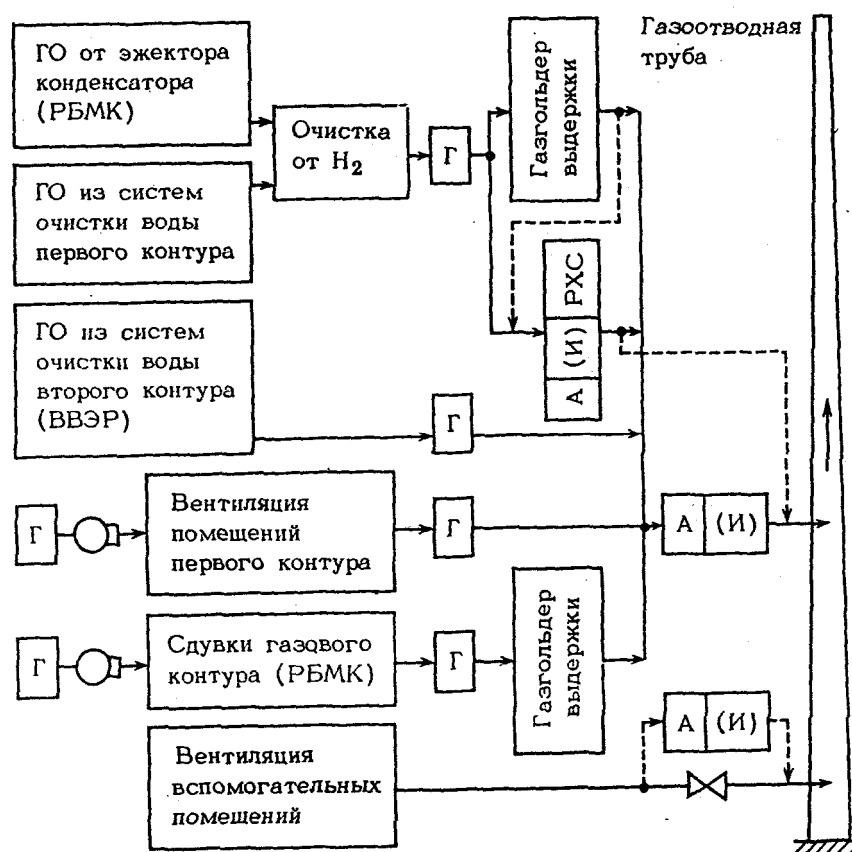


Рис. 9.24. Схема обработки и удаления ГО АЭС с реактором ВВЭР или РБМК.

Г – фильтр грубой очистки; А(И) – аэрозольный фильтр; РХС – радиохроматографическая система очистки газов.

Воздух, вентилируемый из основных и вспомогательных помещений АЭС в зависимости от удельной активности подвергается очистке на аэрозольных и йодных фильтрах либо выбрасывается в вентиляционную трубу, минуя систему очистки.

В состав газообразных радиоактивных выбросов входят инертные радиоактивные газы (ИРГ) (радионуклиды Кг, Хе), пары ${}^3\text{H}$ в газообразной форме, активационные газы (${}^{41}\text{Ar}$, ${}^{14}\text{C}$, ${}^{13}\text{N}$, ${}^{16}\text{N}$), галогены и радиоактивные вещества в твердой форме (продукты деления и активации).

Активность выбрасываемых газов снижают, задерживая их перед выбросом в трубу на время в течение которого происходит распад короткоживущих радионуклидов. Задержка проводится в специальных емкостях-газгольдерах или в фильтрах-адсорберах, входящих в состав радиохроматографической системы (РХС) очистки газов.

Наиболее широкое распространение на отечественных и зарубежных АЭС с водо-водяными реакторами получила адсорбционная очистка технологических газов, в частности, способ динамической адсорбции радионуклидов ксенона и криптона в колонке, работающей в режиме непрерывного потока. Благодаря динамической адсорбции в активированном угле происходит задержка газов в течение времени от нескольких суток до нескольких десятков суток в зависимости от конструкции РХС, условий эксплуатации, массового числа радионуклида. Например, в системе газоочистки III и IV блоков Нововоронежской и Кольской АЭС рабочий объем адсорбера РХС составляет 20 м^3 , что обеспечивает задержку Хе на 42 сут. и Кг на 3,5 сут. На АЭС «Ловиса» (Финляндия) в адсорбере объемом 40 м^3 Кг задерживается в течение 10 сут. Временная задержка газообразных отходов во много раз уменьшает их активность, что эквивалентно улавливанию значительной части радионуклидов. Системы, основанные на этом способе, наиболее просты в техническом отношении и в то же время достаточно эффективны. Проточная колонна обеспечивает очистку в $10^2 - 10^4$ раз, что позволяет поддерживать активность выбросов АЭС значительно ниже норм, установленных санитарными правилами. Система практически полностью адсорбирует содержащийся в газовых выбросах радиоактивный ${}^{131}\text{I}$, так как вместимость адсорбера по йоду и его соединениям очень велика.

Согласно требованиям ДСП 6-177-2005-09-02 и СП 88 на АЭС должны предусматриваться системы очистки выбрасываемого вентиляционного воздуха от радиоактивных аэрозолей и газообразных соединений йода. Степень очистки вентиляционного воздуха и технологических сдувок должна быть такой, чтобы выброс радиоактивных газообразных продуктов не превышал установленных значений (табл. 9.1.). Во всех случаях воздух из помещений зоны строгого режима должен выбрасываться во внешнюю среду через вентиляционную трубу высотой 100–150 м.

Очистка больших объемов вентиляционного воздуха от ИРГ экономически нецелесообразна и, как правило, в ней нет необходимости, так как их количество не превышает допустимого ДСП 6-177-2005-09-02, СП 88. Однако требуется очистка вентиляционного воздуха АЭС от аэрозолей, хотя мас-

совая концентрация аэрозолей в этих случаях низка. Очистка воздуха от радиоактивных аэрозолей производится с помощью фильтров на основе специальных тонковолокнистых материалов (на наших АЭС наиболее распространены фильтрующие ткани на основе материалов ФПП и ФПА).

Таблица 9.1

**Среднесуточный допустимый выброс газообразных радиоактивных про-
дуктов АЭС**

Нуклиды	$N_3 = 1000 \div 6000 \text{ МВт}$	$N_3 \geq 6000 \text{ МВт}$
	$\frac{K_n}{\text{сут} \cdot 1000 \text{ МВт}}$	$\frac{K_n}{\text{сут} \cdot \text{АЭС}}$
ИРГ (любая смесь)	500	3000
^{131}I (газовая + аэрозольная фазы)	0,01	0,06
Смесь долгоживущих нуклидов	0,015	0,09

Примечание. Под термином долгоживущие нуклиды (ДЖН) условно понимается любая смесь средне- и долгоживущих радиоактивных аэрозолей, экспонированных на фильтре в течение одних суток и измеренных через одни сутки после снятия пробы. В исключительных случаях допускается в отдельные дни или несколько дней выброс радионуклидов, превышающий до 5 раз указанное в таблице значение допустимого суточного выброса при условии, что суммарный выброс за один квартал или три последних месяца не превысит соответствующего значения.

9.7.2. Система спецгазоочистки АЭС с реакторами ВВЭР

Установка очистки газов служит для удаления радиоактивных загрязнений и технологических сдувок, поступающих из охладителя организованных протечек, баков "грязного" конденсата, системы дожигания водорода. Кроме того, периодически могут подключаться сдувки из аварийных гидроемкостей.

Система спецгазоочистки (СГО) технологически связана с системами технической воды, спецканализации, дожигания водорода и газовых сдувок.

Система СГО состоит из трех одинаковых взаимосвязанных ниток: основной рабочей, вспомогательной рабочей и резервной. В состав каждой нитки (рис. 9.25) входят три теплообменника, самоочищающийся фильтр 11, два цеолитовых фильтра (рабочий и резервный) 4, фильтр-адсорбер 6. Кроме того на общей линии сброса очищенного газа в вентиляционную трубу имеются газодувки 8. На общих линиях регенерации цеолитовых фильтров установлены два электронагревателя (рабочий и резервный) 3 и газодувка 9. Слив конденсата из оборудования установки осуществляется в спецканализацию через бак-гидрозатвор 10. Забор воздуха из помещения в электронагреватели осуществляется через фильтры пыли 2.

Оборудование системы СГО. Все девять теплообменников выполнены конструкционно одинаковыми с поверхностью теплообмена $0,82 \text{ м}^2$. Самоочищающийся фильтр предназначен для удаления из газового потока мелких капель влаги. Внутри фильтров расположены пакеты из стекловаты, которые загружаются в корпус фильтра после его гидроиспытаний. Набивка осуществляется вращением рукоятки. В процессе фильтрации капли влаги осаждаются на стекловате и стекают в нижний корпус, служащий конденсатосборником, а затем через штуцер конденсат отводится в бак-гидрозатвор.

Цеолитовый фильтр предназначен для глубокой осушки газа и представляет собой вертикальный цилиндр высотой 2400 мм, диаметром 370 мм и толщиной стенки 4 мм. Между двумя решетками внизу и вверху фильтра засыпан слой цеолита марки NaA, являющегося рабочим сорбентом. Очищаемый газ подводится вниз фильтра, проходит через слой цеолита в верхний сборный коллектор, откуда по трубопроводу подается на охладитель.

Фильтр-адсорбер представляет собой сборку из двенадцати секций, загруженных активированным углем марки СКТ-3. Секции собираются в две колонны по шесть в каждой и соединяются между собой последовательно. С целью увеличения площади фильтрации внутри каждой секции приварены перегородки из листовой стали, что делает ее многоходовой.

В верхнем днище имеются пять загрузочных лючков, которые завариваются после засыпки секции активированным углем. Адсорбер работает непрерывно и регенерации не требует. Срок службы угля 10 лет. Основной материал корпуса фильтра Ст. 3.

Бак-гидрозатвор предназначен для сбора и удаления влаги из системы и представляет собой вертикальную цилиндрическую емкость с двумя плоскими днищами.

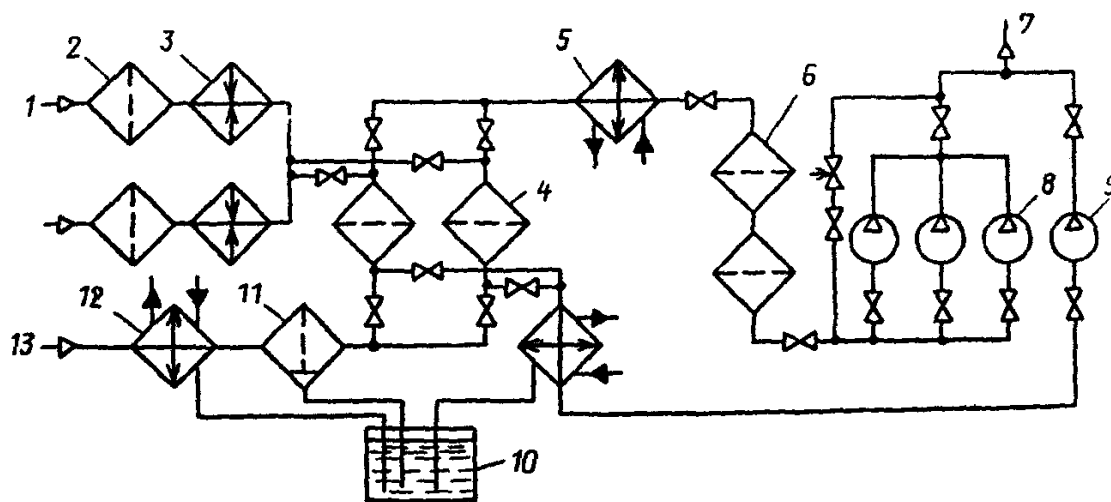


Рис. 9.25. Принципиальная схема спецгазоочистки:

1 – атмосферный воздух; 2 – фильтр; 3 – электронагреватель; 4 – цеолитовый фильтр; 5, 12 – теплообменник; 6 – фильтр-адсорбер; 7 – в вентиляционную трубу; 8, 9 – газодувка; 10 – бак-гидрозатвор; 11 – самоочищающийся фильтр; 13 – газовые сдувки.

Бак оборудован штуцерами для подсоединения трубопроводов заполнения чистым конденсатом, опорожнения и перелива в спецканализацию. Дре-

нажные трубопроводы, отводящие конденсат из теплообменников и фильтров, заведены под уровень воды бака.

Газодувка 8 (марка газодувки E21) представляет собой ротационную машину объемного действия типа Руто. Корпус газодувки сварной, выполнен из нержавеющей стали и состоит из цилиндра и двух патрубков с фланцами. В параллельных расточках корпуса газодувки синхронно навстречу друг другу вращаются два ротора одинакового профиля с небольшими зазорами между собой и корпусом. Вращение ротора синхронизируется парой косозубых цилиндрических шестерен. Проточная часть газодувки отделена от подшипниковых узлов промежуточными полостями, уплотнена четырьмя бесконтактными кольцевыми уплотнениями из набора стальных и графитопластовых колец. Каждое уплотнение разделено двумя кольцевыми фонарями.

Газодувка 9 исполнения 1А, в отличие от газодувок E21, имеет расположенные рядом проточную часть и узлы подшипников, неразделенные уплотнениями и, следовательно, является негерметичной.

Электронагреватель состоит из нагревательного блока, корпуса с теплоизоляцией и электрической части. Нагревательный блок собран из четырех кардьеритовых труб, внутри которых размещены спиральные нагреватели из проволоки диаметром 3,2 мм. Нагревательный блок размещается внутри теплоизолированного корпуса из нержавеющей стали.

Фильтр 2 – аэрозольный, типа В-04 с тканью ФПП-15-4,6 двухстороннего действия.

Газовые сдувки из оборудования собираются в общий коллектор и направляются в теплообменник 12, где их температура понижается до 35 °С. Охлажденная парогазовая смесь подается в самоочищающийся фильтр для "грубой" осушки и очистки от аэрозолей. Сконденсировавшаяся в теплообменниках и фильтре влага по дренажным трубопроводам отводится в бак-гидрозатвор и далее в спецканализацию. Затем газовая смесь поступает в рабочий цеолитовый фильтр, в котором происходит ее "тонкая" осушка за счет адсорбции влаги на цеолите. Выделившаяся в процессе поглощения влаги теплота отводится в теплообменнике 5, после чего сухой охлажденный газ поступает в основной элемент установки – фильтр-адсорбер. В адсорбере газ подвергается высокоэффективной очистке от радиоактивных изотопов йода ксенона и других радиоактивных газообразных продуктов. В зависимости от режима работы первого контура очищенный газ выбрасывается в вентиляционную трубу одной из газодувок 8. Расход газа через установку регулируется клапаном, расположенным на линии рециркуляции газодувок 8, и поддерживается таким, чтобы разряжение на входе в установку было постоянным и равным 0,09МПа. Все оборудование установки работает под разряжением, чтобы не допустить протечек радиоактивного газа во внешнюю среду. Однако и подсос воздуха в систему, особенно перед цеолитовыми и угольными адсорберами вреден. Атмосферный воздух содержит много влаги, которая "отравляет" уголь и сокращает цикл работы цеолитового фильтра.

Для обеспечения непрерывной осушки газа, подаваемого в фильтр-адсорбер, в составе каждой нитки предусмотрено два цеолитовых фильтра, которые работают попеременно. Когда один фильтр занят в рабочем цикле, другой регенерируется, либо находится в резерве.

Режимы работы системы СГО. Система СГО может обслуживать два блока АЭС с реакторами ВВЭР-1000. При этом возможны следующие режимы работы системы с соответствующими расходами через рабочую нитку.

1. Нормальный режим при работе одного блока АЭС – $6 \text{ м}^3/\text{ч}$.
2. Нормальный режим при работе двух блоков АЭС – $12 \text{ м}^3/\text{ч}$.
3. Режим регулирования мощности на одном блоке и пуска второго блока АЭС – $34,5 \text{ м}^3/\text{ч}$.
4. Режим расхолаживания одного блока и нормальной эксплуатации второго блока АЭС – $60 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Во всех режимах работы первого контура как одного, так второго блоков АЭС в работе находится одна "нитка" СГО. Вторая "нитка" находится в "горячем" резерве, а третья – либо в резерве, либо в ремонте.

Под "горячим" резервом подразумевается такое состояние "нитки", которое позволяет при необходимости незамедлительно ввести ее в работу (все оборудование исправно, налажено, отрегулировано; цеолитовые фильтры отрегенерированы; влажность угля в адсорбере не выше 3 %, температура внутри фильтра-адсорбера не выше 25°C ; самоочищающийся фильтр загружен стекловолокном).

При вводе установки в работу собирается схема рециркуляции газодувки, бак-гидрозатвор заполняется чистым конденсатом, на теплообменники нитки подается техническая вода, проверяется концентрация водорода в системе. При концентрации водорода менее 2,5 % разрешается готовить технологическую схему включения в работу системы СГО, газовых сдувок.

Гидрозатворы баков "грязного" конденсата заполняются конденсатом и собирается схема последовательного отсоса газа из баков "грязного" конденсата, прямка организованных протечек, теплообменника организованных протечек. После этого собираются газовые схемы подключения нитки к системе газовых сдувок и подключения газодувки через малую расходомерную шайбу. В работу включается один из цеолитовых фильтров открытием вентилей на входе и выходе, к расходомерным шайбам подключаются датчики измерения расхода газа, к рабочей "нитке" подключаются влагомер и датчики разряжения. Газодувка включается в работу ключом со щита спецводоочистки (СВО). Расход газа через нитку устанавливается регулятором в зависимости от режима работы установки.

При повышении влагосодержания после рабочего цеолитового фильтра необходимо переключиться на резервный фильтр, а отработанный отрегенерировать.

Регенерация цеолита от влаги осуществляется нагретым до $350\text{--}400^\circ\text{C}$ воздухом. Для этой цели воздух с помощью газодувки с расходом не менее $30 \text{ м}^3/\text{ч}$ забирается из помещения, очищается от пыли фильтром и нагревается

электронагревателем до температуры 350–400 °С. Затем горячий воздух продувается через отработанный цеолитовый фильтр в направлении, противоположном его рабочему току. Во время продувки фильтра горячим воздухом цеолит разогревается, влага десорбируется и вместе с воздухом поступает в теплообменник, конденсируется и отводится в спепканализацию через бак-гидрозатвор. Регенерация, считается законченной при достижении температуры воздуха на выходе из цеолитового фильтра 200–250 °С. Расхолаживание отрегенированного цеолитового фильтра происходит при естественном остывании.

Фильтр готов к работе при температуре цеолита внутри него 50 °С, т. е. примерно через трое суток после окончания регенерации. Запрещается охлаждение фильтра после регенерации путем прокачивания через него воздуха по регенерационной линии без включения электронагревателя.

Очистку газов в режиме расхолаживания первого контура расходом 60 м³/ч следует проводить на находящейся в резерве нитке. Это необходимо потому, что в случае резкого увеличения расхода газа через фильтр-адсорбер, находящийся в работе, произойдет "выдувание" ранее адсорбированных углем ИРГ, что приведет к повышенному выбросу их в атмосферу. В связи с тем, что ремонтные работы на трассе системы СГО при ее работе запрещены, при необходимости ремонта любой единицы оборудования рабочей нитки ее следует вывести из работы и включить в работу резервную нитку.

Оборудование системы должно быть отключено при обнаружении в элементах оборудования и трубопроводах системы трещин, пропусков и протеканий в сварных и фланцевых соединениях, при повышенной вибрации электродвигателя газодувки.

Все работы, связанные с разгерметизацией системы разрешается проводить только после ее продувки азотом. Производство ремонтных работ на оборудовании нитки разрешается при концентрации водорода в помещениях менее 1 %. Содержание водорода контролируется не реже 1 раза в 2 ч, и при увеличении концентрации водорода до 1,5 % работы следует немедленно прекратить, вывести людей и устранить причины увеличения концентрации водорода.

9.7.3. Установки сжигания водорода

Так как в состав радиоактивных газообразных отходов входит водород, то при определенной его концентрации возможно образование взрывоопасной гремучей смеси. Поэтому в целях обеспечения взрывобезопасности из обрабатываемого газа следует удалить водород или снизить его концентрацию до взрывобезопасной добавлением азота. Последний метод более простой, но увеличивает количество газа, подлежащего дальнейшей переработке, т. е. приводит к усложнению и удорожанию системы газоочистки. Сократить объем дезактивируемых газов можно за счет сжигания водорода в специальной установке. Для сжигания водорода на АЭС применяются контактные аппараты емкостного типа, имеющие небольшое аэродинамическое сопротивление. В качестве катализатора используется шариковый платиновый катали

затор ШПК-2, в последнее время больше применяется катализатор марки ОПК-2 по ТУ 6-02-7-81-76, содержащий меньше хлора. Для эффективного использования катализатора давление в системе сжигания поддерживается близким к атмосферному, а температура на входе в контактный аппарат не менее, чем на 20 °С выше температуры насыщения.

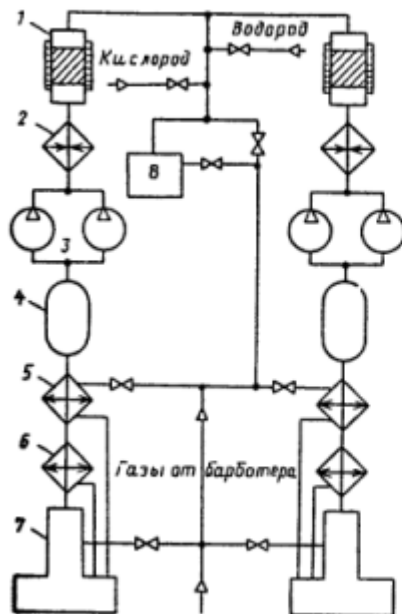


Рис. 9.26. Установка сжигания водорода на АЭС с ВВЭР:

1 – контактный аппарат; 2 – электронагреватель; 3 – газодувка; 4 – буферная емкость; 5 – холодильник газа; 6 – конденсатор выпара; 7 – деаэрактор; 8 – бак протечек первого контура.

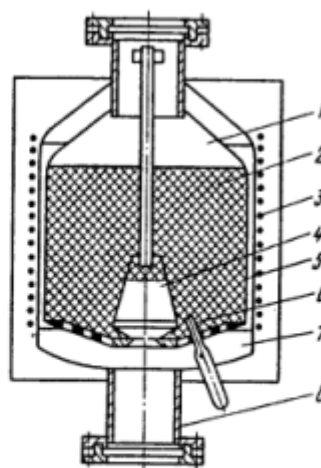


Рис. 9.27. Контактный аппарат ВВЭР:

1 – эллиптическое днище; 2 – катализатор; 3 – электронагреватель; 4 – запорное устройство; 5 – корзина; 6 – термометр; 7 – корпус; 8 – штуцер

На АЭС с реакторами ВВЭР сжигание водорода из выпара деаэракторов, из сдувок бака протечек первого контура и барботера проводится на установке сжигания водорода, принципиальная схема которой приведена на рис. 9.26. Установка состоит из двух одинаковых технологических линий: рабочей и резервной. В состав каждой "нитки" входит конденсатор выпара, холодильник газа, буферная емкость, газодувка (рабочая и резервная), электронагреватели (рабочий и резервный) и контактный аппарат.

Основным компонентом газовой смеси, поступающей на контактный аппарат, является азот при незначительном содержании паров воды. Поэтому в некоторых режимах для сжигания водорода подается кислород, дозируемый автоматически в зависимости от количества поступающего водорода. При некоторых режимах работы станции кислорода поступает больше, чем требуется для сжигания водорода. Повышенная концентрация кислорода ухудшает условия взрывобезопасности установки сжигания водорода и по-

вышает пожароопасность угольных адсорберов РХС. Для уменьшения концентрации кислорода в циркуляционном контуре прекращается его дозировка и подается только водород.

Установка сжигания водорода на АЭС с ВВЭР достаточно отработана, режимы работы установки полностью автоматизированы: пуск, остановка, включение и отключение резервной линии происходит автоматически по показаниям датчиков.

При работе установки выпар из деаэратора (130 кг/ч) поступает в конденсатор, где пар конденсируется; азот и водород с примесью газообразных продуктов деления направляется в холодильник газа и смешивается с азотом, циркулирующим по замкнутому контуру (газодувка – электронагреватель – контактный аппарат – холодильник газа – газодувка) с расходом 200 м³/ч. При прохождении через электронагреватель газ нагревается, а в контактном аппарате происходит сжигание водорода. Избыток азота направляется на СГО.

В циркуляционный контур поступают также газы из барботера (азот с водородом) и из бака протечек первого контура (азот, водород, кислород), который вентилируется частью циркулирующего азота.

Контактный аппарат (рис. 9.27) оборудован электронагревателем, который поддерживает аппарат в горячем состоянии на резервной нитке, и запорным устройством для выгрузки катализатора.

Во всех предусмотренных режимах работы теплообменное оборудование и электронагреватели установки позволяют поддерживать требуемые температуры, обеспечивающие эффективное сгорание водорода в контактном аппарате. Объемная доля водорода снижается с 2,5 % на входе в контактный аппарат до 0,02 % после него.

Вопросы для самоконтроля

1. Перечислите источники поступления загрязнений в теплоноситель первого контура АЭС с ВВЭР.
2. Приведите описание схемы СВО-1 блока АЭС с ВВЭР-440, ее назначение, состав, работа и особенности эксплуатации.
3. Установка СВО-1 блока АЭС с ВВЭР-1000. Состав, назначение установки и отдельных элементов, работа, параметры теплоносителя в различных точках схемы, место размещения установки.
4. Установка СВО-2 блока АЭС с ВВЭР-1000. Состав, назначение установки и отдельных элементов, параметры теплоносителя в различных точках схемы, работа установки, место ее размещения. С какими системами технологически связана?
5. Установки СВО-3 – СВО-7. Состав, назначение каждой, откуда поступает вода для очистки и куда направляется очищенная вода. Где размещаются установки?
6. Система борного регулирования реактора ВВЭР-1000. Из каких подсистем состоит, состав каждой из них, назначение каждой из подсистем.

8. Система организованных протечек блока АЭС с ВВЭР-1000. Назначение системы и отдельных узлов, от каких мест поступают протечки при работе блока, с какими системами технологически связана. Опишите ход воды в системе от поступления в нее до выхода из системы. Назначение линии рециркуляции на насосе системы оргпротечек.
9. Промежуточный контур. Назначение, перечислите названия промежуточных контуров блока АЭС с ВВЭР-440. Назовите состав и опишите работу промконтуров ГЦН и СУЗ блока АЭС с ВВЭР-440.
10. Система промконтра серийного блока с ВВЭР-1000. Назначение, какие приняты меры для бесперебойного охлаждения потребителей, когда вводится в работу система, как контролируются параметры работы системы.
11. Система технологической газоочистки. Источники образования газообразных отходов (ГО), куда деваются ГО, каков объем этих отходов на реакторах ВВЭР, какие виды очистки включает в себя система обработки ГО (на примере схемы обработки ГО).
12. Система спецгазоочистки (СГО) АЭС с ВВЭР. Назначение, с какими системами технологически связана. Описание принципиальной схемы СГО, состав оборудования, работа системы СГО.
13. Установка сжигания водорода. Назначение, какие способы обеспечения взрывобезопасности Вы знаете, каковы их особенности. Приведите описание установки сжигания водорода блока АЭС с ВВЭР-440.

10. СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ ЭНЕРГОБЛОКОВ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ

10.1. Принципы построения и структура СБ ЭБ АЭС

Системы безопасности атомной станции предназначены для защиты персонала и населения от внешнего и внутреннего облучения, а окружающей среды – от загрязнения радиоактивными веществами в пределах допустимых норм в условиях нормальной эксплуатации и во всех аварийных ситуациях, включая запроектную аварию.

Для выполнения указанных целей СБ должны обеспечить:

- аварийную остановку реактора в любых возникающих аварийных ситуациях;
- поддержание реакторной установки в подкритическом состоянии;
- аварийный отвод тепла;
- удержание радиоактивных продуктов в предусмотренных зонах при любых аварийных режимах;
- уменьшение последствий запроектных аварий.

Надежность СБ обеспечивается высокой избыточностью (резервированием) для выполнения требуемых функций, а также высоким качеством изготовления, монтажа и эксплуатации. В качестве руководящего принципа при выборе кратности резервирования обычно используется принцип единичного отказа. Кратность резервирования в СБ должна быть такой, чтобы несмотря на единичный отказ функция безопасности была выполнена. Единичный отказ постулируется в любом элементе любой СБ, но одновременно только один (проектные аварии).

Если в процессе развития аварии число независимых отказов СБ будет больше одного (запроектные аварии), то последствия такой аварии могут быть тяжелыми. Хотя вероятность таких событий и мала. Поэтому требования к надежности СБ предъявляются очень высокие.

Системы безопасности атомных станций в соответствии с их функциональным назначением разделяются на защитные, локализирующие, обеспечивающие и управляющие.

Структура систем безопасности энергоблока с ВВЭР-1000. Перечень СБ, составленный на основании проекта энергоблока АЭС, следующий:

1. Защитные СБ.

1. Системы аварийного охлаждения активной зоны реактора (САОЗ): "активная" часть САОЗ; "пассивная" часть САОЗ - система гидроаккумуляторов;
2. Система аварийного впрыска бора высокого давления;
3. Система аварийной подпитки высокого давления;
4. Система аварийной подачи питательной воды в парогенераторы.
5. Система защиты первого контура от превышения давления.
6. Система защиты второго контура от превышения давления.
7. Система удаления парогазовой смеси из первого контура.

II. Обеспечивающие системы.

8. Резервная дизель-электрическая станция.
9. Система аварийного электроснабжения.
10. Система технической воды группы "А".
11. Вентиляционные системы:
 - 11.1. Рециркуляционная система охлаждения помещений САОЗ.
 - 11.2. Рециркуляционная система охлаждения помещений трубопроводов САОЗ и проходок в днище герметичной оболочки.
 - 11.3. Рециркуляционная система охлаждения помещений КИП и А I, II, III каналов систем безопасности.
 - 11.4. Рециркуляционная система охлаждения помещений аварийных питательных электронасосов второго контура.
 - 11.5. Приточно-вытяжная система вентиляции кабельных помещений I, II, III каналов СБ.
 - 11.6. Система охлаждения помещений КИП и панелей.
 - 11.7. Система охлаждения помещений распределительных устройств собственных нужд СБ.
 - 11.8. Система кондиционирования воздуха резервного щита управления (РЩУ).
 - 11.9. Система кондиционирования воздуха блочного щита управления (БЩУ).

III. Локализирующие СБ.

12. Герметичная оболочка первого контура.
13. Система герметичных шлюзов, люков и проходок.
14. Спринклерная система.

IV. Управляющая СБ.

15. Система автоматического управления системами безопасности.

Большинство СБ энергоблока с ВВЭР-1000 состоят из трех независимых каналов. Каждый канал СБ имеет возможность выполнить полностью функции соответствующей СБ. При определении в проекте необходимого и достаточного количества независимых каналов СБ АЭС существенную роль играло то обстоятельство, что конечные участки магистралей защитных СБ (первого контура) от места врезки в первый контур до первого отсекающего органа могут являться причиной аварии. Это предопределило необходимость учета неэффективности одного из каналов даже в случае успешного запуска всех его механизмов и устройств.

Учитывая это обстоятельство и то, что критерии безопасности постулируют отказ одного "активного" защитного и "активного" локализирующего устройства в момент аварии на АЭС, все СБ построены по принципу трех независимых каналов. Каналы всех СБ объединены в три независимых друг от друга общеблочных канала. Каждый канал состоит из функциональных групп защитных, локализирующих, обеспечивающих и управляющих систем, которых по своей производительности, быстродействию и прочим факторам достаточно для обеспечения радиационной и ядерной безопас-

ности АЭС в любом из режимов ее работы, включая режим запроектной аварии.

Независимость трех общецелочных каналов СБ достигается за счет:

- полного разделения каналов в технологической части;
- полного разделения каналов в части обеспечения электроснабжения и управления;
- территориального разделения.

Принципиальная схема одного канала СБ показана на рис. 10.1.

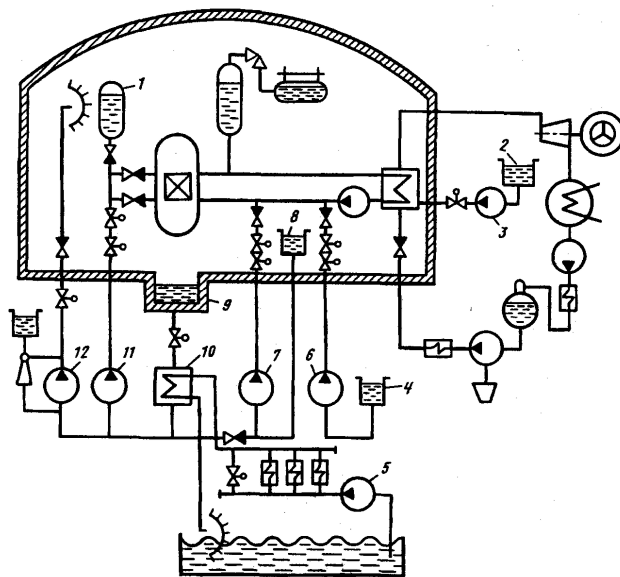


Рис. 10.1. Принципиальная схема канала системы безопасности ЭБ с ВВЭР-1000:

1 - гидроемкость САОЗ; 2 - бак запаса дистиллята; 3 - аварийный питательный насос; 4, 8 - баки запаса концентрированного раствора бора; 5 - насос техводоснабжения; 6 - насос аварийной подачи бора высокого давления; 7 - насос аварийного впрыска бора; 9 - прямоток-бак; 10 - теплообменник САОЗ; 11 -насос аварийного расхолаживания; 12 - спринклерный насос.

Краткая характеристика работы общецелочного канала СБ ЭБ с ВВЭР-1000.

При работе энергоблока в стационарных режимах (на любых уровнях мощности) большинство СБ эксплуатируется в режиме ожидания, т.е. механизмы систем отключены, однако все схемы их управления готовы включить механизмы в работу в любой момент времени.

Во всех режимах, приводящих к аварийной остановке блока с использованием СБ (малая течь, когда условное отверстие течи имеет $D_y < 25$ мм, или большая течь первого контура, когда $D_y > 150$ мм, включая МПа, разрыв паропровода, обесточивание и т.п.) запуск механизмов СБ осуществляется по одной программе независимо от характера и масштаба аварии. Следует отметить, что в аварийных режимах, при которых не происходит обесточивание собственных нужд энергоблока, механизмы СБ включаются все одновременно, а при обесточивании и запуске дизель-генераторов вклю-

чение механизмов СБ в работу осуществляется автоматически группами по ступеням, через определенные промежутки времени. Последовательность включения механизмов определена из условий, что работа различных технологических механизмов необходима не позднее определенного времени.

Для всех аварийных механизмов вводится запрет на их отключение оператором, до тех пор, пока не будет сформирован соответствующий разрешающий технологический импульс.

Механизмы СБ любого из общеблочных каналов включаются при формировании в соответствующем канале систем управления СБ одного из следующих аварийных сигналов:

- разность температуры насыщения и максимальной температуры в любой из 4-х горячих ниток петель первого контура меньше 283 К (10 °С);
- совпадение или последовательное прохождение сигналов по любому из 4-х парогенераторов "снижение давления в паропроводе больше 0,5 кгс/см²" (0,049 МПа) и "давление паропровода меньше 55кгс/см²" (4,91 МПа) и "разность температур насыщения первого и второго контуров больше 75 °С" (348 К);
- давление в герметичном объеме больше 1,3 кгс/см² (0,127 МПа);
- обесточивание секций собственных нужд энергоблока.

При работе ЭБ на номинальных параметрах СБ находятся в режиме ожидания, что не дает возможности осуществлять постоянный контроль за работоспособностью механизмов, относящихся к этим системам. Поэтому предусмотрена возможность проведения периодических опробований и испытаний СБ, а также периодического визуального осмотра оборудования СБ. В соответствии с действующим регламентом эксплуатации, если при работе ЭБ на номинальных параметрах в результате осмотра, проведения опробования или ложного срабатывания какого-либо канала СБ обнаружен отказ элемента данного канала, который приводит к невыполнению заданных функций СБ (отказ канала СБ), указанный канал должен быть выведен в ремонт. При этом два других канала системы должны быть опробованы. Если подтверждена работоспособность указанных каналов, разрешается проведение ремонтных работ на отказавшем оборудовании в течение 16 ч без изменения режима работы энергоблока. Если выявлен отказ в одном из двух каналов или продолжительность ремонта превысит 16 ч, энергоблок должен быть остановлен и РУ должна быть переведена в "холодное" состояние.

В соответствии с ОПБ-2000 и ПН АЭ Г-1-011-89 атомная станция удовлетворяет требованиям безопасности, если ее радиационное воздействие на персонал, население и окружающую среду при нормальной эксплуатации и проектных авариях¹ не приводит к превышению установленных доз облучения персонала и населения и нормативов по выбросам и содержанию радиоактивных веществ в окружающей среде, а также ограничивает это воздействие при запроектных авариях². Предельно допустимые дозы облучения персонала и пределы доз облучения населения, а также уровни по выбросам и содержанию радиоактивных продуктов в окружающей среде устанавливаются

ся специальными нормами и Правилами для нормальной эксплуатации и аварий.

¹ Проектная авария – авария, для которой проектом определены исходные события и конечные состояния и предусмотрены системы безопасности, обеспечивающие с учетом принципа единичного отказа систем безопасности или одной, независимой от исходного события, ошибки персонала, ограничение ее последствий установленными для таких аварий пределами.

² Запроектная авария — авария, вызванная неучитываемыми для проектных аварий исходными событиями или сопровождающаяся дополнительными по сравнению с проектными авариями отказами систем безопасности сверх единичного отказа, реализацией ошибочных решений персонала, которые могут привести к тяжелым повреждениям или к расплавлению активной зоны. Уменьшение последствий такой аварии достигается управлением аварией и/или реализацией мероприятий по защите персонала и населения.

Исходное событие – единичный отказ в системах АС, внешнее событие или ошибка персонала, которые приводят к нарушению нормальной эксплуатации и могут привести к нарушению пределов и/или условий безопасности эксплуатации

В число устройств, обеспечивающих надежную работу реактора и безопасность населения прилегающего района как в нормальных условиях эксплуатации, так и в аварийных ситуациях, входят системы управления и защиты (СУЗ) реактора, контроля герметичности оболочек твэлов и первого контура, дренажа и спецводоочистки, вентиляции и фильтрации воздуха радиационно-опасной зоны. Для безопасности АЭС особо важное значение имеют системы аварийного охлаждения активной зоны ядерного реактора, ограничения масштаба радиационной аварии на АЭС и локализации (удержания) летучих продуктов деления, выходящих из активной зоны.

Высокая потенциальная опасность АЭС обусловлена главным образом продуктами деления ядерного топлива, накапливающихся в активной зоне работающего реактора. Пока в активной зоне обеспечен достаточный теплоотъем, до 98 % радиоактивных веществ удерживается в твэлах. Значительный выход этих радиоактивных нуклидов за пределы первых защитных барьеров может произойти в случае сильного перегрева и оплавления ядерного топлива. Такой перегрев возможен в том случае, когда поток теплоты, генерируемой топливом, окажется больше снимаемой теплоносителем.

Особенностью ядерного реактора в сравнении с другими источниками тепловой энергии является длительное неуправляемое выделение теплоты в активной зоне вследствие распада продуктов деления после прекращения цепной реакции деления.

Если реактор до выключения работал на мощности $Q_{\text{тепл}}$ (МВт) в течение времени T_0 (с), то остаточное тепловыделение (МВт) в любой момент времени t (с) после выключения реактора можно определить по эмпирической формуле

$$Q_{\text{ост}} = 7,2 \cdot 10^{-2} Q_{\text{тепл}} [t^{-0,2} - (T_0 + t)^{-0,2}] \quad (10.1)$$

Погрешность этой формулы составляет ± 25 % в диапазоне от 10 до 10^5 с и ± 50 % в диапазоне от 10^{-1} до 10^8 с.

В первый момент времени после выключения реактора, когда $t \ll T_0$, остаточное тепловыделение с достаточной степенью точности определяется выражением

$$Q_{\text{ост}} = 7,2 \cdot 10^{-2} Q_{\text{тепл}} t^{-0,2} \quad (10.2)$$

На рис. 10.2 приведены кривые спада тепловыделения в первые несколько минут, например после выключения реактора с введением отрицательной реактивности $\Delta K = 0,02$. Как видно, в первые 1 – 2 мин еще заметен вклад за счет деления, обусловленного запаздывающими нейтронами. Однако тепловыделение за счет осколочной активности $Q_{\text{ост}}$ уже к исходу первой минуты превышает т.н. нейтронную мощность $N(t)$ в несколько раз, а затем является определяющим и спадает чрезвычайно медленно. Все это говорит о том, что после выключения реактор еще длительное время нуждается в теплоотводе.

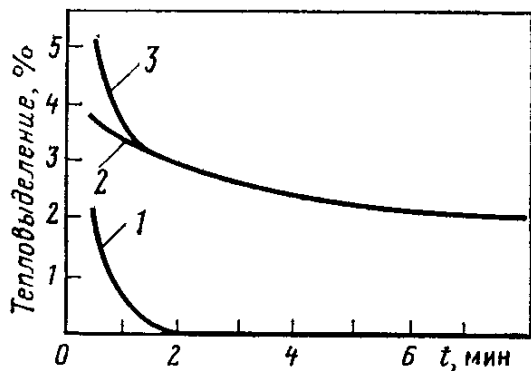


Рис. 10.2. Спад тепловыделения после выключения реактора:

1 — за счет нейтронной мощности ($N(t)/Q_{\text{тепл}}$); 2 — остаточное тепловыделение ($Q_{\text{ост}}/Q_{\text{тепл}}$); 3 — суммарное тепловыделение [$(N(t)+Q_{\text{ост}})/Q_{\text{тепл}}$]

Поэтому реактор любого типа, проработавший некоторое время, требуется расхолаживать до тех пор, пока интенсивность выделения теплоты не уменьшится до уровня теплоотвода в окружающую среду. Так, сразу же после остановки реактора, проработавшего на мощности, мощность остаточных тепловыделений составляет несколько процентов номинальной мощности. В случае обезвоживания активная зона перегреется и оплавится под действием остаточного тепловыделения. Теплоноситель первого контура, соприкасаясь с перегретым топливом, переходит в пар и вместе с облаком газообразных продуктов деления при разгерметизации первого контура вызывает повышение давления в боксах и под защитным колпаком ЯЭУ. Если эти помещения локализации, как их называют в инженерной практике, будут разрушены, то газообразные продукты деления выйдут во внешнюю среду. Таким образом, главным средством защиты от перегрева и разрушения активной зоны, кроме срабатывания аварийной защиты и прекращения цепной реакции, является обеспечение надежной циркуляции теплоносителя и, следовательно, охлаждения ТВЭЛов, при любых авариях, включая аварии с разрывом трубопроводов и вытеканием теплоносителя из контура циркуляции. Это обеспечивается:

— осуществлением питания электродвигателей ГЦН от систем надежного питания при потере электропитания собственных нужд в первый момент по-

сле срабатывания аварийной защиты реактора, а в дальнейшем – естественной циркуляцией теплоносителя;

- применением ГЦН с маховыми массами, благодаря чему расход теплоносителя через активную зону обеспечивается за счет инерционного выбега при обесточивании ГЦН;

- поддержанием необходимого давления в первом контуре при аварийных ситуациях для предотвращения объемного вскипания теплоносителя;

- **недопущением обезвоживания активной зоны при разрывах главного циркуляционного контура путем подачи борированной воды в реактор от систем аварийного охлаждения активной зоны;**

- необходимым количеством независимых систем, гарантирующим заполнение активной зоны и циркуляцию теплоносителя, при этом предпочтение отдается пассивным системам.

Используемые в настоящее время средства защиты АЭС можно условно разделить на две группы.

Средства предупреждения аварии. К ним относятся: устройства контроля за изменением плотности потока нейтронов и других параметров реактора, системы обнаружения негерметичности твэлов, органы СУЗ, дополнительные источники электропитания.

Системы ограничения масштабов аварии. К ним относятся системы аварийного охлаждения активной зоны реактора, защитные оболочки с различными системами снижения давления в них, системы фильтров для улавливания радиоактивных продуктов деления.

В соответствии с ОПБ-2000 системы считаются **независимыми**, когда отказ одной системы не приводит к отказу другой системы. **Активными** считаются такие устройства, в которых для осуществления их защитных или локализирующих функций требуется принудительно изменить состояние каких-либо узлов или компонентов (запуск агрегатов, принудительное срабатывание клапанов и т.д.). **Пассивными** считаются такие устройства, функционирование которых не зависит от нормальной работы другого устройства, например, управляющего устройства, энергоисточника и т.п. По конструкционным признакам пассивные устройства делятся на пассивные устройства с механическими движущимися частями (например, обратные клапаны) и пассивные устройства без механических движущихся частей (например, трубопроводы, сосуды).

Максимальная проектная авария (МПА) – проектная авария с наиболее тяжелыми радиационными последствиями, для которой проектом предусматривается обеспечение безопасности АЭС. Для АЭС с реакторами ВВЭР в качестве МПА с разгерметизацией первого контура должен рассматриваться мгновенный разрыв трубопровода максимальным диаметром с беспрепятственным двусторонним истечением теплоносителя при работе реактора на номинальной мощности с учетом возможного ее превышения за счет погрешности и допусков системы контроля и управления.

10.2. Защитные СБ ЭБ с ВВЭР-1000.

Защитные системы должны выполнять функции по обеспечению безопасности при любых учитываемых исходных событиях и при не зависящих от исходного события отказах. В комплексе защитных СБ обязательно предусматривается система аварийного отвода тепла от ЯР, состоящая из нескольких независимых каналов и обеспечивающая требуемую эффективность при не зависящем от исходного события отказе любого одного канала этой системы. Допускается использование систем (каналов) охлаждения, предназначенных для нормальной эксплуатации, в качестве систем (каналов) аварийного отвода тепла от ЯР, если они удовлетворяют требованиям, предъявляемым к СБ.

В проекте ЭБ должны быть предусмотрены меры, предотвращающие выход ЯР в критическое состояние при включении системы аварийного отвода тепла от ЯР.

Срабатывание защитных СБ не должно приводить к повреждению оборудования систем нормальной эксплуатации. В проекте ЭБ должно быть обосновано допустимое за срок службы АЭС число срабатываний защитных СБ (в том числе и ложных срабатываний) с точки зрения воздействия на ресурс оборудования.

10.2.1. Система аварийного охлаждения активной зоны ЭБ с ВВЭР-1000. Активная часть САОЗ.

Эта система предназначена для расхолаживания активной зоны реактора при разгерметизации первого контура, а также для расхолаживания и отвода остаточных тепловыделений активной зоны во время плановой или аварийной "холодной" остановки (при температуре первого контура менее 393 К, 120 °С).

К системе предъявляются следующие требования:

- расход охлаждающей воды равен 250 – 300 м³/ч при давлении в контуре 22 кгс/см² (2,16 МПа) и 700 – 750 м³/ч при давлении в контуре 1 кгс/см² (0,098 МПа);
- температура воды, подаваемой в первый контур, не ниже 293 К (20 °С) при температуре охлаждающей воды не ниже 288 К (15 °С);
- время от момента начала аварии до подачи воды в первый контур не более 35-40 с.

Активная часть САОЗ состоит из трех независимых каналов. Один канал выполняет функции системы в полном объеме. Отказом канала является событие, когда охлаждающая борированная вода не подается в активную зону реактора по данному каналу в течение необходимого времени (72 ч). А при средних и больших течах отказом системы является событие, при котором все три канала находятся в отказовом состоянии. При длительном обесточивании ЭБ, малой течи теплоносителя первого контура ($D_y < 25$ мм) и течах второго контура, когда требуется перевод РУ в состояние "холодной" ос-

тановки посредством работы САОЗ, отказом системы является событие, когда все три канала системы или линия вывода теплоносителя из первого

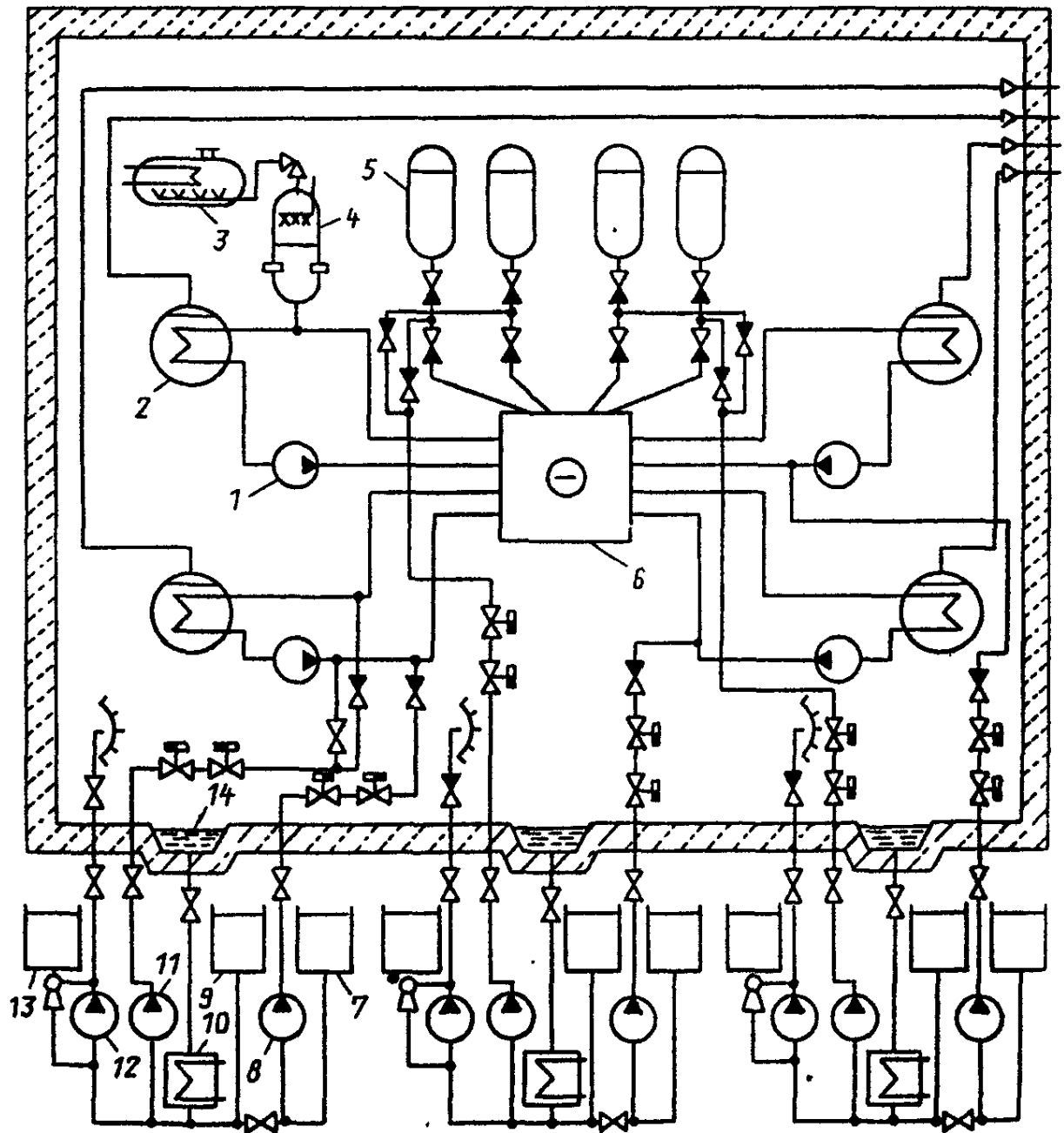


Рис. 9.3. Принципиальная схема устройств локализации и аварийного охлаждения активной зоны на АЭС с ВВЭР-1000:
1 – ГЦН; 2 – ПГ; 3 – барботер; 4 – КД; 5 – гидроемкость; 6 – реактор; 7 – бак запаса борного концентрата; 8 – насос высокого давления аварийной подачи раствора бора; 9 – бак аварийного запаса раствора бора; 10 – теплообменник САОЗ; 11 – насос аварийного расхолаживания низкого давления; 12 – спринклерный насос; 13 – бак запаса гидразингидрата; 14 – прямик.

контура (линия планового расхолаживания) находятся в отказовом состоянии.

Принципиальная схема САОЗ ВВЭР-1000, типичная для большинства мощных ЯЭУ с реакторами ВВЭР, приведена на рис 10.3., САОЗ состоит из трех основных независимых систем: системы пассивного впрыска (гидроемкости), системы активного впрыска высокого давления и системы активного впрыска низкого давления, каждая из которых в свою очередь может содержать несколько равнозначных подсистем.

Конкретные схемы САОЗ реакторов ВВЭР отличаются друг от друга числом подсистем пассивного и активного впрыска, кратностью резервирования по номинальному расходу, а также способом подсоединения к реакторному контуру. В зависимости от характера аварии включаются те или иные системы.

Насосы системы активного впрыска низкого давления (рис. 10.5) включаются автоматически до исчерпания запаса воды гидроемкостей по сигналам изменения давления в реакторе и в герметичных помещениях и изменения уровня в компенсаторе давления. Начало работы насосов фактически определяется временем запуска дизель-генераторов и набора ими номинальной мощности. Первоначально насосы подают охлаждающую воду в реактор из баков запаса борной кислоты. Объем баков рассчитывается исходя из условий обеспечения номинального расхода охлаждающей воды в течение 15 – 30 мин. Для обеспечения однородной концентрации борной кислоты по всему объему баков аварийного запаса должен быть предусмотрен контроль за концентрацией борной кислоты в различных точках бака и обеспечена возможность эффективного перемешивания раствора. Полезная емкость баков и концентрация борной кислоты должна обеспечить подкритичность, залив и длительное расхолаживание активной зоны при МПА. После опорожнения баков питание насосов обеспечивается из прямки герметичных помещений через теплообменники-охладители.

Прямки забора воды на насосы должны быть оборудованы решетками с сетками, препятствующими образованию воронок и срыву насосов.

В условиях МПА работа системы активного впрыска высокого давления малоэффективна, однако в случае малых течей именно эта система определяет режим расхолаживания реактора (рис. 10.4).

Трубопроводы от насосов залива активной зоны низкого давления и от насосов высокого давления должны быть зашайбованы, чтобы насосы работали в допустимой части своей характеристики при любом возможном давлении в контуре.

Подключение двух насосов низкого давления должно осуществляться в магистрали подачи раствора борной кислоты от гидроемкостей между обратными клапанами в верхнюю и нижнюю камеры смешения реактора. Один насос подключается в неотключаемую часть "холодной" и "горячей" ниток главного циркуляционного контура.

На напорных трубопроводах насосов системы установлены последовательно два обратных клапана, обеспечивающие отсечение трубопроводов высокого давления в первом контуре 15,7 МПа (160 кгс/см^2) от трубопроводов,

рассчитанных на работу в условиях низкого давления 2,45 МПа (25 кгс/см²), системы аварийного охлаждения активной зоны.

В аварийных режимах осуществляется автоматический запуск насосов каналов СБ. Одновременно автоматикой открываются задвижки на трубопроводе подачи борированной воды в первый контур, на линии рециркуляции закрывается задвижка на линии дренажей. Насосы начинают работать на линию рециркуляции и подготавливается схема для подачи борированной воды в первый контур.

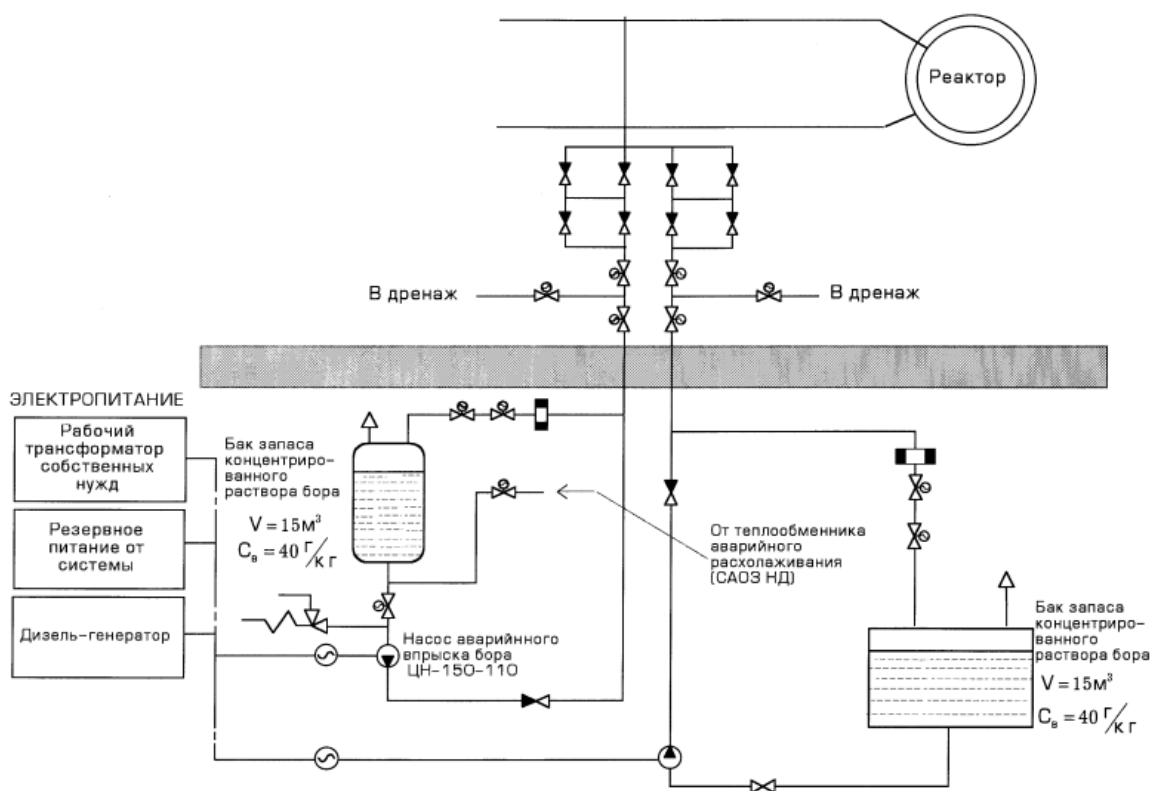


Рис. 10.4. Принципиальная схема активных защитных устройств высокого давления системы аварийного охлаждения активной зоны реактора.

При снижении давления в первом контуре ниже номинального рабочего давления насосов открываются обратные клапаны на напорных трубопроводах, увеличивается расход борированной воды, подаваемой насосами и в результате автоматически закрываются задвижки на линиях рециркуляции. Насосы переходят на работу по своему функциональному назначению.

В режимах планового расхолаживания, обесточивания после остановки ЭБ, снижения давления и температуры первого контура до 393 К (120 °С) насосы используются для снятия остаточных тепловыделений в активной зоне реактора. Для этого собирается схема подачи теплоносителя первого контура по трубопроводу планового расхолаживания на всас одного из насосов системы.

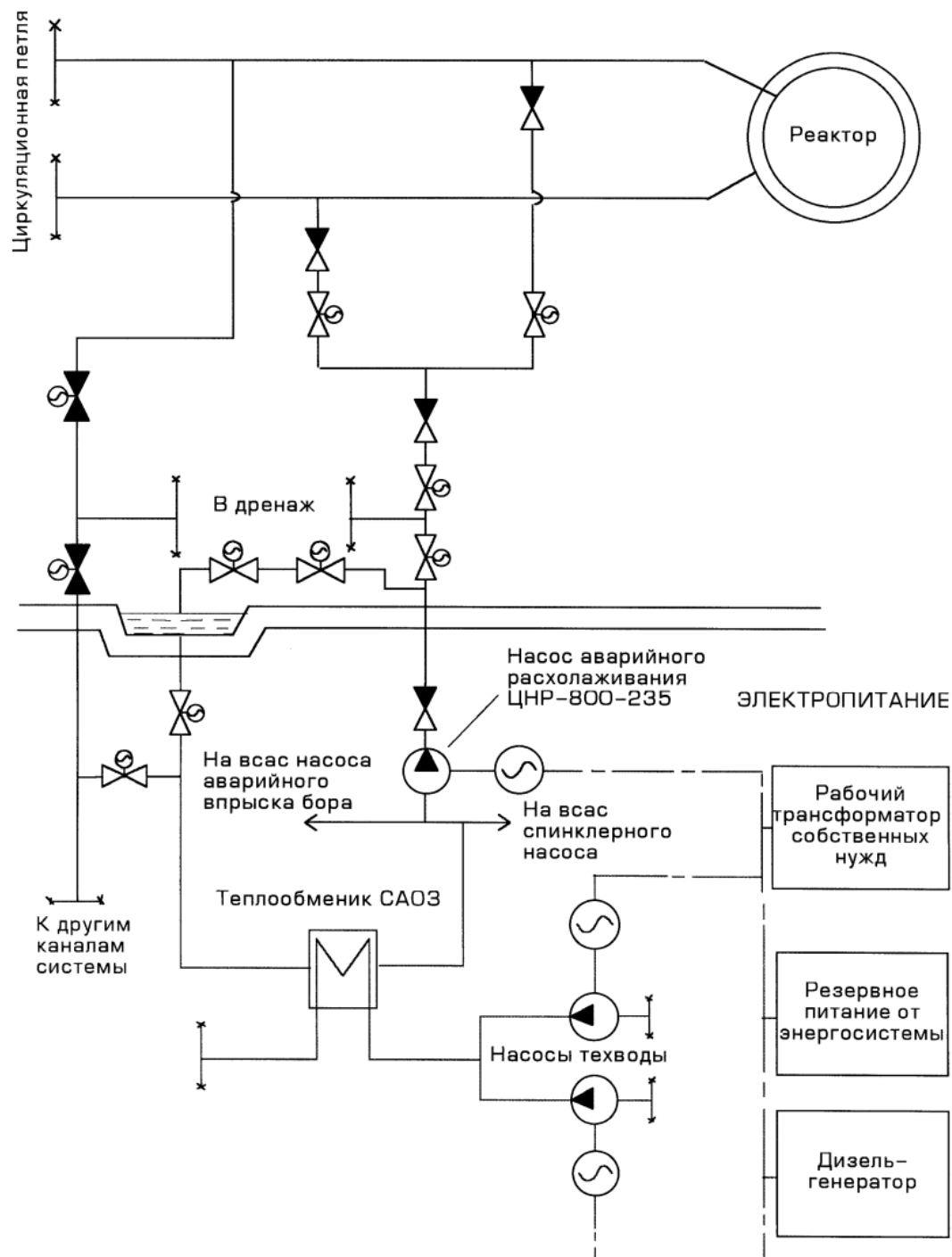


Рис. 10.5. Принципиальная схема активных защитных устройств низкого давления системы охлаждения активной зоны реактора.

Техническое обслуживание активной части СА03. Перед каждым пуском реактора должна быть подтверждена работоспособность всех трех каналов системы путем их поочередного опробования. При эксплуатации ЭБ на номинальных параметрах проводятся следующие виды технического обслуживания:

- 1 раз в смену осмотр оборудования системы, расположенного вне герметичной оболочки;

– 1 раз в месяц опробование дистанционного управления задвижками и насосом; включение-отключение оборудования ключами, расположенными на БЩУ (РЩУ);

– 1 раз в месяц автоматическое включение насосов на линию рециркуляции (имитация сигнала "обесточивание");

– 1 раз в год испытание канала системы в составе комплексного испытания СБ при имитации сигнала "технологической аварии".

При обнаружении неисправности оборудования канала системы канал выводится в ремонт.

В процессе эксплуатации ЭБ, при проведении опробований каналов системы, а также в аварийных режимах осуществляется автоматический контроль с выдачей сигнала на БЩУ за следующими параметрами насосов:

- температурой в камере торцевых уплотнений (должна быть 343 К);
- температурой подшипников насоса и электродвигателя (не должна превышать 358 К, 85 °С);
- давлением на всасе насоса (не должно превышать 0,099 МПа).

При превышении допустимых значений этих параметров насос должен быть остановлен.

Эксплуатационные режимы САОЗ (активная часть). Для активной части САОЗ предусмотрены следующие эксплуатационные режимы:

1. **Заполнение системы раствором борной кислоты** для создания в баках запаса раствора борной кислоты и последующего заполнения оборудования и трубопроводов. Заполнение бака происходит до уровня 5800 мм от системы реагентов. Если концентрация борной кислоты не соответствует норме, то осуществляется подача необходимого количества борной кислоты или чистого конденсата. Заполнение трубопроводов и теплообменника проводится до появления из воздушников устойчивой струи.

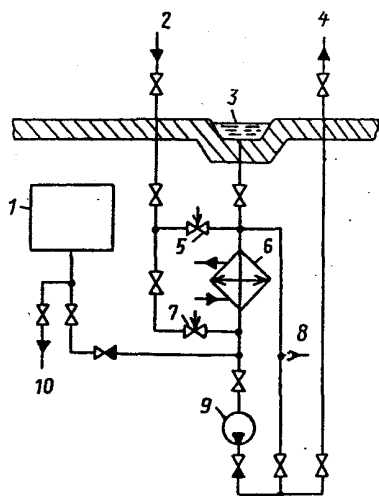


Рис. 10.6. Принципиальная схема активной части САОЗ:

1 – бак аварийного запаса борной кислоты; 2 – вывод теплоносителя из первого контура; 3 – прямок; 4 – подача теплоносителя в первый контур; 5, 7 – регулирующий клапан; 6 – теплообменник САОЗ; 8 – к спринклерному насосу; 9 – насос расхолаживания; 10 – в систему аварийной подпитки.

2. Ввод системы в резерв предусматривает приведение системы в такое состояние, при котором она полностью способна выполнить функции аварийного и планового расхолаживания энергоблока. Для перевода системы в состояние резерва необходимо (рис. 10.6): проконтролировать уровень и концентрацию борной кислоты в баке и при отклонении от номинальных провести их корректировку, собрать электросхемы насоса, ввести в работу все блокировки и сигнализацию, проверить работоспособность блокировок по системе, перевести насос в режим "готов к работе", открыть - закрыть соответствующую арматуру согласно Инструкции по эксплуатации САОЗ.

3. Эксплуатация системы при работе реактора на мощности предусматривает следующий порядок работ по обслуживанию системы:

- осмотр оборудования и трубопроводов системы, находящихся в негерметичной части реакторного отделения. При осмотре необходимо контролировать: внешнее состояние оборудования; состояние крепления узлов оборудования; заземление электродвигателя насоса; состояние арматуры, электроприводов; датчиков КИП;
- осмотр оборудования системы, находящегося в пределах герметичной оболочки (проводится только по распоряжению главного инженера АЭС);
- опробование насоса по линии рециркуляции согласно графику опробования оборудования с контролем параметров (опробование проводится до стабилизации температуры подшипников);
- периодическая проверка блокировок и сигнализации по системе;
- проверка уровня и концентрации раствора борной кислоты в баке (при необходимости осуществляется корректировка).

4. Эксплуатация системы при расхолаживании энергоблока, т.е. выполнение системой ее прямых функций по расхолаживанию реакторной установки.

В процессе расхолаживания контролируется скорость расхолаживания первого контура, которая должна быть не более 30 °С/ч, температура на выходе из теплообменника (не более 90 °С), разность температур теплоносителя первого контура и воды на всасе насоса (не более 60 °С). Скорость расхолаживания регулируется клапаном 5 (см. рис. 9.6) и изменением расхода охлаждающей воды на теплообменник. При достижении температуры воды первого контура 60 – 70 °С, она стабилизируется изменением расхода охлаждающей воды.

5. Эксплуатация системы при аварийных ситуациях на АЭС. В данном режиме система выполняет прямые функции по расхолаживанию активной зоны в аварийной ситуации после срабатывания гидроемкостей. Система включается в работу автоматически при потере теплоносителя и появлении любого из следующих сигналов:

- скорость снижения давления в первом контуре более 12 МПа/ч при давлении в первом контуре менее 11 МПа;

повышение давления под оболочкой до 0,17 МПа и температуры до 90 °С.

После автоматического включения системы насос работает на рециркуляцию, подача борного концентрата в первый контур осуществляется при снижении давления в нем до 1,5 МПа. При снижении уровня в баке аварийного запаса борной кислоты, он отсекается, а подача воды с борной кислотой производится из прямка защитной оболочки. Продолжительность работы системы, количество работающих насосов определяется величиной утечки и конкретной ситуацией на АЭС.

При плановых снижениях давления в активной зоне реактора происходит автоматическое закрытие задвижек на трубопроводе "гидроаккумулятор - реактор" по соответствующим блокировкам. Поэтому в аварийных ситуациях может произойти закрытие указанных задвижек при ложном срабатывании блокировки, что приведет к отказу в работе одной подгруппы канала системы. Подгруппы каналов системы могут иметь зависимый от исходного события отказ в аварийных ситуациях, связанных с течами первого контура.

10.2.2. Пассивная часть САОЗ. Система гидроаккумуляторов (УТ).

Эта система предназначена для быстрого залива активной зоны реактора раствором борной кислоты с концентрацией не менее 12 г/кг в аварийных режимах, связанных с разуплотнением оборудования трубопроводов первого контура, включая мгновенный разрыв главного циркуляционного трубопровода D_y 850 с беспрепятственным двухсторонним истечением теплоносителя (МПА).

Зачем нужна пассивная часть САОЗ, когда проектом предусмотрены САОЗ ВД и НД?

Предположим, что произошла МПА.

При такой аварии утечка теплоносителя 1 контура в начальный период

по расчетам ОКБ «Гидропресс» может достигать 150000 кг/с. К 6-й секунде аварийного процесса давление в первом контуре падает ниже 20 кгс/см² (1,96 МПа). Практически сразу срабатывает АЗ реактора и разрывная защита 1 контура, инициирующая включение механизмов СБ.

Однако механизмы СБ обладают определенной инерционностью. Запаздывание поступления воды в реактор с момента достижения давления в 1 контуре 22 кгс/см² (2,16 МПа) для насосов аварийного планового расхолаживания TQ12, 22, 32D01 составляет порядка 35 ÷ 40 секунд, время запаздывания поступления воды в реактор с момента включения насосов аварийного ввода бора TQ13, 23, 33D01 составляет около 8 секунд, время запаздывания поступления воды в реактор с момента включения насосов аварийного впрыска бора TQ14, 24, 34D01 составляет примерно 1 мин 30 секунд. Эти данные приведены без учета разворота дизелей. Если в аварийной ситуации вместе с

разрывом произойдет обесточивание собственных нужд, то указанные времена запаздывания нужно увеличить на 15 сек.

Таким образом, для режимов больших течей ($D_y > 150$ мм, включая МПА) необходима такая система безопасности, которая была бы способна вступить в работу в первые моменты аварийного процесса, не допускать оголения активной зоны и функционировать до включения остальных систем СБ.

Все вышесказанное с учетом быстротечности процессов опорожнения первого контура при МПА и, как следствие, необходимости оперативной подачи большого количества воды в реактор для предотвращения повреждения оболочек ТВЭЛ обуславливает необходимость применения гидроаккумуляторов САОЗ.

Система гидроаккумуляторов САОЗ является примером удачного конструкторского подхода к разработке систем безопасности, так как в ее основе лежит использование пассивных устройств, которые рекомендованы «Общими положениями обеспечения безопасности АЭС» (ОПБ-2000) для применения в системах безопасности АЭС и РУ.

В некоторых документах систему гидроаккумуляторов САОЗ называют еще пассивной частью САОЗ. Оборудование системы гидроаккумуляторов САОЗ согласно проекту имеет оперативную маркировку с латинскими буквами УТ.

Система гидроаккумуляторов (рис. 10.7) состоит из двух независимых каналов. Один канал системы обеспечивает полное выполнение функций системы в аварийных ситуациях. Каждый канал состоит из двух идентичных по составу оборудования подгрупп и обеспечивает подачу раствора борной кислоты в верхнюю камеру смешения реактора (1-я подгруппа) и в кольцевое пространство, образованное внутренней поверхностью корпуса реактора и внешней поверхностью шахты, соединенного с нижней камерой смешения реактора (2-я подгруппа). Перечень основного оборудования одного канала системы представлен в табл. 10.1.

Критерием отказа системы является неспособность двух подгрупп системы выполнить возложенные на них функции.

Система гидроаккумуляторов функционирует в режиме "ожидание" при нормальном режиме работы РУ. В этом режиме запорные задвижки с автоматическим управлением на трубопроводе "гидроаккумуляторы-реактор" открыты и обеспечивается поддержание разницы давления между гидроаккумуляторами 60 кг/см^2 (5,9 МПа) и реакторной установкой 160 кг/см^2 (15,7 МПа) за счет закрытого положения двух обратных клапанов, установленных последовательно. Обеспечивается поддержание температуры раствора борной кислоты не менее 328 К (55 °С) в гидроаккумуляторах за счет работы блоков нагревателей в автоматическом режиме.

Предохранительные клапаны, установленные на гидроаккумуляторах обеспечивают поддержание давления в них на уровне 60 кгс/см^2 (5,9 МПа).

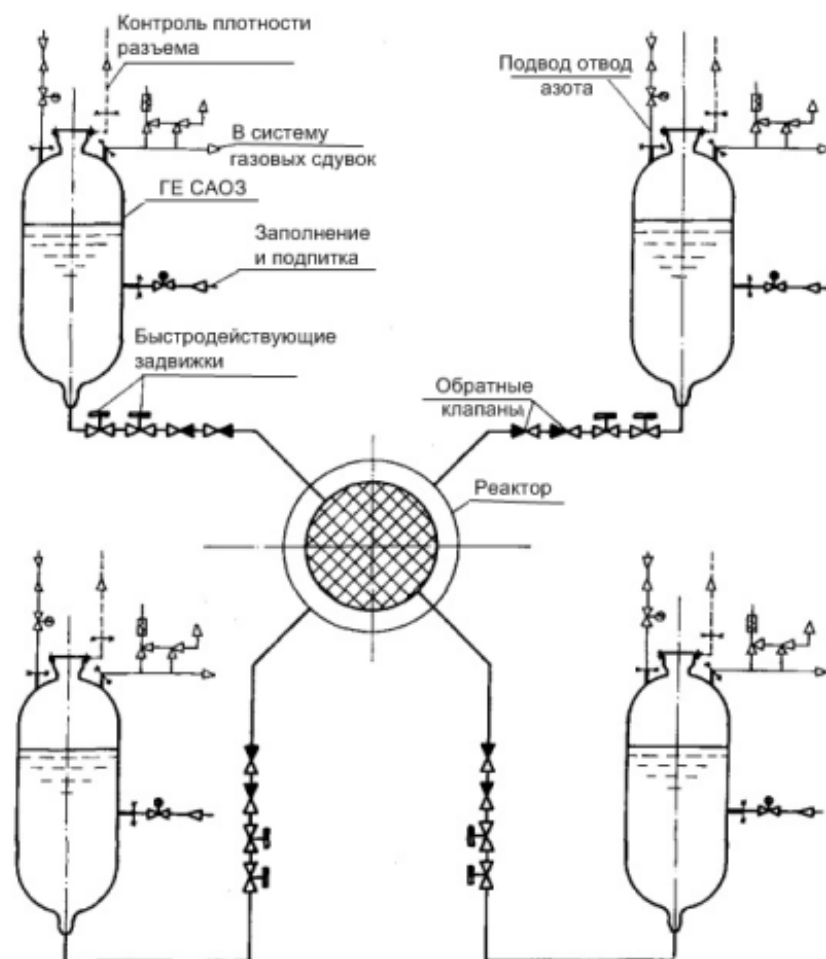


Рис. 10.7. Принципиальная схема системы ГЕ CAO3

Давление в гидроемкостях обеспечивается за счет создания азотной подушки. При повышении давления в гидроаккумуляторах (возможные протечки из первого контура) до 62 кгс/см^2 ($60,9 \text{ МПа}$) открывается контрольный предохранительный клапан, при увеличении давления до 66 кгс/см^2 ($6,49 \text{ МПа}$) открывается рабочий клапан (ИПУ ГЕ). При снижении давления до 60 кгс/см^2 ($5,9 \text{ МПа}$) оба клапана закрываются. Незакрытие одного из клапанов по какой-либо причине приводит к снижению необходимого давления в гидроаккумуляторах, т.е. к отказу соответствующего канала.

В аварийных ситуациях система начинает функционировать с момента снижения давления в первом контуре ниже 60 кгс/см^2 ($5,9 \text{ МПа}$), причем для включения системы в работу не требуется подвода энергии извне, что определяет "пассивность" системы. При снижении давления за счет образующегося положительного перепада давлений между гидроаккумулятором и реактором открываются обратные клапаны, и раствор борной кислоты поступает в активную зону реактора. При снижении уровня в гидроаккумуляторах меньше $1,2 \text{ м}$ происходит автоматическое закрытие электрофицированных задвижек на трубопроводе "гидроаккумулятор - реактор". Электропитание указанных задвижек осуществляется от системы надежного электроснабжения, причем каждая из двух последовательно соединенных задвижек питает-

ся от различных каналов указанной системы. Незакрытие этих задвижек приводит к попаданию азота в реактор при авариях и может привести к образованию парогазового пузыря под крышкой реактора, который будет препятствовать заливу активной зоны реактора, что приведет к частичному или полному оголению активной зоны, разрушению оболочек ТВЭЛОВ.

Таблица 10.1.

Наименование оборудования	Оперативное обозначение	Тип	Технические характеристики	Количество	Примечание
Гидроемкость	УТ11,12 (13,14) S01	-	$V = 60 \text{ м}^3$ $P_p = 6,39 \text{ МПа}$ $T = 293 \div 373 \text{ К}$. Объем раствора не менее 50 м^3	2	Наработка на отказ не менее 25000 ч
Обратный клапан	УТ11,12 (13,14) S03,04	Ц44-300-0	Ду 300, $P_p = 17,7 \text{ МПа}$, ТУ108-1375-85	2	ВБР при 25 срабатываниях в течение 4 ч равна 0,995
Быстродействующая отсечная задвижка	УТ11,12 (13,14) S01,02	1059-300-Э-1	Ду 300, $P_p = 17,7 \text{ МПа}$, закр. 10 с при перепаде 6,39 МПа	2	ВБР при 25 срабатываниях в течение 4 ч равна 0,995
Предохранительный клапан	УТ11,12 (13,14) S09,10	SH 3115-N (фирма Бопп-Ройтер)	$Q_{\text{азота}} = 6 \text{ т/ч}$, $P_{\text{откр}} = 6,49 \text{ МПа}$	2	-
Клапан запорный	УТ11,12 (13,14) S05-08	НГ26524-015-01,2А	Ду 15, ТУ26-07-1407-86	8	Средний ресурс 9000 циклов

Гидроемкость представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд с эллиптическими днищами (рис. 10.8.). Часть объема сосуда ($\sim 50 \text{ м}^3$) заполнена раствором борной кислоты с концентрацией 16 г/кг, другая часть объема ($\sim 10 \text{ м}^3$) заполнена азотом под давлением 6,0 МПа. На каждой гидроемкости установлено по два предохранительных клапана. Пропускная способность клапанов выбрана из условия непревышения расчетного давления при неконтролируемой подаче борного раствора в гидроемкости от системы аварийной подпитки.

В верхнем днище корпуса имеется люк-лаз для внутреннего осмотра при техническом обслуживании, уплотняемый с помощью откидной крышки с двумя никелевыми прокладками.

В нижней части корпуса имеется патрубок Ду 300 для приварки трубопровода САОЗ. Материал корпуса гидроемкости – сталь 22К с наплавкой по всей внутренней поверхности аустенитной нержавеющей стали 08Х18Н10Т. Все внутрикорпусные устройства выполнены из нержавеющей стали. На трубопроводе Ду 300, соединяющем гидроемкость с реактором, установлены две быстродействующие задвижки, два обратных клапана и штуцер Ду 300 между

ними для подключения напорного трубопровода от насосов аварийного расхолаживания, по одному штуцеру $D_y 25$ за каждым обратным клапаном

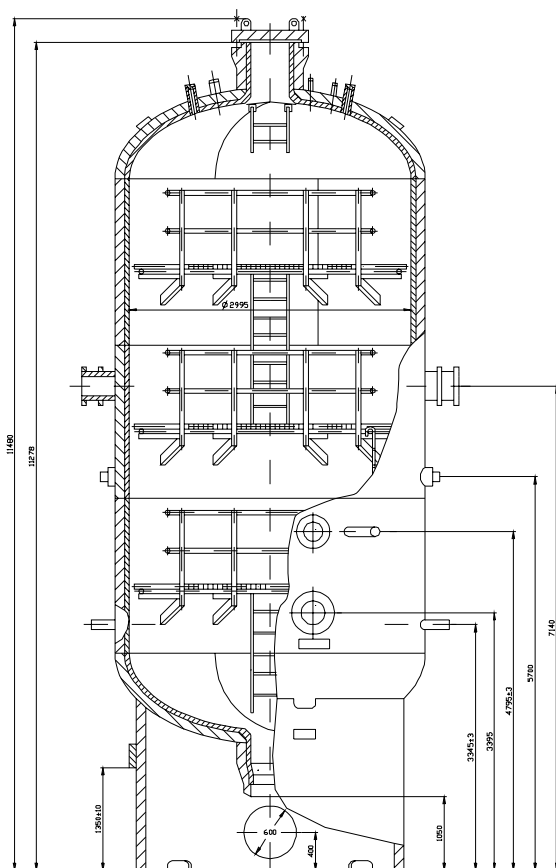


Рис. 10.8. Общий вид гидроемкости CAOЗ.

Основные технические данные:

Номинальное давление – 6,0 МПа;

Номинальная температура – $20 \div 60$ °С;

Объем воды – 50 м^3 ;

Объем газа – 10 м^3 ;

Допустимая температура стенки – 90 °С

Давление срабатывания – 6,47 МПа

(со стороны реактора) для подключения импульсных трубок замера давления, байпасные трубопроводы $D_y 25$ обратных клапанов с арматурой и дросельной шайбой для контроля плотности обратных клапанов. Быстродействующие запорные задвижки предназначены для отключения гидроемкостей после срабатывания их в аварийной ситуации при снижении уровня в них до 1200 мм; при плановом снижении давления в первом контуре; при неисправности одного или обоих обратных клапанов; для осмотра, ремонта и ревизии.

Задвижки выбраны быстродействующими для того, чтобы при срабатывании гидроемкостей быстро отсечь поток воды и не допустить попадания азота в реактор. Время открытия-закрытия затвора задвижки – 10 с.

Эксплуатационные режимы CAOЗ (пассивная часть). Для пассивной части CAOЗ предусмотрены следующие эксплуатационные режимы:

1. **Заполнение системы раствором борной кислоты.** Данный режим предназначен для создания в гидроемкостях CAOЗ запаса раствора борной кислоты после окончания ремонтных работ, связанных с дренированием всей системы. Заполнение системы осуществляется из бака системы аварийного ввода бора и контролируется по приборам БЦУ. В период заполнения систе-

мы в раствор должен вводиться гидразин-гидрат в количестве не менее 100 мг/кг. Сдувки из гидроемкостей при их заполнении направляются в систему спецгазоочистки.

2. Приведение гидроемкостей САОЗ в эксплуатационное состояние.

Данный режим предназначен для создания эксплуатационных параметров сред в гидроемкостях САОЗ: давления – 6,0 МПа, уровня – 6500 мм при условии, что температура корпуса реактора не более 90 °С. Давление в гидроемкостях создается подачей азота давлением 6,0 МПа. При этом проводится поддренирование гидроемкостей в прямом организованном протечек для достижения номинального уровня.

3. Приведение САОЗ (пассивная часть) в эксплуатационное состояние.

Данный режим предназначен для подготовки системы к работе в процессе пуска энергоблока и предусматривает приведение системы в состояние, при котором она полностью способна выполнить возложенные на нее функции. При этом проводится внешний осмотр трубопроводов, оборудования, КИП; включение в работу блокировок, сигнализации, КИП; проверка блокировок в соответствии с инструкцией; проверка срабатывания предохранительных клапанов гидроемкостей САОЗ; подключение гидроемкостей САОЗ к первому контуру при достижении в нем давления 6,5 МПа; подключение гидроемкостей к системе пробоотбора.

4. Эксплуатация системы при нормальной работе реакторной установки предусматривает эксплуатацию САОЗ (пассивная часть) с момента подъема давления в первом контуре выше 6,5 МПа при пуске энергоблока, при работе энергоблока на мощности, до снижения давления в первом контуре до 6,5 МПа при остановке и расхолаживании энергоблока. При нормальной работе энергоблока обслуживающий персонал обязан контролировать: положение арматуры, параметры в гидроемкостях, давление между обратными клапанами, периодически проверять блокировки и сигнализацию, при необходимости корректировать уровень в гидроемкостях.

5. Эксплуатация системы при аварийных ситуациях на АЭС предусматривает эксплуатацию при возникновении аварийных ситуаций, связанных с потерей теплоносителя первого контура. При аварийном снижении давления в первом контуре на 0,1– 0,2 МПа ниже 6,0 МПа открываются обратные клапаны на линиях гидроемкости – реактор и раствор борной кислоты подается в реактор. При достижении уровня в гидроемкостях 1200 мм закрывается быстродействующая арматура. Дальнейший порядок действий персонала определяется конкретной ситуацией на АЭС.

Техническое обслуживание системы гидроаккумуляторов. Перед каждым пуском РУ из "холодного" состояния необходимо подтвердить работоспособность системы в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

При работе ЭБ на номинальных параметрах какие-либо опробования для подтверждения работоспособности системы не проводятся.

В период остановки ЭБ на ППР проводится осмотр всех узлов системы. Требованиями по техническому обслуживанию гидроаккумуляторов преду-

смотрено их периодическое обследование и проведение ультразвукового контроля металла корпуса в процессе эксплуатации.

Опробование одного из четырех гидроаккумуляторов производится один раз в 4 года перед пуском РУ, а также при замене обратных клапанов и запорных задвижек (D_y 300) или после проведения ремонтных работ, влияющих на их работоспособность.

В случае повреждений элементов канала, которые определяются по выходу контролируемых параметров за аварийные уставки (уровень, давление, температура), дальнейшая эксплуатация не допускается и ЭБ немедленно выводится в режим расхолаживания.

РУ должна быть остановлена в плановом порядке при течи из первого контура по линии организованных протечек и дренажей, превышающей - $2,5 \text{ м}^3/\text{ч}$, в том числе и протечек через обратные клапаны пассивной части САОЗ.

10.2.3. Система аварийного впрыска бора высокого давления

Система (рис. 10.4) предназначена для обеспечения подкритичности активной зоны в аварийных ситуациях, связанных с выделением положительной реактивности в активной зоне и сохранении при этом высокого давления в первом контуре (аварии, связанные с разрывом паропроводов второго контура).

Система состоит из трех независимых каналов, каждый канал системы, в случае возникновения аварийной ситуации, способен полностью обеспечить выполнение функций всей системы (рис. 10.4). В состав системы входят: насосы подачи бора, обратные клапаны, электрифицированные задвижки на трубопроводах линий рециркуляции и слива организованных протечек, на напорном трубопроводе и всасе насоса. В процессе нормального режима работы РУ система аварийного впрыска бора высокого давления эксплуатируется в режиме "ожидание".

При возникновении в цепях управления аварийных технологических сигналов происходит автоматическое включение насоса соответствующего канала системы и одновременно открываются электрифицированные задвижки на напоре насоса и на линии рециркуляции.

Насос начинает работать на линию рециркуляции, и подготовлена возможность работы насоса на первый контур.

Оперативный персонал оценивает сложившуюся аварийную ситуацию и при необходимости подачи насосами борированного раствора в первый контур, должен воздействием на ключ управления (БЦУ, РЦУ) дистанционно закрыть одну из двух задвижек на линии рециркуляции.

Под давлением перекачиваемой среды открываются обратные клапаны на напорном трубопроводе насоса и концентрированный раствор бора поступает в первый контур. При снижении уровня раствора бора в баке системы до уставки работы соответствующей блокировки насос отключается.

Необходимо отметить, что ложное включение в работу канала системы или проведение ее опробования может привести к остановке энергоблока при возникновении дополнительных отказов.

Техническое обслуживание системы аварийного впрыска бора высокого давления. Перед каждым пуском энергоблока должна быть подтверждена работоспособность всех трех каналов системы путем поочередного их опробования на линию рециркуляции.

При работе ЭБ на номинальных параметрах осуществляется следующее обслуживание системы:

1 раз в смену осмотр доступных элементов системы (находящихся вне герметической оболочки);

1 раз в месяц дистанционное (с БЩУ или РЩУ) включение насосов на линию рециркуляции;

1 раз в месяц автоматическое включение каналов системы по сигналу "обесточивание";

1 раз в год испытания в составе комплексного испытания систем безопасности с имитацией сигнала "технологическая авария".

При обнаружении отказа оборудования системы канал выводится в ремонт.

10.2.4. Система аварийной подпитки высокого давления

Система (рис. 10.4) предназначена для охлаждения активной зоны реактора и обеспечивает ее подкритичность при малых течах первого контура. В соответствии с проектом система должна обеспечить подачу в первый контур раствора борной кислоты расходом $130 \text{ м}^3/\text{ч}$ и начальной концентрацией 40 г/кг при давлении в первом контуре 90 кгс/см^2 ($8,85 \text{ МПа}$). Система состоит из трех независимых каналов. Каждый канал системы в случае возникновения аварийной ситуации способен полностью обеспечить выполнение функций всей системы. В состав системы аварийной подпитки высокого давления входит: бак запаса концентрированного раствора борной кислоты; насос аварийной подпитки первого контура; сетчатый фильтр на всасе насоса; задвижки на всасывающем трубопроводе насоса, на напорном трубопроводе и линии циркуляции, на трубопроводе слива организованных протечек; обратные клапаны.

В процессе нормального режима работы РУ система аварийной подпитки первого контура эксплуатируется в режиме "ожидание".

При возникновении в цепях управления аварийных технологических сигналов происходит автоматическое включение насоса соответствующего канала и одновременно открываются электрифицированные задвижки на напоре насоса и на линии рециркуляции. Насос начинает работать на линию рециркуляции и подготовлена возможность работы насоса на первый контур. Если в переходном процессе, обусловленном аварийной ситуацией (приведшей к формированию вышеуказанного сигнала), произойдет снижение давления в первом контуре меньше 110 кгс/см^2 , то открываются два последовательных обратных клапана на напорном трубопроводе насоса и начинает

осуществляться подача борированного раствора в первый контур. Суммарный расход раствора, подаваемого насосом системы, увеличивается (расход на линию рециркуляции и расход на линию подачи раствора в первый контур), блокировкой по увеличению расхода $G = 70 \text{ м}^3/\text{ч}$ закрывается задвижка на линии рециркуляции. Насос начинает подавать раствор борированной воды в первый контур. При снижении уровня ($H = 250 \text{ мм}$) в баке запаса раствора бора высокой концентрации (40 г/кг) происходит открытие задвижки на трубопроводе, который связывает всас насоса системы с трубопроводом, обеспечивающим подачу борированной воды из бака-приямка к насосу системы аварийного охлаждения активной зоны.

Ложное включение в работу канала системы или проведение его опробования не приводит к изменению стационарного режима работы РУ. Можно считать, что система выполнит свое функциональное назначение, если будет обеспечена подача насосами в первый контур перекачиваемой среды с вышеуказанным расходом в течение 10 ч (экспертная оценка).

Техническое обслуживание системы аварийной подпитки высокого давления. Перед каждым пуском энергоблока должна быть подтверждена работоспособность всех трех каналов системы путем поочередного их опробования на линию рециркуляции.

При работе ЭБ на номинальных параметрах осуществляются следующие виды обслуживания системы:

1 раз в смену осмотр доступных элементов системы (находящихся вне герметической оболочки);

1 раз в месяц дистанционное (с БЩУ или РЩУ) включение насосов на линию рециркуляции;

1 раз в месяц автоматическое включение каналов системы по сигналу "обесточивание";

1 раз в год испытания в составе комплексного испытания систем безопасности с имитацией сигнала "технологическая авария".

При обнаружении отказа оборудования системы канал выводится в ремонт.

В процессе работы системы по функциональному назначению или на линию рециркуляции осуществляется автоматический контроль за ее работоспособностью по следующим параметрам:

температура перекачиваемой среды не должна превышать 363 К (90 °C);

температура в камере за гидропяткой не должна превышать 343 К (70 °C);

температура в камере торцевых уплотнений насоса не должна превышать 343 К (70 °C);

температура подшипников электродвигателя и насоса не должна превышать 358 К (85 °C).

Сигнализация об увеличении указанных параметров выведена на БЩУ и РЩУ.

При достижении предельных значений параметров автоматически формируется сигнал о разрешении дистанционного отключения канала системы. Если не остановить насосы при поступлении сигналов о значениях указанных параметров выше предельных, возможно механическое разрушение оборудования либо аварийная остановка насоса.

Следует отметить, что время работы канала системы на рециркуляцию ограничено, так как малые объемы перекачиваемой среды в баки запаса борного концентрата (15 м^3) приводят к ее быстрому нагреванию, в данном режиме до предельного значения. Время нагрева составляет приблизительно 10-20 мин.

10.2.5. Система аварийной подачи питательной воды в парогенераторы

Предназначена для подачи питательной воды в парогенераторы в аварийных ситуациях. Эта система должна обеспечить:

производительность насосов из условия подачи в парогенератор $150\text{ м}^3/\text{ч}$ при давлении в нем 64 кгс/см^2 (6,3 МПа);

температуру подаваемой воды в диапазоне 293-313 К (20 – 40 °С);

объем воды в баках запаса обессоленной воды из условий обеспечения расхолаживания блока через БРУ-А до давления в первом контуре 15 кгс/см^2 (1,47 МПа).

Система состоит из трех независимых каналов. Каждый канал системы обеспечивает выполнение функций системы в полном объеме.

Отказом системы является событие, когда ни один насос системы не может подать воду по питательному трубопроводу в течение заданного времени (6 ч) ни в один ПГ, из которого есть возможность отводить пар через паросбросные устройства для обеспечения расхолаживания реакторной установки. Перечень основного оборудования системы приведен в табл. 10.2.

На рис. 10.9 представлена принципиальная схема аварийной подпитки ПГ.

При нормальном режиме работы ЭБ система эксплуатируется в режиме "ожидание". Каждый из трех аварийных питательных насосов системы подключен к своему баку запаса обессоленной воды. Два аварийных питательных насоса имеют схему подачи питательной воды в ПГ, которая позволяет одному насосу снабжать водой только два ПГ. Два канала системы имеют технологическую схему, позволяющую каждому каналу обеспечить водой по два ПГ. Третий канал системы может обеспечить подачу воды по всем четырем ПГ, причем на подводе воды к двум ПГ задвижки открыты ("неотключенные" парогенераторы), а к двум другим закрыты ("отключенные" парогенераторы).

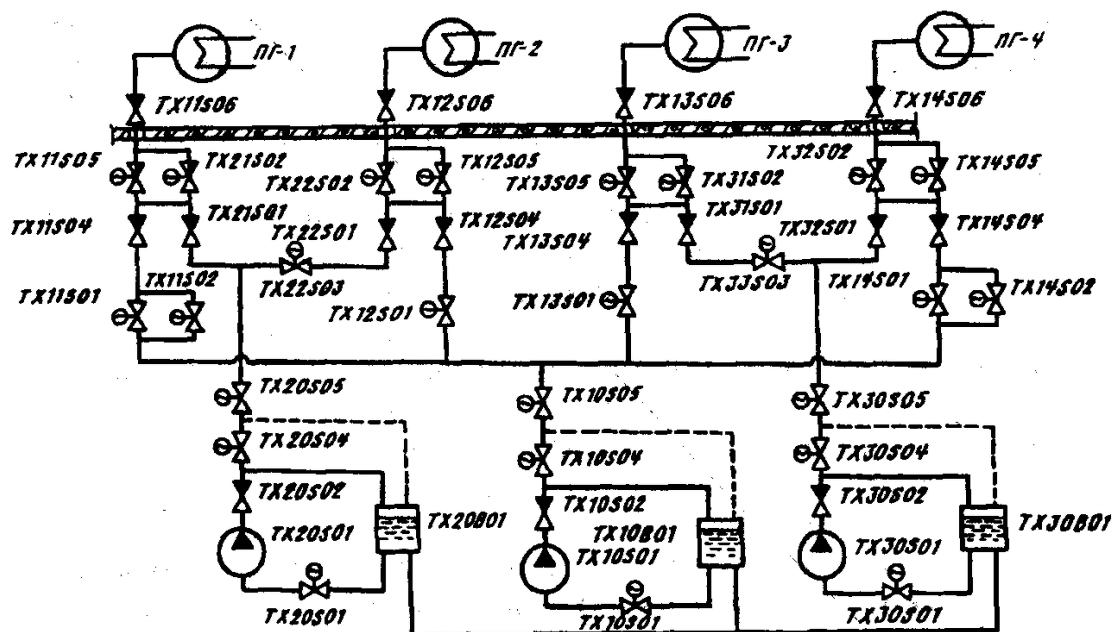


Рис. 10.9. Принципиальная схема аварийной подпитки парогенераторов ВВЭР-1000

На каждом трубопроводе подачи питательной воды к парогенератору установлены задвижки, регулирующий и обратный клапаны. У ПГ предусмотрены специальные штуцера для подвода питательной воды от аварийных питательных насосов.

В случае необходимости аварийные питательные насосы включаются в работу автоматически программой ступенчатого пуска по аварийным сигналам или по сигналу "снижение уровня питательной воды" в любом из парогенераторов. Одновременно с подачей импульса на запуск насосов включаются в работу регуляторы, установленные на напорных трубопроводах подачи питательной воды в парогенераторы.

Техническое обслуживание системы аварийной подачи питательной воды в ПГ. Перед каждым пуском РУ из "холодного состояния" необходимо подтвердить работоспособность систем в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

При работе ЭБ на номинальных параметрах проводятся следующие виды обслуживания:

1 раз в смену осмотр оборудования системы, находящегося вне герметичной оболочки;

1 раз в месяц опробование насосов и арматуры включением ключей управления с БЩУ (РЩУ);

1 раз в месяц опробование автоматического запуска насосов при имитации сигнала "обесточивание";

1 раз в год испытание каналов системы в составе комплексных испытаний СБ.

При обнаружении неисправности в канале системы, неисправный канал выводится в ремонт.

Следует отметить, что включение в работу насосов системы по ложному сигналу "снижение уровня питательной воды" в ПГ или при опробовании насоса на линию рециркуляции и непреднамеренное открытие задвижки на напорном трубопроводе насоса, которая при номинальном режиме работы ЭБ закрыта, может произойти подача холодной воды в ПГ, работающий на стационарном уровне мощности, которая приведет к снижению мощности ЭБ или к его аварийной остановке.

Таблица 10.2.

№ п/п	Наименование оборудования	Оперативное обозначение	Тип	Техни- ческие ха- рактерис- тики	Ко- ли- чест- во	Характеристики надежности
1	2	3	4	5	6	7
1	Аварийный питательный электрона- сос (АПЭН)	TX10,20,30 S01	ЦН150- 90Г	ТУ26- 06- 142285	3	Вероятность безотказной работы (ВБР) за 1000 ч ме- нее 0,95
2	Задвижка на всасыва- ющем трубо- проводе на- соса	TX10,20,30 S01	НГ26526- 150-16.3Б	ТУ26- 07-1407- 86	3	ВБР при сра- батывании 3000 циклов за 4 года не ме- нее 0,95
3	Обратный клапан на напорном трубопрово- де насоса	TX10,20,30 S02	944-125- 0-01	ТУ108- 1375-85	3	ВБР при сра- батывании не менее 25 ци- клов в течение 4 лет 0,995
4	Задвижка на напорном трубопро- воде	TX10,20,30, S04 TX10,20,30 S05	1059-125- Э-02	ТУ108- 1325-85	6	ВБР при сра- батывании не менее 25 ци- клов в течение 4 лет 0,995
5	Задвижка на напорном трубопро- воде	TX11,12,13,14 S01 TX11,14, S02 TX22,33, S03	1059-125- Э-02	ТУ108- 1325-85	8	ВБР при сра- батывании не менее 25 ци- клов в течение 4 лет 0,995
6	Обратный клапан на магистра- ли системы	TX11,12,13,14 S04 TX21,22,31,32 S01	944-100-0	ТУ108- 1375-85	8	ВБР при сра- батывании не менее 25 ци- клов в течение 4 лет 0,995
7	Обратный клапан на трубопро- воде в гермо- оболочке	TX11,12,13,14 S06	944-100- 0-2А	ТУ108- 1375-85	4	ВБР при сра- батывании не менее 25 ци- клов в течение 4 лет 0,995
8	Регуляторы питательной воды	TX11,12,13,14 S05	958-100- 3А	ТУ108- 985-80	8	Назначенная наработка на отказ 15000 ч
9	Бак запаса обессоленной воды	TX10,20,30 S01	-	V = = 500 м³	3	-

10.2.6. Система защиты первого контура ВВЭР-1000 от превышения давления

Предназначена для создания давления (подачей азота) в ГЦК при включении ГЦН при пуске РУ, поддержания давления в рабочих пределах при номинальном режиме и ограничения колебаний в переходных и аварийных режимах. Принципиальная схема системы представлена на рис.10.10

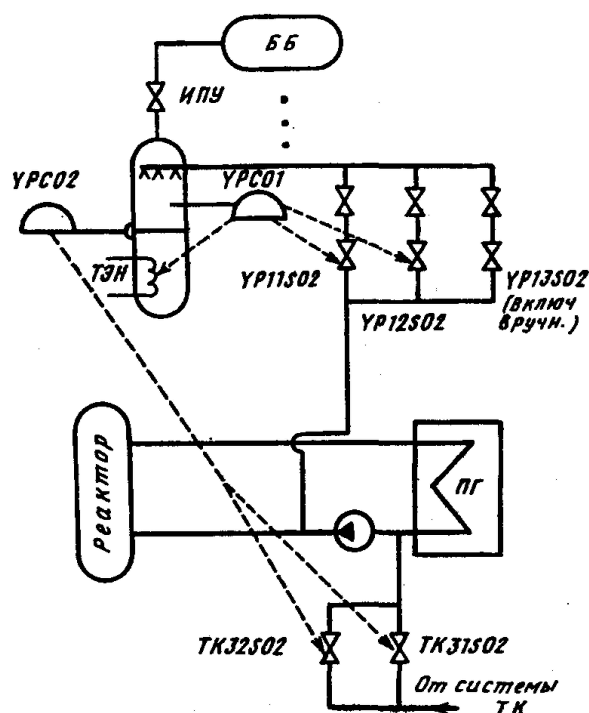


Рис. 10.10. Принципиальная технологическая схема системы компенсации давления первого контура ВВЭР-1000

Перечень основных узлов системы компенсации давления (КД) и критерии их отказов.

Компенсатор давления

$P = (15,7 \pm 0,3)$ МПа; $T - (619 \pm 4)$ К, 274 °С; общий $V = 79$ м³;

паровой $V_{\text{п}} = 24$ м³ ;

воды $V_{\text{в}} = 55$ м³ ;

расчетное давление $P = (17,7 \pm 0,3)$ МПа;

срок службы-30 лет;

наработка на отказ - 22 000 ч;

критерий отказа - негерметичность (течь 5 т/ч);

блок электронагревателей ТЭН КД - 28 шт. (мощность блока ТЭН $83,25 \div 96,75$ кВт); средний срок службы - 10 лет;

вероятность безотказной работы при наработке 25 циклов за 4 года - не менее 0,995, при наработке 200 циклов за 4 года - не менее 0,95.

Критерий отказа - несрабатывание; самопроизвольное открытие; непосадка на седло.

Быстродействующие задвижки впрыска в КД УРІ

	Давление открытия	Давление закрытия
УР11S02	16,1 МПа	15,8 МПа
УР12S02	16,3 МПа	16,0 МПа

Критерии отказа - несрабатывание; самопроизвольное открытие; незакрытие.

Регулятор давления УРС01

Функции - поддержание давления $P = (15,7 \pm 0,15)$ МПа с воздействием на ТЭН КД и задвижки впрыска.

Критерии отказа - невыполнение функций при стационарных и нормальных переходных режимах при исправных ОР и системах.

Регулятор уровня УРС02

Функции - поддержание номинального уровня в КД 4800 мм $\pm$ 150мм в стационарных и нормальных переходных режимах, в аварийных - 4800 мм $\pm$ 250 мм.

Критерии отказа - невыполнение функций при исправных ОР и системах.

Барботажный бак (ББ)

Предназначен для приема парогазовой смеси в режиме замены азотной подушки КД на паровую и приема пара при срабатывании ИПУ; $V_a = 30\text{м}^3$; $P = 0,7$ МПа; $V_b = 20\text{м}^3$.

Паровой компенсатор давления ВВЭР-1000 (рис. 10.11) представляет собой вертикальный сосуд. Корпус компенсатора давления состоит из цилиндрической обечайки, зоны отверстий, двух эллиптических днищ. В нижней части корпуса расположена обечайка с отверстиями для блоков нагревателей. Корпус КД выполнен из углеродистой низколегированной стали. Внутренняя поверхность корпуса плакирована нержавеющей сталью.

Внутрикорпусные устройства состоят из разбрызгивающего устройства 3, защитного экрана 7, опорной обечайки 9. Все узлы внутрикорпусных устройств выполнены из нержавеющей стали. Разбрызгивающее устройство предназначено для распыления воды по паровому объему для улучшения теплообмена при конденсации пара. Устройство состоит из раздающего коллектора, выполненного из трубы диаметром 114x5 мм с четырьмя насадками. Насадки имеют по 565 отверстий диаметром 4 мм каждое. Экран, изготовленный из съемных листов толщиной 4 мм, свободно висящих на кронштейнах, защищает корпус от холодной воды, поступающей из разбрызгивающего устройства. Опорная обечайка фиксирует в рабочем

перетеканий среды при положительных и отрицательных возмущениях по объему первого контура, а также при работе электронагревателей образует контур естественной циркуляции. Обечайка, выполненная из листа толщиной 16 мм, приварена к нижнему днищу корпуса КД. В верхней части обечайки расположены отверстия с обоймами для установки блоков электронагревателей, в средней – отверстия для прохода среды при естественной циркуляции, а также для осмотра корпуса. Для осуществления дренажа объема, заключенного между обечайкой и корпусом, в нижнем торце обечайки имеются вырезы.

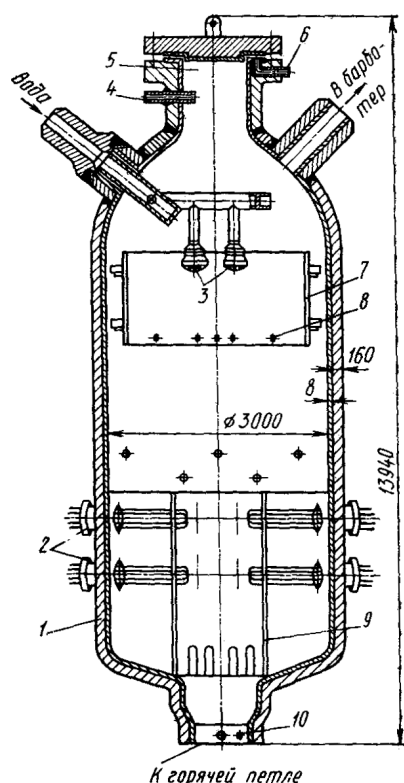


Рис. 10.11. Паровой компенсатор давления ВВЭР-1000:

1 – корпус; 2 – электронагреватели; 3 – разбрызгивающее устройство; 4 – воздушный патрубок; 5 – люк; 6 – штуцер контроля протечек; 7 – защитный экран; 8 – штуцеры под уровнемеры; 9 – опорная обечайка; 10 – штуцер отбора пара

Блоки трубчатых электронагревателей предназначены для разогрева КД во время пуска и поддержания заданного уровня температур во время работы. Блоки электронагревателей установлены внутри компенсатора объема. Блок выполнен в виде пучка из девяти трубчатых электронагревателей мощностью 10 кВт каждый. Электронагреватель представляет собой U-образную трубку из коррозионно-стойкой стали, внутри нее размещена спираль. Пространство между стенками трубки и спиралью заполнено спрессованной окисью магния (периклаз). Разъем блока уплотняется двумя прокладками (никелевой и асбестографитовой).

Опора КД – цилиндрическая, фланцевая, она выполнена из обечайки толщиной 45 мм и наружным диаметром 3480 мм. Опора приварена к кольцу нижнего днища. Опорная обечайка фланцем крепится к фундаментной плите анкерными болтами. В опоре сделаны четыре отверстия для циркуляции воздуха и два отверстия для вывода трубопровода.

Составной частью системы компенсации давления реакторной установки является барботер, который предназначен для приема и конденсации протечек пара через предохранительные клапаны компенсатора давления, пара, сбрасываемого через предохранительные клапаны при их проверке или авариях, а также паро-воздушной смеси, поступающей из компенсатора давления при разогреве установки.

Ниже приведена техническая характеристика парового компенсатора давления:

Рабочие параметры:	
давление, МПа	16
температура, °С	346
Расчетные параметры:	
давление, МПа	18
температура, °С	350
Параметры при гидроиспытании:	
давление, МПа	25
температура, °С	90
(при монтаже)	
Рабочие объемы, м ³ :	
Полный	79
воды при номинальной нагрузке	55
пара при номинальной нагрузке	24
Параметры электронагревателей:	
напряжение, В	380
частота тока, Гц	50
Мощность блоков, кВт:	
всех	2520
регулируемых	180
пусковых	2160
резервных	180
Гарантийный срок службы, ч	1000
Период гарантированной непрерывной работы, ч	8000

Размеры барботера выбирают, исходя из условий конденсации поступающего пара с расходом 150 кг/с в течение 8–9 с. Давление в барботере увеличивается до 0,5 МПа, температура – до 150 °С. Поверхность охлаждения и расход охлаждающей воды достаточны для того, чтобы принимать пар протечек от клапанов с расходом 500 кг/ч во время эксплуатации барботера без повышения температуры воды в нем более чем на 60 °С.

Барботажный бак не обеспечивает конденсации всего количества пара, которое образуется при срабатывании предохранительных клапанов компенсатора.

саторов давления с расходом 150 кг/с при аварии продолжительностью более 8–9 с, сопровождающейся ростом давления в КД до 18 МПа или «непосадкой» предохранительных клапанов при снижении давления. Повышение давления в барботажном баке выше 0,5 МПа обуславливает срабатывание его разрывной мембраны и выброс пара под защитную оболочку реакторной установки.

Для предотвращения образования вакуума в трубопроводе, подводящем пар к барботажному баку, трубопровод соединен с газовым пространством защитной оболочки через обратный клапан. Уровень воды в барботажном баке поддерживается регулятором, который подает сигнал на поступление воды из системы чистого конденсата или дренирование воды барботажного бака в систему организованных протечек.

В газовом пространстве барботажного бака постоянная подача азота обуславливает поддержание небольшого избыточного давления, что исключает образование взрывоопасной смеси водорода. Азот отводится в систему газовых сдувок.

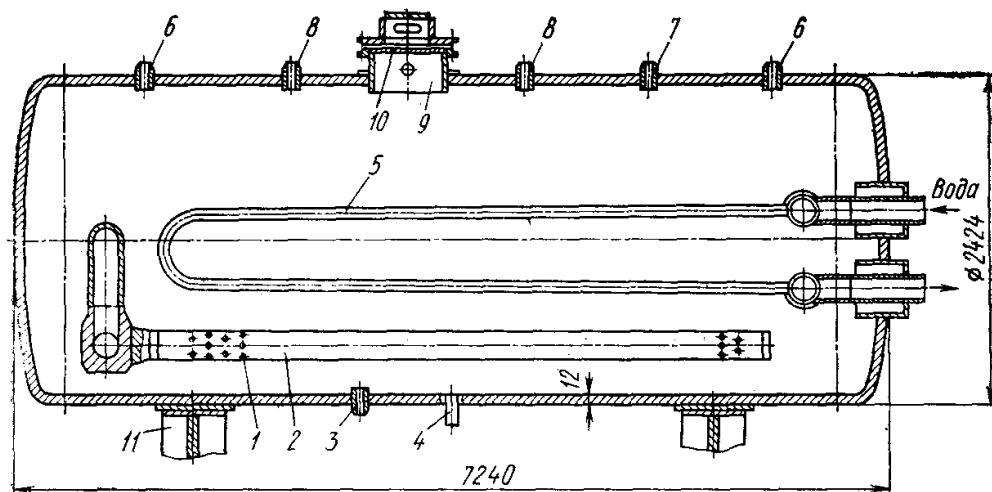


Рис. 10.12. Барботажный бак:

1 – сопло; 2 – барботирующее устройство; 3, 4, 6, 7, 8 – штуцеры для заполнения, дренажа, подвода азота и воздуха; 5 – змеевиковый теплообменник; 9 – люк; 10 – мембрана; 11 – опора.

Барботажный бак (рис. 10.12) представляет собой цилиндрический сосуд с двумя эллиптическими днищами. Корпус, днища, внутрикорпусные устройства и штуцеры выполнены из нержавеющей стали.

Отверстие люка одновременно является посадочным гнездом взрывной пластины (мембраны), которая предохраняет корпус от повышения давления свыше допустимого. Мембрана изготовлена из тонколистовой стали марки ОХ18Н10Т (ГОСТ 5632–72). Толщина мембраны должна удовлетворять следующему условию: при разрыве мембраны проходное сечение должно составлять не менее $0,33 \text{ м}^2$. Объем барботера равен 30 м^3 , одна треть объема занята газовым пространством, а две трети – водой.

Для охлаждения воды в барботажном баке установлен змеевик с поверхностью теплообмена 28,5 м². В водяном объеме барботажного бака (в его нижней части) размещены два распределительных коллектора. Конструктивно сопловое устройство выполнено со скачкообразным расширением проточной части. Барботер установлен на двух опорах, одна из которых допускает горизонтальное перемещение. Рабочей средой корпуса барботажного бака служит вода с концентрацией борной кислоты 16 г/кг и насыщенный пар. Рабочей средой парового коллектора служит вода с концентрацией борной кислоты 16 г/кг и насыщенный пар, рабочая среда для водяного коллектора – техническая вода.

Ниже приведена техническая характеристика ББ.

Давление, МПа:

Рабочее 0,1—0,5

Расчетное 0,5

Температура, °С:

рабочая 40—150

расчетная 150

Давление при разрыве предохранительной

мембраны, МПа 0,5

Паровой коллектор

Давление, МПа:

Рабочее 11,5

расчетное 11,5

Температура, °С:

Рабочая 320

Расчетная 320

Водяной коллектор

Давление, МПа:

Рабочее 0,6

Расчетное 0,6

Рабочая температура, °С:

на выходе 45

на входе 30

Расход охлаждающей воды, м³/ч 20

Масса барботера, т:

заполненного водой 30

сухого 9

Режим нормальной эксплуатации системы КД

Заполнение оборудования рабочей средой и уплотнение контура

Заполнение первого контура водой осуществляется из баков деаэратора подпитки насосом системы продувки-подпитки. При этом контролируется появление уровня в КД до 11 060 мм (арматура впрыска открыта). После 10-ти минутной выдержки воздушники закрываются, насос продувки-подпитки отключается. После осмотра и при отсутствии неплотностей и закрытия ар-

матуры на сливе воды из первого контура насосом ТК31S02 поднимается давление до 5 и 30 кгс/см² (0,49 и 2,95 МПа).

Плановый разогрев

Плановый разогрев - разогрев из холодного состояния со скоростью до 20 К/ч. В КД подается азот со скоростью не более 10 кгс/(см²/мин) (0,98 МПа/мин), поднимается давление первого контура до 20 кгс/см² (1,96 МПа). Уровень в КД поддерживается 10700 мм регулятором YPC03 (пусковым), воздействующим на клапаны системы подпитки. Включаются ГЦН и теплоноситель первого контура разогревается со скоростью не более 20 К/ч до 363-393 К (90-120 °С). При этом открыта арматура на линии впрыска в КД.

При достижении температуры металла корпуса реактора 363-393 К (90-120 °С) проводятся гидроиспытания первого контура на плотность. Дальнейший разогрев первого контура проводится ГЦН и ТЭН КД со скоростью 20 К/ч. При этом закрыты вентили на линии впрыска YP11S01, YP12S01. Вентиль YP13S01 открыт, вода на впрыск подается по линии прогрева (байпас клапанов) по линии YP13S01 из холодной нитки циркуляционной петли.

В процессе разогрева давление в КД повышается до 30 кгс/см² (2,95 МПа), уровень поддерживается увеличением расхода продувочной воды.

При температуре $T = 413 \div 443$ К (140÷170 °С), а в КД - 483 К (210 °С) производится замена азотной подушки на паровую. Периодически открываются вентили сдувки из КД в барботер. В процессе замещения азотной подушки уровень в КД снижается до 4 550 мм увеличением продувки. Фактором окончания замены азотной подушки при впрыске воды в КД, является рост уровня в барботере при проведении сдувки.

Разогрев первого контура заканчивается при температуре теплоносителя первого контура - 549,5 К (276,5 °С), давлении в первом контуре - 160 кгс/см² (15,7 МПа), давлении насыщенного пара в ПГ - 62 кгс/см² (6,1 МПа); разница температур между водой в КД и на выходе из реактора - не более 343 К (70 °С).

Гидроиспытания на герметичность

Датчики расхода, уровня и давления, не рассчитанные на давление 200 кгс/см² (19,6 МПа), отключаются. При давлении 180 кгс/см² (17,7 МПа) блокируются ИПУ КД путем отсечения импульсных клапанов.

Насосом гидроиспытаний и изменением расхода подпиточной воды поднимается давление первого контура ступенями [35, 100, 180, 200 кгс/см² (3,4; 9,8; 17,7; 19,6 МПа)] и производится осмотр на наличие неплотностей. При испытании на прочность давление поднимается до 250 кгс/см² (24,6 МПа) с 10-ти минутной выдержкой со скоростью подъема и снижения давления не более 10 кгс/см² (0,98 МПа) в 1 мин.

Стационарный режим

Стационарный режим – это режим, при котором колебания мощности ЭБ составляют $\pm 0,02 N_{\text{ном}}$, при этом ЭБ работает на мощности собственных нужд в режиме естественной циркуляции.

В стационарном режиме КД поддерживает давление в первом контуре с точностью $\pm 1,5 \text{ кгс/см}^2$ (0,14 МПа) с помощью регулятора давления YPC01, получающего сигнал по давлению под активной зоной и действующего на электрические нагреватели и быстродействующие клапаны впрыска в КД. Регулирующее действие осуществляется при уменьшении номинального давления ниже $158,5 \text{ кгс/см}^2$ (15,6 МПа) посредством подключения групп электронагревателей. При давлении ниже 153 кгс/см^2 (15 МПа) включены все группы. С ростом давления происходит последовательное отключение групп. При нормальной работе включены одна-две группы для компенсации тепловых потерь. При росте давления выше $164\text{--}166 \text{ кгс/см}^2$ (16,1-16,3 МПа) последовательно открываются два клапана на трубопроводе впрыска в КД. При снижении давления до $163\text{--}161 \text{ кгс/см}^2$ (16,0-15,8 МПа) клапаны последовательно закрываются.

Уровень поддерживается штатным регулятором YPC02 в стационарных режимах с точностью $\pm 150 \text{ мм}$. В схему введены импульсы по расходам продувочной и подпиточной воды. Регулятор воздействует на регулирующие клапаны РК ТК31S02, ТК32S02. Нормально регулятор воздействует на РК ТК31S02. При полном его открытии воздействие регулятора переключается на РК ТК32S02. При полном закрытии ТК32S02 происходит обратное переключение. Регулятор ТК01 поддержания продувки на СВО-2 воздействует на РК ТК32S02. В номинальном режиме - расход $40 \text{ м}^3/\text{ч}$, при "большом" борном регулировании - $65 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Опробование предохранительных клапанов КД

Опробование ПК КД осуществляется при пуске после проведения гидротестов. Проверка ПК КД проводится при температуре первого контура 549 К ($276 \text{ }^\circ\text{C}$): отключаются регуляторы уровня и давления, уровень поднимается до 8500 мм ; подключением ТЭН КД со скоростью не более 10 кгс/см^2 в 1 мин поднимается давление в первом контуре. При давлении в первом контуре $100\text{--}150 \text{ кгс/см}^2$ (9,8-14,7 МПа) поочередно импульсом в 1-2 с проверяется открытие-закрытие импульсных клапанов YP21-23S03, 04 от ключей управления с БЩУ и РЩУ.

Вентильми отсекается импульсный клапан YP21S03, поднимается давление в КД до 185 кгс/см^2 (18,2 МПа) и контролируется открытие импульсного клапана YP21S04 по сигнализации и основного контрольного клапана YP21S01 по снижению давления пара. При снижении давления до 170 кгс/см^2 (16,7 МПа) контролируется закрытие импульсного и посадка основного клапана. Аналогично проверяется YP21S03. При поднятии давления до 190 кгс/см^2 (18,7 МПа) проверяются импульсные клапаны YP22S03, 04, YP23S03,

04 и основные YP22S01 и YP23S01 (рабочие); посадка клапанов осуществляется при давлении 180 кгс/см^2 (17,7 МПа).

Динамические режимы нормальной эксплуатации

К динамическим режимам нормальной эксплуатации относятся следующие:

- 1) ложное срабатывание аварийной защиты реактора;
- 2) плановое отключение ГЦН;
- 3) включение ГЦН ранее не работавшей петли;
- 4) отключение ПВР и последующее включение;
- 5) ступенчатое снижение нагрузки со 100 до 50% $N_{\text{ном}}$;
- 6) ступенчатое повышение нагрузки с 50 до 100% $N_{\text{ном}}$;
- 7) сброс полной нагрузки со 100% $N_{\text{ном}}$ до мощности собственных нужд.

В нормальных режимах эксплуатации давление в первом контуре поддерживается с точностью $\pm 1,5 \text{ кгс/см}^2$ (0,147 МПа) регулятором YPC01 посредством подключения (отключения) групп электронагревателей КД и открытием (закрытием) клапанов впрыска в КД аналогичного стандартному режиму. Уровень в КД поддерживается регулятором YPC02 в нормальных и переходных режимах с точностью $\pm 150 \text{ мм}$ аналогично стационарному режиму.

Плановое расхолаживание до холодного состояния со скоростью 303 К/ч (30 °С/ч)

Расхолаживание осуществляется из "горячего" состояния (параметры первого контура номинальные, реактор подкритичен, ГЦН остановлены, остаточное тепловыделение снимается посредством сброса пара через БРУ-К, работают все вспомогательные системы).

Реактор переводится в глубоко подкритичное состояние посредством доведения концентрации борной кислоты в теплоносителе до 16 г/кг (для равномерного перемешивания борной кислоты при ее вводе включаются ГЦН). Отключены ТЭН КД и регулятор давления первого контура. Снижение температуры первого контура со скоростью не более 303 К/ч (30 °С) обеспечивается работой БРУ-К, а при снижении давления в ПГ до 1 кгс/см^2 (0,098 МПа) - водо-водяным режимом ПГ (до температуры 413 К, (140 °С). Скорость снижения давления первого контура не более - 10 кгс/см^2 в 1 мин (0,98 МПа/мин).

Для снижения температуры КД включается регулятор расхолаживания КД YPC04 с воздействием на клапан впрыска YP12S02. При этом перепад температур между водой КД и водой на выходе из реактора поддерживается 343 К, (70 °С), при расхолаживании - до 413 К, (140 °С). После этого температура впрыскиваемой воды становится постоянной. Уровень в КД поддерживается регулятором уровня YPC02, оказывающим воздействие на клапаны TK31S02, TK32S02 системы подпитки.

Дальнейшее расхолаживание первого контура до температуры 333-343 К, (60-70 °С), проводится системой аварийного расхолаживания, а КД – впрыском воды от подпиточного насоса при уровне в КД 11060 мм. При температуре теплоносителя на выходе из активной зоны 333-343 К, (60-70 °С), первый контур переводится в режим отвода остаточных тепловыделений.

Нарушение нормальных условий эксплуатации ВВЭР-1000 характеризуется следующим.

1. Обесточивание ГЦН, закрытие стопорных клапанов работающей турбины, полное обесточивание АЭС, прекращение подачи питательной воды в ПГ, неуправляемое извлечение группы ОР СУЗ из активной зоны, снижение концентрации борной кислоты в теплоносителе вследствие нарушений в системе борного регулирования, режим течи ПГ, внезапный переход на подпитку первого контура с температурой воды 333-343 К, (60-70 °С).

Во всех этих случаях происходит срабатывание аварийной защиты реактора по тем или иным факторам. В первом контуре происходят переходные процессы, во время которых (при несрабатывании АЗ от первичного фактора) может срабатывать АЗ при достижении следующих параметров в системе компенсации давления: повышении давления свыше 180 кгс/см^2 (17,7 МПа); снижении давления ниже 148 кгс/см^2 (14,6 МПа) при $N_p > 75\%$ и давлении ниже 140 кгс/см^2 (13,7 МПа) при $N_p < 75\% < N_{\text{ном}}$ и температуре теплоносителя больше 533 К, (260 °С); снижении уровня в КД ниже 4 000 мм.

Для ограничения колебаний давления и уровня в КД при переходных процессах работают регуляторы давления YPC01 и уровня YPC02 (аналогично стационарным и динамическим режимам нормальной эксплуатации). Регулятор давления воздействует на открытие (закрытие) клапанов впрыска в КД и подключение (отключение) ТЭН КД. Следует отметить, что указанные режимы характеризуются быстрыми переходными процессами и роль ТЭН КД незначительна (количество тепла, вносимое ТЭН КД составляет $0,01 W_{\text{ном}}$).

При нормальном функционировании регуляторов и исполнительных органов давление первого контура может достигать давления срабатывания предохранительных клапанов КД в режиме полного обесточивания АЭС. Главный клапан контрольного ИПУ открывается при $P = 185 \text{ кгс/см}^2$ (18,2 МПа), закрывается при $P = 170 \text{ кгс/см}^2$ (16,7 МПа). Главные клапаны рабочих ИПУ открываются при $P = 190 \text{ кгс/см}^2$ (18,7 МПа), закрываются при 180 кгс/см^2 (17,7 МПа).

2. Ложный впрыск в КД от штатного узла подпитки с температурой воды 333-343 К, 60-70 °С. Указанный режим характеризуется резким снижением давления первого контура. При отсутствии корректирующих мер давление первого контура достигает уставок срабатывания АЗ. При дальнейшем действии впрыска давление первого контура может снизиться до значения, соответствующего вскипанию теплоносителя.

3. Ускоренное расхолаживание РУ со скоростью 333 К/ч, 60 °С/ч. Указанный режим реализуется при течи на неотключаемом участке первого контура, второго контура и ведется аналогично плановому расхолаживанию со скоростью 303 К/ч, 30 °С/ч.

Аварийные режимы

1. *Режим малой течи*: разрыв трубопроводов первого контура $D_y < 25\text{мм}$; режим большой течи: разрыв трубопроводов первого контура $D_y > 150\text{мм}$, включая $D_y 850$.

При компенсируемой течи первого контура (разрыв трубопроводов первого контура $D_y < 18\text{ мм}$, $5 < G < 60\text{ т/ч}$) проводится остановка и расхолаживание РУ в сроки, указанные ГИС. При неисправности регулятора уровня в КД YPC02, неисправности регулирующих клапанов системы подпитки ТК31, 32S02, отказе подпиточных насосов возможно снижение уровня в КД до уставки срабатывания АЗ.

При некомпенсируемой течи первого контура (разрыв трубопровода $D_y > 18\text{мм}$, $G > 60\text{ т/ч}$) производится аварийная остановка оборудования. В этом режиме системы компенсации давления и подпитки не способны поддерживать уровень в КД и давление первого контура на номинальном уровне. В зависимости от величины течи, работы защит и оборудования и корректирующих мер возможны срабатывания АЗ по следующим факторам:

- 1) снижение уровня в КД до 4000 мм;
- 2) снижение давления в первом контуре до 148 кгс/см^2 (14,5 МПа) при $N_p > 0,75N_{\text{ном}}$ или до 140 кгс/см^2 (13,7 МПа) при $N_p < 0,75 N_{\text{ном}}$ и $T > 533\text{ К}$, 260 °С ;
- 3) снижение разницы температуры насыщения первого контура и температуры теплоносителя по петлям менее 283 К, 10 °С;
- 4) повышение давления под герметичной оболочкой до $0,3\text{ кгс/см}^2$ (0,029 МПа). В режиме "малой" и "большой" течи ТЭН КД должны быть обесточены.

2. ***Непосадка предохранительного клапана ПГ***, устройств сброса пара из ПГ, разрыв паропровода, трубопровода питательной воды ПГ, сборного коллектора острого пара, мгновенного заклинивания ГЦН, выброс ОР СУЗ при разрыве чехла привода.

Во всех режимах происходят быстрые переходные процессы, характеризующиеся изменениями различных параметров до уставок срабатывания АЗ. Система компенсации давления работает аналогично п.1 нарушений нормальных условий эксплуатации. Возможно повышение давления первого контура до уставки срабатывания предохранительных клапанов КД.

3. ***Непосадка предохранительного клапана КД на седло***.

Режим характеризуется быстрым снижением давления первого контура, уровня в КД. Система компенсации давления не способна выполнять свои функции. Возможно вскипание теплоносителя, оголение активной зоны.

10.2.7. Система защиты второго контура ВВЭР-1000 от превышения давления

Предназначена для защиты второго контура от превышения давления в аварийных режимах и в режимах нарушения условий нормальной эксплуатации. Система включает в себя сбросные устройства в конденсатор БРУ-К, в атмосферу БРУ-А, а также импульсные предохранительные устройства.

Критерием выполнения системой своих функций является обеспечение следующих требований:

недопущение роста давления в паропроводах в аварийных режимах выше 88 кгс/см^2 (8,65 МПа);

срабатывание клапанов и при отсутствии электропитания;

обеспечение защиты второго контура от роста давления при неработающих БРУ-А и БРУ-К.

На паропроводах от каждого ПГ установлено по два предохранительных клапана. Каждое импульсное предохранительное устройство состоит из основного и вспомогательного клапанов. Основной клапан типа ВА3-969-250/300-0-01 снабжен сервоприводом, управляемым рабочей средой посредством вспомогательного клапана. Импульсное предохранительное устройство ПГ настраивается путем установки груза на рычаг клапана. При отсутствии электрического тока на соленоидах вспомогательный клапан удерживается от срабатывания рычажно-грузовой системой и срабатывает от действия рабочей среды при повышении давления пара до величины настройки клапана.

Технические характеристики клапанов:

условный проход, мм,.....	250/300;
коэффициент расхода.....	0,82;
пропускная способность, т/ч.	900;
рабочая температура, К	менее 573, (300 °С);
давление гидроиспытаний, МПа (кгс/см^2)	
на прочность	14,7 (150);
на герметичность.....	9,8 (100);
температура гидроиспытаний, К.	более 293;
масса клапана, кг.....	1462

Суммарный расход через предохранительные клапаны, установленные на паропроводе от ПГ (1800 т/ч) превышает максимальную производительность ПГ и обеспечивает защиту системы при неработающих по каким-либо причинам БРУ-А и БРУ-К.

Защита ПГ от опасного роста давления осуществляется с помощью предохранительных клапанов. Первый клапан срабатывает при повышении в ПГ давления до 84 кгс/см^2 (8,26 МПа), второй - при дальнейшем повышении до $86,4 \text{ кгс/см}^2$ (8,5 МПа).

Схема системы защиты второго контура от превышения давления представлена на рис. 10.13. Система функционирует в режимах нарушения условий нормальной эксплуатации, т.е. в аварийных режимах.

При повышении давления пара импульс от электроконтактного манометра поступает в цепь управления электромагнитом открытия импульсного клапана (ИК). При открытии ИК пар поступает в камеру над поршнем и над седлом возникает усилие, поднимающее тарелку. Пар из паропровода поступает в ПК по двум боковым патрубкам и сбрасывается через нижний патрубок в атмосферу. При снижении давления пара в паропроводе от ПГ электроконтактный манометр включает ток в цепи электромагнита открытия и выключает в цепи электромагнита закрытия. ИК закрывается и прекращает доступ пара в ПК.

За счет выхода пара через дроссель на линии между ПК и ИК давление в поршневой камере падает до давления, близкого к атмосферному и ПК закрывается под действием пружины. Сброс пара через ИПУ осуществляется в атмосферу. Данная система обеспечивает защиту второго контура от роста давления при неработающих БРУ-А и БРУ-К.

Система защиты второго контура от превышения давления связана с системой паропроводов высокого давления. Отказы в других технологических системах не приводят к отказу данной системы. Открытие по ложному сигналу и неполадка ПК приводит к аварийной остановке блока.

Стопорные клапаны проверяются не реже 1 раза в год.

Отсечные задвижки должны расхолаживаться ежедневно.

Система выполняет ряд автоматических действий по командам системы локальных защит и блокировок:

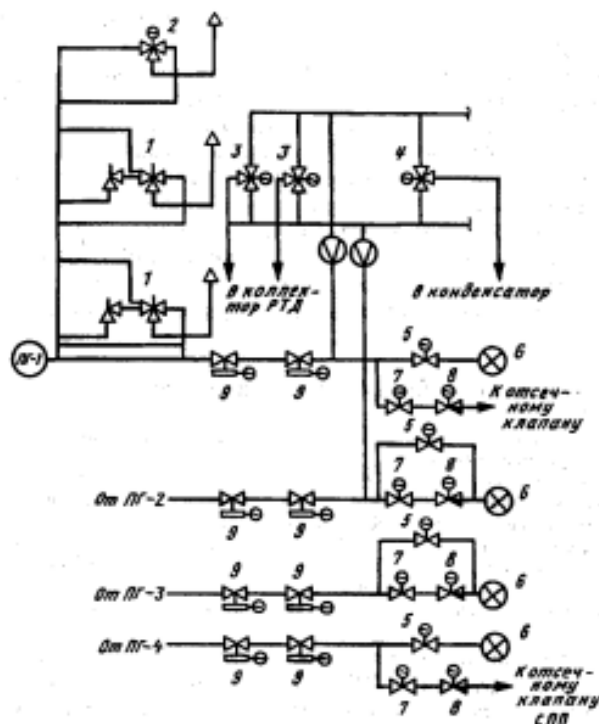


Рис. 10.13. Схема системы защиты второго контура ВВЭР-1000 от превышения давления:

1 – предохранительный клапан главных паропроводов; 2 – быстродействующая редуцирующая установка БРУ-А; 3 – быстродействующая редуцирующая установка БРУ-РТД (резервирование турбопривода и деаэратора); 4 – быстродействующая редуцирующая установка БРУ-К; 5 – главная паровая задвижка; 6 – предохранительный клапан пароперегревателя-сепаратора; 7 – запорная арматура с электроприводом; 8 – регулирующая арматура с электроприводом; 9 – быстрозапорный отсечной клапан на главных паропроводах ПГ.

1) по БЗОК (быстрозапорный отсечной клапан):
закрытие при совпадении сигналов: а) скорости падения давления в паропроводе за ПГ $0,5 \text{ кгс/см}^2$ ($0,049 \text{ МПа}$), б) снижений давления во втором контуре в паропроводе от ПГ до 55 кгс/см^2 ($5,4 \text{ МПа}$);
закрытие при повышении активности пара на выходе из ПГ до 10^{-6} Ки/л ;
закрытие по сигналу срабатывания АЗ-1;
закрытие при повышении уровня в соответствующем ПГ до 570 мм;

2) по ИПК:
при повышении давления в парогенераторе до 84 кгс/см^2 ($8,26 \text{ МПа}$) срабатывает первый импульсный клапан, вызывая срабатывание первого основного предохранительного клапана. Одновременно на БЩУ подается сигнал;
при дальнейшем повышении давления до $86,4 \text{ кгс/см}^2$ ($8,5 \text{ МПа}$) срабатывает второй импульсный клапан, вызывая срабатывание основного второго предохранительного клапана;
при снижении давления до 70 кгс/см^2 ($6,9 \text{ МПа}$) все предохранительные клапаны закрываются;

3) по БРУ-А:
она обеспечивает регулирование давления в ПГ по второму контуру при отказах или запретах БРУ-К, при закрытии отсечной арматуры на паропроводах и в режимах, когда производительность БРУ-К недостаточна;
при $P \geq 67 \text{ кгс/см}^2$ ($6,6 \text{ МПа}$) на выходе из ПГ открывается клапан БРУ-А, включаясь в режим регулирования и поддержания давления в главном предохранительном клапане (ГПК) 71 кгс/см^2 ($7,0 \text{ МПа}$);
при давлении в ГПК $\leq 67 \text{ кгс/см}^2$ ($6,6 \text{ МПа}$) клапан БРУ-А принудительно закрывается. Для возможности принудительного расхолаживания блока в условиях обесточивания предусмотрено автоматическое снятие блокировки на принудительное закрытие БРУ-А через 30 мин после включения ступенчатого пуска;

4) по БРУ-К:
условия работы БРУ-К аналогичны условиям работы БРУ-А с уставками срабатывания 63 кгс/см^2 ($6,2 \text{ МПа}$), поддержания -65 кгс/см^2 ($6,4 \text{ МПа}$). На БРУ-К накладывается запрет по условиям неготовности конденсатора турбины к сбросу из него пара.

Для контроля за оборудованием в условиях нормальной работы ЭБ на ЭЛИ РМОТ выведена необходимая информация по положению арматуры, в цифровом виде - по технологическим параметрам, сигнализация отключения параметров, положения регуляторов и их аварийного отключения, а также хода арматуры и остановки ее в промежуточном положении.

Информационная и логическая часть защит и блокировок выполнена по схеме "2 из 3" для каждого оборудования, включая исполнительную часть.

Кроме того, установка последовательно с БРУ-А отсечной арматуры позволяет по командам оператора ликвидировать потерю пара из второго контура при ложном открытии БРУ-А, а также обеспечить периодическое поочередное опробование как собственно БРУ-А, так и его отсечной арматуры.

10.2.8. Система удаления парогазовой смеси из первого контура

предназначена для удаления воздуха и парогазовой смеси из оборудования первого контура (реактора, компенсатора давления, парогенераторов) в барботажный бак и выполнена как защитная система безопасности.

Система может использоваться как в условиях нормальной эксплуатации, так и в аварийных ситуациях и относится к I категории сейсмостойкости. В авариях разрыва паропровода при отказе штатного подпиточного узла и предохранительных клапанов компенсатора давления, система используется для принудительного снижения давления в первом контуре.

Состав системы. Система состоит из трубопроводов, связывающих основное оборудование и барботажный бак, и установленной на них трубопроводной арматуры:

- трубопроводы сброса из компенсатора давления;
- трубопроводы сброса из реактора;
- трубопроводы сброса из коллекторов парогенераторов.

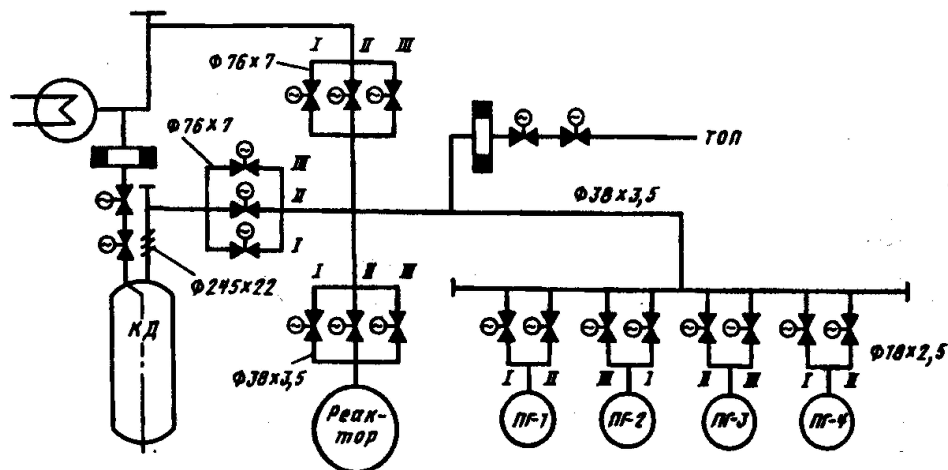


Рис. 10.14. Схема удаления парогазовой смеси из первого контура ВВЭР-1000 в аварийных ситуациях:

— — участки трубопроводов схемы; — — трубопровод сброса с ИПУ; I, II, III — схемы источников надежного питания

Трубопроводы подключаются к воздушникам. Арматура запитана от трех независимых источников надежного питания (рис. 10.14).

Расчетные параметры системы: давление - 180 кгс/см^2 (17,7 МПа), температура - 623 К, 350 °С.

Управление арматурой осуществляется оператором на БЩУ и РЩУ.

При пуске ЭБ система может быть использована для отвода воздуха из верхних точек оборудования при заполнении первого контура теплоносителем. После заполнения первого контура арматура системы должна быть закрыта оператором.

Автоматические воздействия на электроприводную арматуру не предусматриваются.

При работе ЭБ в номинальном режиме, а также в режиме расхолаживания работа системы не предусматривается.

В авариях с разрывом трубопровода возможно кипение теплоносителя в активной зоне реактора, а также образование водорода в результате взаимодействия воды с цирконием. Развитие аварии в указанном направлении может привести к отжатию теплоносителя и угрозе оплавления зоны. Сброс образовавшейся парогазовой смеси и тем самым снижение давления в первом контуре возможен при открытии арматуры на сбросе из КД или реактора. При превышении давления в барботажном баке и разрыве мембраны произойдет выход продуктов под оболочку. Открытие арматуры осуществляет оператор с БЩУ и РЩУ, руководствуясь показаниями предусмотренного объема контроля. Надежность работы системы достигается как дублированием мест сброса - реактор, КД, так и резервированием - установкой арматуры на сбросе параллельно. Например, при отказе механической части (заклинивание) или отсутствии электропитания должна сработать хотя бы одна из арматур.

В зависимости от размеров аварии арматура и трубопроводы могут быть подвергнуты ревизии, на основании чего принимается решение об их замене.

Надежность работы оборудования СБ и соответствие его проектным характеристикам обеспечивается контролем качества на всех этапах изготовления, монтажа, проведением пусконаладочных работ и контролем за состоянием оборудования системы во время эксплуатации.

Объем работ определяется документацией по контролю качества, пусконаладочной документацией, инструкциями и нормативной документацией.

Качество изготовления и монтажа оборудования обеспечивается за счет контроля соответствия чертежам, техническим условиям и нормативным документам.

В процессе изготовления оборудование подвергается следующим видам контроля:

- входной контроль материалов и полуфабрикатов;
- операционный контроль;
- приемочный контроль.

В процессе монтажа осуществляются:

- входной контроль;
- контроль качества сварных соединений;
- контроль габаритных, установочных и присоединительных размеров;
- контроль правильности монтажа на стадии изготовления и после монтажа производится путем гидравлических испытаний оборудования системы и его элементов.

На стадии пусконаладочных работ проводятся испытания оборудования систем в целом с оформлением отчетной документации по ходу испытаний и готовности оборудования для эксплуатации.

Назначенный проектом контроль по ходу испытаний и готовности оборудования системы и в процессе эксплуатации обеспечивает своевременное обнаружение дефектов за счет:

измерения параметров по приборам;
проверки состояния металла, сварных швов при периодических ревизиях.

Периодические ревизии при каждой перегрузке топлива предусматривают визуальный осмотр оборудования.

Один раз в четыре года выполняются следующие виды проверок:

- визуальный осмотр;
- цветная или магнитопорошковая дефектоскопия;
- гидротесты на прочность или плотность.

Ремонтопригодность оборудования обеспечивает возможность проведения дезактивации.

10.3. Обеспечивающие СБ ЭБ АЭС

Обеспечивающие СБ выполняют функции снабжения СБ рабочей средой и энергией и создают условия их функционирования при проектных авариях. Обеспечивающие СБ обязаны функционировать при не зависящих от исходного события отказах.

10.3.1. Резервная дизельная электростанция (РДЭС)

Предназначена для снабжения электроэнергией потребителей СБ в аварийных режимах. При разработке РДЭС к ней предъявляются следующие основные требования:

- 1) обеспечить быстрый прием нагрузки в течение 10 с в условиях прохождения аварийных режимов;
- 2) элементы РДЭС должны иметь возможность их периодического испытания для выявления работоспособности;
- 3) кратковременный ремонт РДЭС может проводиться во время работы ЯР на мощности;
- 4) при опробованиях РДЭС не должна терять своих функциональных свойств;
- 5) в аварийных режимах РДЭС должна работать в течение требуемого для преодоления аварии времени;
- 6) качество вырабатываемой РДЭС электроэнергии должно соответствовать нормируемым параметрам по напряжению и частоте.

Для каждого ЭБ АЭС в РДЭС предусмотрена установка в трех изолированных ячейках по одному дизель-генератору (ДГ) мощностью 6,3 МВт напряжением 6,3 кВ. Каждая ячейка РДЭС представляет собой одноагрегатную электростанцию, выполняющую функции одного канала обеспечивающей СБ. Ячейка РДЭС оборудуется автономными системами топлива, охла-

ждения, масла, пускового воздуха, отопления, вентиляции, электроснабжения СН, оперативного тока, управления и контроля.

РДЭС полностью автоматизирована и предусматривает запуск и работу без постоянного обслуживающего персонала в течение 240 ч. Для поддержания дизеля в постоянной готовности к пуску служит система "горячего резерва", работа которой также автоматизирована. Запуск дизелей осуществляется сжатым воздухом, который хранится в двух баллонах. Запаса воздуха достаточно для шести последовательных пусков, пополнение баллонов сжатым воздухом предусмотрено от двух автоматизированных компрессоров.

Для обеспечения высокой надежности пуска каждый ДГ оборудован дублированной схемой запуска. Запуск осуществляется по сигналу от управляющих СБ, предусмотрена также возможность дистанционного запуска ДГ с БЩУ и РЩУ АЭС и местного щита РДЭС.

Управление ступенчатым подключением нагрузки к ДГ осуществляется автоматикой АЭС.

Вся сигнализация по каждой ячейке РДЭС о выходе контролируемых параметров за установленные пределы сводится в два обобщенных сигнала, выдаваемых на БЩУ и РЩУ АЭС - "неготовность" и "неисправность".

Периодические проверки работоспособности ДГ проводятся совместно с проверкой технологических каналов СБ путем их запуска. Опробование ДГ осуществляется не реже одного раза в месяц, в течение 30 мин под нагрузкой не менее 30% номинальной мощности ДГ в присутствии на РДЭС обслуживающего персонала.

10.3.2. Системы аварийного электроснабжения (САЭ)

САЭ предназначена для обеспечения электроснабжения потребителей СБ АЭС во всех режимах работы АЭС, в том числе при потере рабочих и резервных источников питания от энергосистемы. В состав САЭ входят автономные источники электропитания, распределительные и коммутационные устройства.

Основные требования, которым должна удовлетворять эксплуатация САЭ, изложены в следующих документах:

1. "Общие положения по устройству и эксплуатации систем аварийного электроснабжения атомных станций".
2. "Руководство по техническому обслуживанию резервных дизельных электрических станций АЭС".
3. Типовые инструкции по испытаниям и опробованиям дизель-генераторов, а также другие НД, действующие в ядерной энергетике.

САЭ АЭС принимается в эксплуатацию до момента физического пуска ЭБ.

Подсистемами (элементами) САЭ АЭС являются: дизель-генераторы, агрегаты бесперебойного питания (АБП), аккумуляторные батареи, автоматика, обратимые дизель-генераторы, автоматика ступенчатого пуска меха-

низмов при обесточивании собственных нужд АЭС. Так как САЭ является дежурной системой, она находится в режиме постоянной готовности к обеспечению электроснабжения СБ. Этот режим включает в себя:

- 1) регулярные осмотры оперативным персоналом находящегося в работе оборудования и контроль за его состоянием по проектным средствам измерений и диагностики;

- 2) периодические освидетельствования и проведение периодических испытаний оборудования САЭ на соответствие проектным показателям в режимах, максимально имитирующих аварийные или близкие к ним, если условия безопасности ограничивают возможность прямых и полных проверок.

Дизель-генераторы резервной дизель-электростанции (РДЭС) в режиме "Ожидание" находятся в постоянной готовности к автоматическому и дистанционному запуску с БЩУ, по месту и автоматическому принятию нагрузки. Аккумуляторные батареи САЭ также должны быть полностью заряжены, готовы к работе и находиться в режиме подзаряда от выпрямительных устройств.

Подключение неprojektных потребителей к секциям и сборкам САЭ независимо от режима работы ЭБ и состояния САЭ, даже временное, запрещается.

Опробования и испытания подсистем САЭ проводятся по графику, утвержденному ГИС. При их проведении должны выполняться условия, которые не позволяют привести к нарушению пределов безопасной эксплуатации АЭС.

Ежегодно в период остановки ЭБ на плановый ремонт или перегрузку топлива САЭ подвергается комплексным испытаниям с запуском механизмов по обесточиванию собственных нужд и от аварийного технологического сигнала (МПА).

Техническими и организационными мерами должен быть исключен несанкционированный доступ в помещения и сооружения, в которых размещены подсистемы (оборудование САЭ). Также должны быть приняты меры по недопущению несанкционированного изменения положения ключей управления автоматикой и блокировками питающих элементов САЭ.

При работе на мощности ЭБ допускается вывод из работы одного канала САЭ с обязательным выполнением требований технологического регламента по эксплуатации ЭБ АЭС и на время, определенное технологическим регламентом. При этом должна быть подтверждена работоспособность других каналов СБ.

Для анализа состояния оборудования САЭ на АЭС фиксируются:

- 1) случаи возникновения аварийных ситуаций, связанных с повреждением, выходом из строя и нарушениями в работе САЭ;

- 2) случаи отказов при эксплуатации оборудования САЭ, сопровождающиеся нарушением требований технологического регламента, инструкций по эксплуатации, условий безопасной эксплуатации АЭС;

- 3) ресурс оборудования САЭ.

Сведения и результаты анализа должны обобщаться эксплуатирующей организацией.

Оборудование САЭ размещается в помещениях I, II и III категории. К I категории помещений относятся сухие отапливаемые помещения с наличием незначительной вибрации и запыленности, в которых отсутствуют ударные воздействия (БЩУ, ЦЩУ, МЩУ). В помещениях II категории имеется большой диапазон колебаний температуры окружающего воздуха с наличием незначительной вибрации, одиночных ударов, возможностью существенного запыления (панели РУСН 0,4 кВ, релейные отсеки КРУ-6кВ). К III категории помещений относятся помещения с наличием большой вибрации (камера АГП, зоны вблизи вращающихся машин).

10.3.3. Системы технического водоснабжения (СТВ) АЭС

СТВ служит для отвода значительного количества тепла от конденсаторов турбин, газоохладителей и маслоохладителей электрогенераторов, питательных насосов, боксов ПГ и других устройств. Кроме решения задачи теплоотвода от различного оборудования СТВ обеспечивает водой систему водоподготовки и различные санитарно-бытовые устройства.

Расход охлаждающей технической воды для одного ЭБ АЭС составляет $(7 \div 10) \cdot 10^4 \text{ м}^3/\text{ч}$. При аварийных режимах работы ЭБ необходим дополнительный большой расход технической воды, который составляет $1300\text{--}2000 \text{ м}^3/\text{ч}$ на один ЭБ.

Основными потребителями охлаждающей воды на АЭС являются конденсаторы турбин, причем для них требуется наиболее глубокое охлаждение воды. Как правило, для конденсации пара, отработавшего на турбине, используются поверхностные трубчатые конденсаторы, в которых техническая охлаждающая вода движется в трубках, пар же конденсируется в межтрубном пространстве. Расход воды через конденсатор при заданной мощности зависит главным образом от начальной температуры воды, поэтому с точки зрения экономичности СТВ более выгоден забор воды из водоема с наиболее низкой температурой.

Источниками технического водоснабжения могут быть различные естественные (реки, озера, моря) и искусственные водоемы. Если в СТВ используется морская вода, то ее прямое применение возможно лишь для охлаждения конденсаторов турбин и различных газо- и маслоохладителей. В этом случае система водоподготовки и санитарно-бытовые устройства АЭС подключаются к другому источнику водоснабжения или используются опреснительные установки.

На АЭС используются прямоточные, оборотные и смешанные СТВ.

Прямоточная СТВ располагается рядом с весьма крупным естественным водоемом. Холодная вода забирается непосредственно из водоема, в него не сбрасывается нагретая вода. При такой системе не предусматриваются какие-либо искусственные сооружения для охлаждения воды. Нагретая вода сбрасывается ниже по течению (если водоем - река) или на достаточном уда-

лении (не менее 40 м) от места водозабора (если водоем - озеро или море). Это делается для предотвращения подмешивания теплой воды к холодной.

Существенным недостатком прямоточной СТВ является тепловое загрязнение окружающей среды, т.е. повышение температуры водоема, куда сбрасывается подогретая вода, что может вызвать нарушение экологического равновесия в водоеме.

Прямоточная СТВ может применяться, если минимальный дебит водоема, по крайней мере, в 2-3 раза превышает потребность АЭС в охлаждающей воде и если АЭС расположена не выше 10-15 м над уровнем водоема. Прямоточная СТВ наиболее проста и, как правило, в несколько раз дешевле оборотной.

В оборотной СТВ вода, циркулирующая по замкнутому контуру, нагревается в теплообменниках (конденсаторах турбин, газо- и маслоохладителях и т.п.), а затем охлаждается, проходя охладитель. Охладителями служат градирни, брызгальные бассейны и пруды-охладители. Оборотная СТВ применяется при малом дебите водоема, а также в тех случаях, когда АЭС расположена на значительном удалении от него или на такой высоте от водной поверхности, когда применение прямоточной СТВ затруднительно.

Наиболее часто используются пруды-охладители. Как правило, это искусственные сооружения, образованные путем перекрытия плотиной небольшой реки с малым дебитом. Требуемая активная площадь пруда, т.е. площадь, по которой осуществляется циркуляция воды, составляет 8 –10 м² на 1 кВт установленной мощности. Активная площадь меньше полной площади пруда, так как обычно имеются застойные зоны, вода в которых практически не участвует в циркуляции.

Существенную экономию площадей по сравнению с прудами-охладителями позволяют получать брызгальные бассейны. В них вода распыляется соплами в воздухе над бассейном. Чем меньше размер капель воды, распыляемой соплами, тем выше степень охлаждения. В настоящее время применяются сопла, обеспечивающие размер капель 1,5-1,8 мм при давлении перед соплами 0,5-0,7 МПа. Для более тонкого распыления требуется большой напор перед соплами, что ведет к соответствующему росту энергозатрат. Еще более компактными охладителями при оборотной СТВ являются градирни. Градирня (рис. 10.15) представляет собой башню, выполняемую обычно из бетона. В нижней части башни расположено оросительное устройство, а верхняя часть служит для создания воздушной тяги. В верхнюю часть оросительного устройства подается нагретая вода, которая в виде капель или пленок стекает вниз навстречу восходящему потоку воздуха. Охлаждение воды осуществляется за счет испарения и конвекции. Охлажденная вода собирается в бассейн, расположенный в основании градирни.

Земельные площади, необходимые для сооружения охладителей при оборотной СТВ, уменьшаются в 30-40 раз при переходе от прудов-охладителей к брызгальным бассейнам и в 180-400 раз при переходе к градирням. Однако пруды-охладители обладают рядом важных преимуществ перед прочими охладителями оборотной СТВ: сравнительная дешевизна и

простота. Кроме того, пруды требуют меньшего расхода энергии на привод циркуляционных насосов, так как отсутствует гидравлическое сопротивление самого охладителя.

В ряде случаев могут применяться смешанные СТВ, в которые входят элементами и прямоточная, и обратная системы. Необходимость в применении смешанной СТВ может возникнуть, например, при расширении действующей АЭС, когда существующая прямоточная СТВ не в состоянии обеспечить необходимые расходы охлаждающей воды, а также в случае сильных сезонных колебаний дебита водоема прямоточной СТВ.

При эксплуатации СТВ должны быть обеспечены:

- 1) бесперебойная подача охлаждающей воды нормативной температуры, в необходимом количестве и требуемого качества;
- 2) предотвращение загрязнений конденсаторов турбин, теплообменного оборудования и трубопроводов СТВ;
- 3) выполнение требований правил и норм по охране окружающей среды.

Для предотвращения образования отложений в трубках конденсаторов турбин и другого теплообменного оборудования, коррозии, "цветения" воды или зарастания водохранилищ-охладителей высшей водной растительностью должны проводиться профилактические мероприятия. Выбор этих мероприятий должен определяться местными условиями, их эффективностью, допустимостью по условиям эксплуатации теплообменного оборудования, охраны окружающей среды.

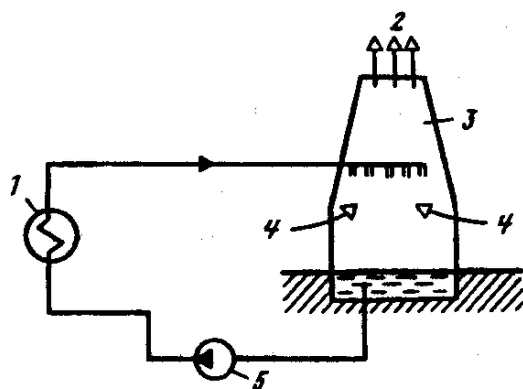


Рис. 10.15. Схема циркуляции воды при охлаждении ее в градирне:

1 - конденсатор; 2 - выход нагретого влажного воздуха; 3 - градирня; 4 - вход холодного воздуха; 5 - циркуляционный насос

Очистка теплообменного оборудования, циркуляционных водопроводов и каналов проводится по мере необходимости. Уничтожение высшей водной растительности и борьба с "цветением" воды в прудах-охладителях химическим способом допускается только с разрешения соответствующих органов Государственного надзора.

Важной частью эксплуатационных мероприятий на АЭС является борьба с накипью охлаждающей воды. В системе оборотного технического водоснабжения с градирнями и брызгальными бассейнами в случае накипеобразующей способности охлаждающей воды при эксплуатации АЭС осуществляется:

1) подкисление либо фосфатирование воды или комбинированные методы ее обработки: а) подкисление и фосфатирование; б) подкисление, фосфатирование и известкование и др.;

2) при подкислении добавочной воды серной и соляной кислотами щелочной буфер необходимо поддерживать в ней не менее 1,0-0,5 мг-экв/кг;

3) при вводе кислоты в циркуляционную воду щелочность в ней должна быть не ниже 2,0-2,5 мг-экв/кг

4) при применении серной кислоты необходимо следить, чтобы содержание сульфатов в циркуляционной воде не достигло уровня, вызывающего повреждение бетонных конструкций или осаждение сульфатов кальция;

5) при фосфатировании циркуляционной воды содержание в ней фосфатов в пересчете на PO_4^{3-} нужно поддерживать в пределах 2,0-2,7 мг/кг.

При применении оксиэтиленфосфатной кислоты содержание ее в циркуляционной воде в зависимости от химического состава должно поддерживаться в пределах 0,25-0,4 мг/кг. В продувочной воде содержание этой кислоты необходимо ограничивать по ПДК до 0,9 мг/кг.

В системе оборотного водоснабжения с прудами-охладителями водообмен осуществляется в период лучшего качества воды в источнике подпитки. При накипеобразующей способности охлаждающей воды, а также при наличии в ней ила, песка и гидробионитов, которые могут осаждаться в трубах теплообменного оборудования, с вводом первого ЭБ АЭС обязательным является ввод в эксплуатацию системы шариковой очистки с эластичными губчатыми шариками для конденсаторов турбин.

Для периодической промывки конденсаторов турбин и других теплообменников должны быть предусмотрены установки кислотной промывки и очистки промывочных растворов.

При обрастании СТВ (поверхностей грубых решеток, конструктивных элементов водоочистных сеток, водоприемных и всасывающих камер и напорных водоводов) моллюском дрейсены или другими микроорганизмами должны применяться необрастающие покрытия, проводиться промывки трактов горячей водой. Допускается применение и других, в том числе химических, методов борьбы с обрастанием по согласованию с органами Госнадзора. Борьба с моллюском дрейсены весьма успешна, если поддерживать скорость воды в трубопроводах более 1,5 м/с и не допускать образования застойных зон в СТВ.

Борьба с отмершими моллюсками дрейсены осуществляется установкой фильтров-ловушек на трубопроводах и удалением моллюска из подводящего тракта к блочной насосной АЭС.

Периодичность удаления воздуха из циркуляционных трактов должна быть такой, чтобы высота сифона в ней не уменьшалась более 0,3 м против проектного значения.

При эксплуатации охладителей циркуляционной воды должны быть обеспечены:

- 1) оптимальный режим достижения экономически наивыгоднейшего вакуума в конденсаторах турбин;
- 2) эффективность охлаждения согласно нормативным характеристикам турбин.

Оптимальные режимы работы гидроохладителей водозаборных и сбросных сооружений выбираются в соответствии с режимными картами, разработанными для конкретных метеорологических условий и конденсационных нагрузок АЭС. При увеличении среднесуточной температуры охлаждающей воды после охладителя более чем на 1 °С, по сравнению с требуемой по нормативу, должны приниматься меры к выяснению и устранению причин недоохлаждения.

10.3.4. Системы охлаждения потребителей реакторного отделения

Для подачи охлаждающей воды к потребителям реакторного отделения и резервной дизельной электростанции серийного энергоблока с ВВЭР-1000 предусмотрена система технического водоснабжения, технологически выполненная в виде двух автономных систем: группы А и группы В.

Система группы А охлаждает потребители, которые в силу технологических причин требуют постоянного охлаждения как в режиме нормальной эксплуатации, так и в аварийных ситуациях (теплообменники расхолаживания бассейна выдержки, теплообменники промконтура, подпиточные насосы, спринклерные насосы и др.).

Система группы В охлаждает потребители, которые в аварийных ситуациях не требуют аварийного охлаждения (доохладители продувки парогенераторов, охладители дренажей парогенераторов, охладители дистиллята, охладители электродвигателей ГЦН, маслоохладители ГЦН и др.).

Для обеспечения надежности система технического водоснабжения группы А выполнена в виде трех независимых подсистем. Кроме потребителей система группы А включает в себя:

брызгальные бассейны, предназначенные для охлаждения технической воды, куда вода сливается после охлаждения потребителей и откуда поступает на всас насосов;

шесть насосов, забирающих воду из брызгальных бассейнов и подающих ее к потребителям реакторного отделения и резервной дизельной электростанции;

приемные камеры насосов, предназначенные для приема воды поступающей из брызгальных бассейнов на всас насосов;

устройства КИП и автоматики;

три бака аварийного запаса технической воды вместимостью по 80 м³, предназначенные для снабжения потребителей при отключении насосов технической воды в аварийных ситуациях до запуска их по программе ступенчатого пуска;

трубопроводы и арматуру;
шесть дренажных насосов (по два в каждой подсистеме).

Основным режимом работы системы технической воды группы А является длительный режим нормальной эксплуатации. В каждой подсистеме в работе постоянно находится один насос, второй в горячем резерве и включается в работу при необходимости по блокировке или вручную.

Система технической воды группы В кроме потребителей включает в себя:

насосы первой ступени, предназначенные для подачи воды к потребителям реакторного отделения негерметичной части и на всас насосов второй ступени. Насосы расположены на береговой насосной станции и питаются водой из пруда-охладителя через подводящий канал;

насосы второй ступени, предназначенные для подачи воды к потребителям герметичного объема реакторного отделения, так как потребители расположены в верхней части помещения (насосы расположены в турбинном цехе);

устройства КИП и автоматики;

трубопроводы и арматуру.

Основным режимом работы системы группы В является длительный режим нормальной эксплуатации. Постоянно находится в работе один насос первой ступени (второй в горячем резерве) и два насоса второй ступени (один в горячем резерве).

Потребители системы технической воды во избежание прессовки защищены предохранительными клапанами пружинного типа. Настройка предохранительных клапанов проводится в период планово-предупредительного ремонта.

10.3.5. Системы вентиляции помещений

При работе ЭБ на мощности и во время ППР система вентиляции помещений АЭС должна быть исправной и находиться в работоспособном состоянии. Вывод из работы оборудования системы вентиляции допускается при условии обеспечения:

1) проектного температурного режима технологического, электро-технического и электронного оборудования систем, важных для безопасности;

2) требуемого разряжения в боксах систем, важных для безопасности, с целью создания направленного движения воздуха и локализации радиоактивных аэрозолей;

3) создания требуемых комфортных условий в помещениях щитов управления для обеспечения работоспособности ОП. С этой целью при очистке воздуха и газов угольными фильтрами относительная влажность воздуха (газов) не должна превышать 70%. Запрещается эксплуатация угольных фильтров при отключенном влагомере. Фильтры всех приточных систем вен-

тиляции должны обеспечивать эффективность очистки воздуха от радиоактивных веществ в объеме не менее 80%.

10.3.6. Системы пожаротушения на АЭС.

При обеспечении пожарной защиты энергооборудования, зданий и сооружений АЭС следует руководствоваться требованиями действующих на АЭС НД по пожарной безопасности. На директора АЭС возлагается персональная ответственность и общее руководство, а на ГИС – разработка и выполнение противопожарных мероприятий, контроль за соблюдением установленного противопожарного режима, обеспечение постоянной готовности систем автоматического обнаружения и установок пожаротушения, организация противопожарных тренировок и руководство работой пожарнотехнической комиссии. На руководителей цехов, подразделений, служб, мастерских, лабораторий, складов и участков возлагается персональная ответственность за пожарную безопасность закрепленных помещений и оборудования, а также за наличие и исправное состояние первичных средств пожаротушения.

На АЭС разрабатывается и вводится план пожаротушения, составленный пожарной охраной совместно с администрацией АЭС. В соответствии с действующими на АЭС инструкциями и положениями по организации и проведению обучения персонала на АЭС проводятся противопожарные тренировки. При необходимости на АЭС создается пожарнотехническая комиссия, возглавляемая ГИС. ГИС организует учебу персонала АЭС по пожарнотехническому минимуму. Каждый работник АЭС обязан знать и строго выполнять правила пожарной безопасности применительно к обслуживаемому участку.

За системами автоматического обнаружения и тушения пожаров устанавливается постоянный надзор, осуществляемый специально назначенными работниками. Закрепление за ними указанных систем и график их проверки утверждается директором АЭС.

Каждый случай пожара или загорания расследуется в соответствии с действующими НД специально назначенной комиссией с участием работников Министерства по чрезвычайным ситуациям для установления причин, убытков, виновников возникновения пожара (возгорания) и разработки противопожарных мероприятий.

Производственные, вспомогательные, подсобные и бытовые здания и сооружения АЭС не реже 1 раза в квартал должны осматриваться пожарнотехнической комиссией. Выявленные недостатки устраняются в сроки, установленные этой комиссией. Производство электросварочных, газосварочных и других огневых и пожароопасных работ должно выполняться с соблюдением требований действующих НД.

Работы, связанные с отключением средств автоматического обнаружения и установок тушения пожаров, участков противопожарного водопровода, а также с перекрытием дорог и проездов, могут проводиться только

с письменного разрешения ГИС и после уведомления пожарной охраны и лиц, ответственных за пожарную безопасность соответствующего участка.

Руководителем тушения пожара до прибытия пожарного подразделения является НС АЭС. По прибытии пожарного подразделения руководство тушением пожара принимает на себя старший оперативный начальник, а НС АЭС информирует его о состоянии оборудования, уровнях радиации, способах индивидуальной защиты и возможности ведения работ по тушению пожара.

Объем и периодичность ТО, испытаний и ремонта системы пожаротушения в помещениях СБ следующий.

Контроль параметров систем пожаротушения определяется в такой периодичности:

- 1) постоянный контроль - за срабатыванием пожарной сигнализации;
- 2) не реже 1 раза в смену - контроль уровня воды в пожарных резервуарах;
- 3) не реже 1 раза в сутки при отрицательной температуре наружного воздуха - проверка исправности работы автоматического уровнемера пожарных резервуаров, а при положительной температуре наружного воздуха - с периодичностью не реже 1 раза в 2 месяца;
- 4) не реже 2-х раз в месяц - обход и осмотр оборудования и трубопроводов системы с целью проверки их состояния и своевременного выявления дефектов;
- 5) не реже 1 раза в месяц:
 - а) опробование пожарных насосов при закрытой напорной задвижке с разгрузкой на циркуляционный трубопровод;
 - б) проверка запорно-пусковых устройств (электрифицированных задвижек) путем пробного открытия-закрытия при неработающих пожарных насосах;
- 6) не реже 1 раза в 3 месяца - ТО электроприводов арматуры;
- 7) не реже 1 раза в 6 месяцев - комплексная проверка работоспособности автоматических установок пожарной сигнализации, автоматических установок пожаротушения кабельных помещений, маслохозяйства с вентиляцией и противопожарными заслонками без пуска воды;
- 8) при ПНР и не реже 1 раза в год:
 - а) проверка работы автоматики на запуск пожарных насосов;
 - б) ТО системы;
 - в) замена неисправной сигнальной аппаратуры и предохранителей;
 - г) контрольный осмотр и при необходимости зарядка водой гидрозатворов системы отвода воды после пожара;
- д) опорожнение, очистка и контрольный осмотр пожарных резервуаров;
- е) испытания электрифицированной арматуры;
- 9) не реже 1 раза в 2 года - средний ремонт насосов, подпиточного бака, арматуры, трубопроводов и электроприводов арматуры;
- 10) не реже 1 раза в 4 года:

а) удаление продуктов коррозии из распределительных трубопроводов путем их продувки от переносного компрессора, присоединяемого к первому по ходу движения среды отростку с предварительным снятием с него дренажного оросителя;

б) капитальный ремонт насосов, подпиточного бака, арматуры и трубопроводов;

в) полная проверка системы пожаротушения с пуском воды по одному направлению;

11) не реже 1 раза в 5 лет - капитальный ремонт электроприводов арматуры.

Условия вывода из работы оборудования системы пожаротушения следующие:

1) при любом состоянии ЭБ система должна быть исправна и находиться в режиме ожидания;

2) при 100% резервировании и наличии двух и более каналов (единиц оборудования) допускается вывод из работы одного из каналов (единицы оборудования) с целью опробования или ремонта на время не более 72 ч при условии усиления контроля за остальными каналами.

10.4. Локализирующие СБ ЭБ АЭС

В случае возникновения аварийной ситуации, при которой разгерметизируется первый контур РУ, возникает задача локализации последствий аварии. Системы локализации аварий (СЛА) должны полностью исключить возможность попадания радиоактивных веществ в окружающую среду.

Требования, предъявляемые к локализирующим СБ:

1) первый контур РУ должен размещаться в герметичных помещениях либо целиком, либо так, чтобы в случае проектных аварий обеспечивалась локализация выделяющихся радиоактивных веществ в границах герметичных помещений. В отдельных случаях допускается направленный выброс радиоактивных веществ в окружающую среду, если в проекте ЭБ обосновано, что при таком выбросе обеспечивается безопасность АЭС;

2) локализирующие СБ должны выполнять заданные функции в полном объеме для учитываемых исходных событий при не зависимых от исходных событий отказах;

3) для АЭС с несколькими ЭБ должны быть предусмотрены индивидуальные системы локализации для каждого ЭБ. Допускается совместное использование отдельных устройств локализирующих СБ для нескольких ЭБ, если доказана невозможность распространения аварий с одного ЭБ на другие;

4) локализирующие СБ должны выполнять свои функции при аварийных течах теплоносителя первого контура с учетом возможных механических, тепловых и химических воздействий;

5) в тех случаях, когда для предотвращения повышения давления в герметичных помещениях предусматривается активный теплоотвод, должно

быть несколько независимых каналов теплоотвода, обеспечивающих требуемую эффективность при не зависящем от исходного события отказе любого из них;

6) все пересекающие контур герметизации коммуникации, которые должны перекрываться в момент аварии для предотвращения выхода радиоактивных веществ за пределы герметичных помещений, должны быть оборудованы двумя отсекающими органами, устанавливаемыми снаружи и внутри контура герметизации;

7) должны быть предусмотрены средства для индивидуального испытания устройств локализирующих СБ на расчетное давление и требования к испытаниям;

8) в проекте ЭБ должно быть обосновано значение принятой допустимой степени неплотности контура герметизации СЛА и должны быть указаны способы достижения заданной степени герметичности. Соответствие достигнутой степени герметичности проектной должно быть подтверждено после окончания монтажных работ и регулярно проверяться в процессе эксплуатации. Испытания при вводе в эксплуатацию должны проводиться при расчетном давлении, проведение последующих испытаний допускается при меньшем давлении. Оборудование внутри помещений СЛА должно выдерживать проведение испытаний без повреждений.

На всех РБМК и первых ВВЭР-440 герметичная защитная оболочка отсутствует. Все оборудование первого контура и КМПЦ РБМК расположено в связанной системе боксов за биологической защитой реактора. При появлении течи теплоносителя в одном из боксов давление в нем возрастает. Когда давление достигает определенного значения, обычно не более 0,5 МПа, срабатывают предохранительные клапаны и подключается следующий бокс и т.д.

Современные корпусные ЯР с водой под давлением и кипящие как обязательный элемент СБ содержат герметичную защитную оболочку. Изготовленная из предварительно напряженного железобетона оболочка может принять в полном объеме весь теплоноситель первого контура (вместимость до 105 м^3). При аварии давление под оболочкой может достигать 0,44-0,5 МПа. Для поддержания определенного давления внутри герметичных помещений на АЭС используются специальные системы. К ним в первую очередь относятся спринклерные системы. Эти системы производят впрыск воды в аварийные помещения. Испаряясь, вода отводит тепло от попавшего в данное помещение теплоносителя первого контура, т.е. способствует его конденсации. В состав спринклерных систем входят также емкости с водой и специальные спринклерные насосы. В зависимости от места расположения спринклерные установки имеют различную производительность. Наиболее мощная спринклерная система работает внутри защитной оболочки. В ЭБ с ВВЭР-1000 производительность спринклерной системы составляет 860 т/ч.

В состав системы локализации входят две группы устройств: герметичные помещения и боксы в здании АЭС, а также герметичная защитная оболочка для всего оборудования первого контура и системы, обеспечи-

вающие внутри герметичных помещений и оболочки определенное расчетное давление, т. е. предохраняющее их от разрушения при аварии, связанной с разгерметизацией первого контура. Согласно требованиям ОПБ-88 локализующие системы должны выполнять свои функции при аварийных течах теплоносителя первого контура с учетом возможных механических, тепловых и химических воздействий. Для АЭС с несколькими блоками должны быть предусмотрены индивидуальные системы локализации для каждого блока. При этом допускается совместное использование отдельных устройств локализующих систем для нескольких блоков, если доказана невозможность распространения аварии с одного блока на другие.

Герметичные помещения, боксы и оболочки должны быть рассчитаны на максимальное давление, которое может возникнуть в них. Это давление в основном определяется соотношением объемов первого контура и помещений локализации и физико-химическими процессами, сопровождающими взаимодействие перегретого ядерного топлива, теплоносителя и воздуха помещений. Герметичное помещение должно также рассчитываться на воздействие ударной волны, а также другие условия, возникающие при мгновенном разрыве трубопровода. Для исключения возможности повреждения другого оборудования помещения, оборудование главного циркуляционного контура и трубопроводы должны иметь ограничители перемещений, возникающих при разрыве трубопроводов в системах первого и второго контуров. Ограничители перемещений должны устанавливаться на петлях главного циркуляционного контура, паропроводах от парогенераторов, питательных трубопроводах к парогенераторам, трубопроводах связи главного циркуляционного контура с системами АЭС.

Плотность герметичного помещения должна рассчитываться исходя из того, что в аварийных ситуациях имеет место выход продуктов деления (ИРГ, галогены, твердые осколки и т. п.) из теплоносителя в помещение.

10.4.1. Система герметичных помещений

На первых энергоблоках АЭС с ВВЭР-440 все оборудование первого контура расположено в связанной системе герметичных помещений. Система включает примерно 35 герметичных камер, наиболее важные из которых: реакторная шахта (180 м^3), кольцевые помещения ГЦН и парогенераторов (8000 м^3), помещение установки очистки реакторной воды, помещение компенсатора давления (720 м^3), колпак для герметизации крышки реактора. Все камеры рассчитаны на избыточное давление $0,18 \text{ МПа}$. При нормальной эксплуатации в камерах создается разрежение $0,15\text{--}0,20 \text{ кПа}$ с помощью системы вентиляции.

Герметизация помещений осуществляется с помощью герметичных дверей и клапанов избыточного давления. При увеличении давления в помещении выше определенного уровня срабатывают в определенном порядке аварийные клапаны, открывая дополнительные объемы и этим выравнивая давление. При превышении избыточного давления в кольцевом помещении

ЩН и парогенераторов до 0,02 МПа включается спринклерная установка. Если в защитной оболочке избыточное давление превышает 0,075 МПа, то открывается клапан (диаметром 0,5 м), а при давлении 0,080 МПа – еще шесть таких клапанов (каждый диаметром 0,8 м), и часть паровоздушной смеси выпускается в атмосферу через канал в крыше. При этом учитывается, что от момента образования утечки до разрушения оболочек тепловыделяющих элементов проходит определенный интервал времени и поэтому выпускаемая паровоздушная смесь не содержит значительного количества радиоактивных продуктов деления в течение первых 10 с. В случае МПА специальная защитная система нагнетает борную кислоту в первый контур.

Размещение наиболее важных герметичных камер реактора ВВЭР-440 показано на рис. 10.16

Система локализации аварии ВВЭР-440. Специалисты предложили защитную систему, полностью исключаящую возникновение летучих радионуклидов и радиоактивного пара за пределы помещений локализации. Основа этой системы – лотки, заполненные холодной водой, пространство над которыми соединено обратными клапанами с дополнительными герметичными помещениями – ловушками воздуха. В случае разгерметизации первого контура паровоздушная смесь проходит через воду, пар конденсируется, а воздух собирается в ловушках.

Такая система применяется в унифицированных блоках АЭС с ВВЭР-440. Система локализации аварии включает в себя:

- газгольдер-локализатор с конденсатором-барботером и ловушками для воздуха (пассивная система);

- спринклерную систему (три спринклерных установки);

- герметичные помещения.

Система герметичных помещений необходима для локализации аварий, связанных с выбросом радиоактивных веществ при потере плотности первого контура.

Все помещения системы с помощью проемов объединены в один общий герметичный объем, рассчитанный на избыточное давление 0,15 МПа. Связь с герметичным объемом осуществляется через герметичные проходки в стенах помещений.

Строительные конструкции и облицовка герметичных помещений рассчитаны на воздействие всех факторов, возникающих при МПА.

При эксплуатации предусматриваются периодические испытания и контроль плотности герметичных помещений, проходок шлюзов, дверей.

При нормальной эксплуатации в герметичных помещениях поддерживается разрежение 0,15–0,20 кПа, температура составляет 45 °С и может периодически подниматься до 60 °С.

Газгольдер-локализатор соединяется коридорами с боксами в которых расположено оборудование первого контура.

Газгольдер-локализатор состоит из герметичного помещения объемом 20400 м³, в котором смонтированы барботажные тарелки, и помещения ловушек воздуха вместимостью 19600 м³.

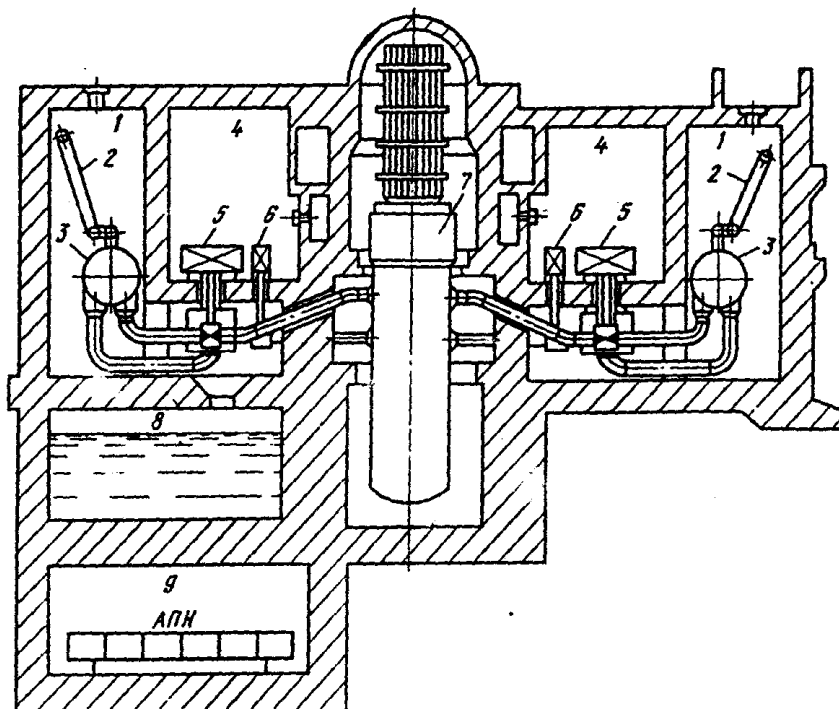


Рис. 10.16. Схема герметичных помещений ЯППУ:

1 – бокс ПГ и ГЦН; 2 – паропровод; 3 – ПГ; 4 – помещение обслуживания приводов ГЦН и ГЗЗ; 5, 6 – электроприводы ГЦН и ГЗЗ; 7 – реактор; 8 – бак аварийного запаса борной кислоты; 9 – помещение аварийных питательных насосов.

Барботажные тарелки постоянно заполнены водой с температурой не более 35 °С. С целью обеспечения допустимой скорости барботажа (не более 6 м/с) для размещения воды используются двенадцать тарелок, работающих параллельно. Барботажные тарелки собираются из отдельных секций и располагаются на опорных двутавровых балках. Для осмотра и ремонта тарелок предусмотрены по две герметичные двери на тарелку.

Подвод паровоздушной смеси к каждой тарелке осуществляется с помощью каналов, которые образуются опорными балками и поддонами на балках. Такая конструкция изолирует помещения бокса слоем воды в барботажных тарелках от помещения ловушек воздуха. Тарелки заполняются водой от общего раздаточного коллектора. В каждой тарелке поддерживается заданный уровень воды и ее химический состав. Предусмотрен слив воды с каждой тарелки, которая насосом подается для очистки на установку СВО-4. Очищенная вода направляется обратно в соответствующую тарелку.

Каждая барботажная тарелка состоит из верхних и нижних лотков с размерами 100х650х40000 мм и 400х600х40000 мм. Лотки изготовлены из хромоникелевой стали аустенитного класса 0X18H10T толщиной

вой стенки верхнего лотка и дном нижнего остался зазор 10 мм для прохода паровоздушной смеси.

Двенадцать секций (барботажных тарелок) конденсатора-барботера сообщаются с помещениями воздушных ловушек через блоки спаренных обратных клапанов D_y 500 по три секции на каждую ловушку. Блоки обратных клапанов с демпфером предназначены для перепуска воздуха из объемов над кожухами барботажных тарелок в объемы воздушных ловушек и удержания там воздуха в течение необходимого времени (рис. 10.17).

При разрыве трубопроводов первого или второго контура, расположенных в герметичных помещениях, паровоздушная смесь из помещения распространяется по двум коридорам к газгольдеру-локлизатору и попадает на барботажные тарелки конденсатора. Проходя тарелки, пар конденсируется, а воздух поступает в помещения ловушек. С помощью спринклерных систем в аварийное помещение подается распыленная вода, в результате чего пар конденсируется и в помещении длительное время поддерживается разряжение. Для предохранения герметичных помещений от падения давления в них ниже допустимого (перевакуумирование) предусматривается отключение работающих спринклерных насосов.

На барботажных тарелках устанавливаются самозапирающиеся перепускные клапаны D_y 250. Клапаны предотвращают при «малой» аварии выбивание воды из барботажных тарелок, выравнивают давление между объемами кожуха барботажных тарелок и шахты конденсатора-барботера. С повышением давления в герметичных помещениях до 0,07 МПа при разрыве трубопровода первого контура клапаны, самозапираясь, разделяют объемы тарелок и герметичных помещений, обеспечивая работу конденсатора-барботера.

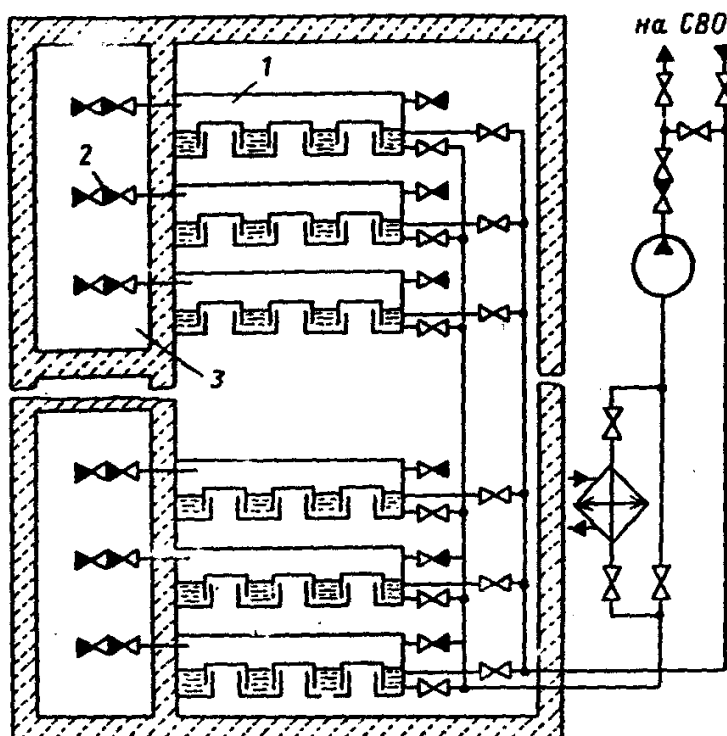


Рис. 10.17. Система локализации аварий ВВЭР-440:

1 – барботажные тарелки; 2 – блоки сдвоенных обратных клапанов; 3 – помещения ловушек воздуха.

При повышении давления над тарелками и снижении давления в боксах часть воды ($\sim 600 \text{ м}^3$) вытесняется в помещения, разбрызгивается и конденсирует пар.

Неконденсирующиеся газы, оставшиеся в ловушках выдерживаются определенное время, после чего сбрасываются обратно в бокс.

Схема расположения газгольдера-локализатора на АЭС с ВВЭР-440 приведена на рис. 10.18.

Защитные оболочки для первого контура АЭС с реакторами ВВЭР являются последним звеном в цепи мероприятий по безопасности АЭС. Главная задача защитной оболочки – не допускать бесконтрольного выделения радиоактивных веществ в окружающую среду как при нормальной эксплуатации, так и в случае МПА. В настоящее время используется большое число типов оболочек, которые различаются как по конструкции, так и по способам снижения давления в них. Как правило, оболочка представляет собой шар или цилиндр, выполненный из стали или железобетона и способный выдержать давление порядка нескольких десятых мегапаскалей (МПа).

Для реакторов ВВЭР основным фактором, определяющим максимум давления в оболочке, является энергия, аккумулированная в теплоносителе. Величина максимума давления и закон изменения его во времени существенно зависят от способа поглощения энергии. Наиболее распространенные способы снижения давления в оболочках: впрыск воды в оболочку с помощью спринклерных систем, барботаж пара через бассейн с водой, конденсация пара с помощью льда.

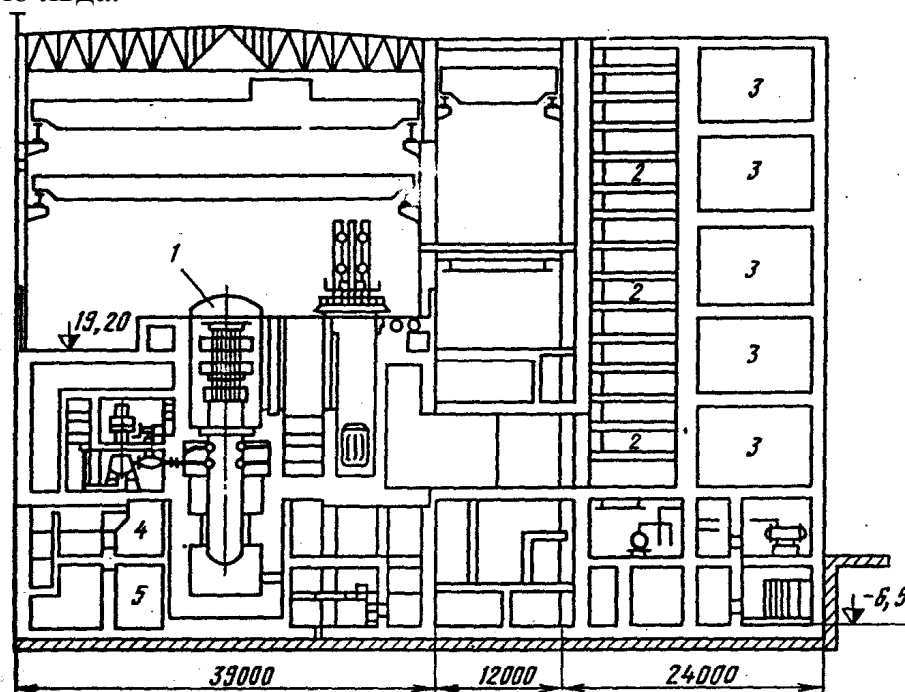


Рис. 10.18. Общая схема расположения помещений локализации аварий:
1 – реактор; 2 – барботажно-конденсационная система (помещение барботажных тарелок);
3 – ловушки воздуха; 4 – помещения баков САОЗ; 5 – помещения насосов САОЗ.

Способ конденсации пара с помощью льда реализован в защитной оболочке ВВЭР-440 "Ловиса" (Финляндия) вместимостью 53600 м³, где размещен ледовый конденсатор с 835 т льда с бором при температуре от -7 до -12 °С. Благодаря применению ледового конденсатора ограничивается рост давления в защитной оболочке при МПА. При "малых" авариях, соответствующих разрыву импульсных трубок, ледовый конденсатор не работает, пар байпасирует его и конденсируется за счет действия спринклерной системы, установленной в верхней части защитной оболочки.

При авариях с большим выделением пара (повышенные избыточные давления) срабатывает система клапанов и пропускает паровоздушную смесь в ледовый конденсатор. Кольцевой объем ледового конденсатора разбит на ячейки, в которых размещен лед в проволоочных корзинах. Проволоочные корзины со льдом расположены в несколько ярусов друг над другом. Поэтому конденсатор может поглотить в два раза больше энергии, чем выделяется при аварийной потере теплоносителя. Объем оболочки при этом примерно на 50 % меньше, чем для оболочек полного давления, стоимость ее соответственно ниже на 20 – 30 %. Пример защитной оболочки с ледовым конденсатором приведен на рис. 10.19.

В некоторых случаях используются многослойные оболочки. Внутренняя оболочка обычно представляет собой оболочку под давлением или оболочку с понижением давления, а в качестве наружной применяется оболочка со сбросом давления или оболочка, в которой внутренний объем непрерывно вентилируется, выходящие газы очищаются и сбрасываются в вентиляционную трубу. Примером многослойной оболочки является защитная система

ВВЭР-440 АЭС "Ловиса". Внутренняя оболочка, выполненная из стали, представляет собой защитную оболочку с понижением давления с помощью ледового конденсатора, наружная оболочка диаметром 44 м и высотой 64 м выполнена из бетона.

В оболочке полного давления при нормальной работе реактора под-

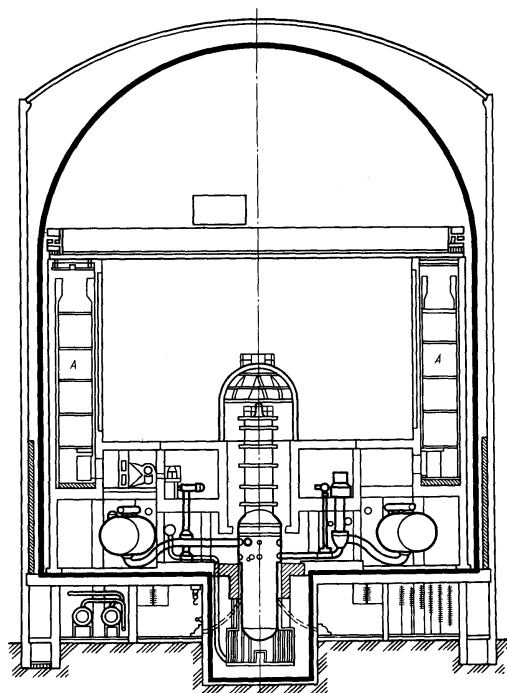


Рис. 10.19. Защитная оболочка с ледовым конденсатором

держивается давление на 0,10–0,20 кПа ниже атмосферного. В зависимости от расчетных параметров оболочка должна выдерживать в случае МПА давление порядка 0,3–0,5 МПа и температуру около 130–140 °С. Такие нагрузки доступны конструкциям из стали, железобетона и предварительно напряженного бетона в виде шара или цилиндра. Преимущество оболочки из предварительно напряженного бетона заключается в том, что предварительное напряжение обуславливает способность самостоятельного закрытия трещин.

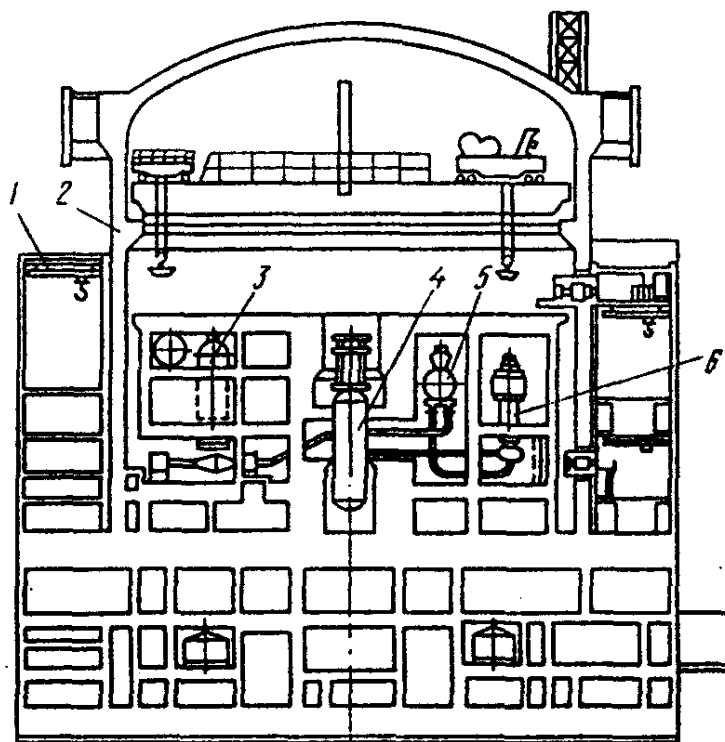


Рис. 10.20. Компоновка реакторного отделения ВВЭР-1000:

1 – обстройка защитной герметичной оболочки; 2 – защитная герметичная оболочка; 3 – компенсатор давления; 4 – реактор; 5 – ПГ; 6 – ГЦН.

В качестве типичного примера оболочки полного давления рассмотрим компоновку реакторной установки ВВЭР-1000 унифицированной серии (типа Запорожской АЭС) с оболочкой из предварительно напряженного железобетона со стальной облицовкой. Здание реакторного отделения как сооружение, в котором размещены системы, обеспечивающие безопасность АЭС, отнесено к первой категории сейсмостойкости. Компоновка оборудования и габаритные размеры этого здания, в том числе толщина стен, размеры внутренних помещений, а также дополнительные диафрагмы жесткости, обеспечивающие ядерную и радиационную безопасность, приняты из условия сейсмической активности в 8 баллов.

Наряду с указанными выше сейсмическими воздействиями учтено влияние на здания и сооружения первой категории сейсмостойкости особых нагрузок: во-первых, от внешнего действия ударной воздушной волны интенсивностью по фронту 0,03 МПа и, во-вторых, от удара падающего со скоростью 750 км/ч самолета массой 10 т.

Здание реакторного отделения (рис. 10.20) состоит из двух основных частей: негерметичного объема – фундаментной части, обстройке и вентиляционной трубы, а также герметичного объема – защитной герметичной оболочки.

Герметичная цилиндрическая оболочка внутренним диаметром 45 м размещена центрально-симметрично в обстройке размерами 66х66 м. Объемно-планировочная структура обстройки выполнена с использованием принципа зонирования систем безопасности и производств различных категорий, а также модуля сборно-монолитных конструкций.

Герметичный объем реакторного отделения состоит из защитной герметичной оболочки и внутренних конструкций.

Защитная герметичная оболочка из предварительно напряженного монолитного железобетона опирается на плиту перекрытия фундаментной части на отметке 13,50 м. Оболочка выполнена в форме цилиндра, перекрытого куполом в виде пологой сферы. Для обеспечения герметичности на внутренней поверхности оболочки предусмотрена стальная облицовка толщиной 8 мм.

Напрягаемая арматура представляет собой пучки из высокопрочной проволоки диаметром 5 мм (по 450 проволок в каждом пучке). Расчетное усилие натяжения каждого пучка – 10 000 кН. В цилиндре арматура расположена геликоидально, в куполе – в двух взаимно перпендикулярных направлениях; траектория каждого пучка лежит в плоскости, перпендикулярной поверхности купола. В качестве каналовобразователей используются полиэтиленовые трубы.

Внутренние конструкции герметичного объема оболочки, имеющие сложную конфигурацию и насыщенные технологическими проходками и закладными деталями, выполняются из стальных ячеек заводского изготовления и могут воспринимать большие аварийные нагрузки (перепад давления; ударная волна, струя, летящие предметы, нагрузки через опоры-ограничители и т. д.).

Особенно высокие требования по плотности предъявляются к герметичной оболочке реакторного отделения энергоблока, как к локализирующему устройству, и к элементам контура ее герметизации (металлической облицовке, люкам, дверям, проходкам).

Барьеры локализации. Изоляция герметичной оболочки от окружающей среды при аварии должна осуществляться путем закрытия быстродействующей отсечной арматуры на входящих и выходящих из нее трубопроводах систем нормальной эксплуатации, не участвующих в ликвидации аварии. При этом в качестве изолирующих барьеров могут использоваться быстродействующая отсечная арматура, стенки трубопроводов и оборудования.

Барьеры локализации размещаются внутри и снаружи контура герметизации. Барьеры, находящиеся внутри герметичного помещения, должны быть

размещены за защитными экранами или защищены каким-либо другим образом от механических воздействий при аварийных ситуациях.

Обратные клапаны на входящих в герметичное помещение трубопроводах барьером не считаются.

Закрытие быстродействующей отсечной арматуры должно происходить автоматически, оператор должен иметь возможность управлять ею и иметь информацию о положении отсечной арматуры.

На трубопроводах систем нормальной эксплуатации должны быть установлены по три отсечных задвижки: одна внутри герметичного помещения, две – вне герметичного помещения. На трубопроводах спецканализации допускается установка всей отсечной арматуры вне герметичного помещения.

На паропроводах от парогенераторов вне оболочки должно быть установлено по ходу два отсечных клапана и обратный клапан. Вместо двух отсечных клапанов допускается установка одного отсечного органа с приводом непосредственно от среды и наличием трех независимых управляющих органов и независимых каналов управления.

Если на трубопроводах в нормальных условиях эксплуатации арматура находится в закрытом положении или установлены заглушки, то вся арматура на этих трубопроводах может устанавливаться с ручным приводом, но она должна быть гарантированно закрыта (например, замок, пломба и т. п.). В этом случае предусматривается два барьера – внутри герметичного помещения и вне его.

Проверка отсечной арматуры на плотность предусматривается в период проверки плотности герметичного помещения. В случае невозможности проверки отдельных единиц отсечной арматуры на работоспособность при работе блока на мощности допускается проверка этой арматуры при плановых остановках энергоблока.

10.4.2. Спринклерные системы

При аварии, связанной с разгерметизацией первого контура, внутри герметичных помещений или защитной оболочки образуется паровоздушная атмосфера. При этом в зависимости от масштаба течи возрастает давление внутри герметичного объема. Одновременно за счет уменьшения теплоотвода от активной зоны, возможно разрушение твэлов и выход газообразных и летучих продуктов деления ядерного топлива. Для снижения давления необходимо сконденсировать пар из паровоздушной смеси.

Основные технические средства очистки воздуха в помещениях локализации – спринклерные установки, действие которых основано на увлечении растворимых продуктов деления (особенно радиоактивных изотопов йода) каплями разбрызгиваемой жидкости, фильтры для улавливания радиоактивных аэрозолей, скрубберы и адсорберы для снижения концентрации паров летучих веществ и инертных радиоактивных газов (ИРГ). Содержание продуктов деления в воздухе производственных помещений АЭС резко снижается также в результате конденсации паровоздушной смеси, образующейся

при истечении теплоносителя первого контура. Радиоактивный конденсат вместе с водяной фазой скрубберов и спринклеров самотеком поступает в дренажный бак штатной системы сбора и переработки жидких радиоактивных отходов АЭС.

Спринклерная система должна обеспечить непревышение расчетного давления в герметичном помещении при разуплотнении первого контура и в дальнейшем снижение давления за время не более 10 ч. В случае использования систем локализации аварий с обеспечением послеаварийного разряжения, спринклерная система должна обеспечить это разряжение за время не более 30 мин. Для снижения активности в герметичном помещении при аварийном разуплотнении первого контура в спринклерную воду вводят вещества, которые, вступая в химическую реакцию с йодом, связывают его (например, $\text{Na}_2\text{B}_4\text{O}_7$). При работе спринклерной системы конденсация пара происходит значительно быстрее, чем при естественной конденсации.

На современных реакторах ВВЭР спринклерная система применяется в сочетании с гидроемкостями (см. рис. 10.3, 10.21).

Для повышения эффективности действия спринклерной системы применяют специальные сопла, располагаемые на верхних отметках герметичных помещений. В защитных оболочках большого объема, рассчитанных на полное давление, спринклерная система, как правило, выполняется в виде кольца сопел на потолке оболочки.

Для повышения надежности спринклерная система состоит из нескольких независимых групп, каждая из которых способна выполнять функции, возложенные на всю систему в целом.

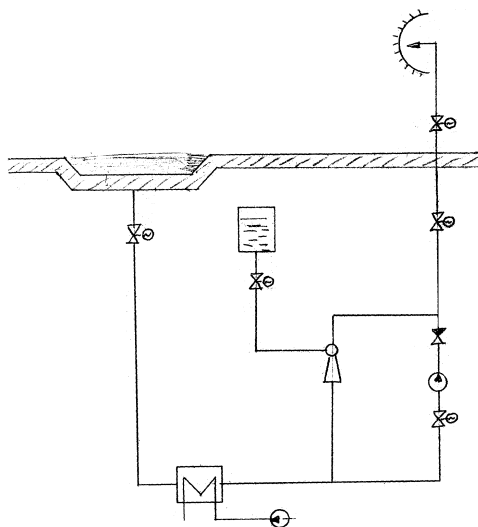


Рис. 10.21. Спринклерная система.

10.5. Управляющие СБ ЭБ АЭС

Управляющие СБ выполняют функции автоматического включения устройств защитных, локализирующих и обеспечивающих систем, а также контроль за их работой.

Требования к управляющим СБ.

1. Автоматические управляющие системы (включающие в себя электрические, гидравлические, механические и другие устройства и схемы) через защитные устройства должны предотвращать или ликвидировать условия, приводящие к повреждению твэлов выше проектных пределов.

2. Срабатывание органов системы воздействия на реактивность не должно зависеть от наличия внешних источников энергии.

3. Должна быть обеспечена надежность управляющих СБ, которая достигается за счет соответствующих требований к качеству изготовления; многоканальности систем; проверки и испытания элементов и систем в процессе эксплуатации; наличия бесперебойного электропитания. Повреждение управляющих СБ должно приводить к появлению сигнала на пульте управления и вызывать действия, направленные на обеспечение безопасности АЭС.

4. Многоканальность системы и независимость каналов должны быть таковы, чтобы любые единичные отказы в управляющей СБ (в том числе отказы по общей причине) не нарушали ее работоспособности. Многоканальность подразумевает наличие не менее двух независимых каналов. Для достижения полной независимости каналов используются различные принципы (срабатывание по разным параметрам, применение разных детекторов и т.п.).

5. Управляющие СБ должны быть в такой мере отделены от системы контроля и управления, чтобы нарушение или вывод из работы любого элемента или канала системы контроля и управления не влияли на способность управляющей СБ выполнять предъявляемые к ней требования обеспечения безопасности.

6. Должна быть предусмотрена возможность ручного приведения в действие СБ. Повреждение в цепи автоматического включения не должно препятствовать включению и осуществлению функций безопасности. Для ручного включения должно быть достаточным воздействие на один элемент (ключ или кнопку).

7. Управляющие СБ должны быть спроектированы таким образом, чтобы начавшееся действие доводилось до полного выполнения функции. Возвращение в исходные состояния должно требовать последовательных действий оператора. Построение управляющих СБ должно сводить возможность ложных срабатываний к минимуму.

8. Должны быть предусмотрены средства для проверки работоспособности отдельных каналов и управляющих СБ в целом в процессе эксплуатации ЯР. Если способность выполнения функции какой-то частью управляющей СБ потеряна, на пульт управления должна непрерывно поступать соответствующая информация.

9. Должна быть обеспечена возможность приведения в действие СБ и получения информации о состоянии ЯР с РЩУ, если по каким-либо причинам (пожар и т.п.) этого нельзя сделать с БЩУ.

Вопросы для самоконтроля

1. Для чего предназначены и какие функции выполняют СБ АЭС?
2. Приведите классификацию СБ АЭС в соответствии с их функциональным назначением и структуру СБ АЭС с ВВЭР-1000.
3. Сформулируйте постулат на котором основан критерий безопасности СБ АЭС. Каков принцип построения каналов СБ и чем достигается их независимость?
4. Каково отличие во включении механизмов СБ при наличии напряжения на шинах СН и при отсутствии напряжения на шинах СН? Возможно ли отключение механизмов СБ оператором во время их работы по аварийным сигналам?
5. По каким аварийным сигналам включаются общеканальные механизмы СБ?
6. В каком режиме работают механизмы СБ при работе блока на номинальных параметрах? Как осуществляется постоянный контроль работоспособности СБ при номинальном режиме работы блока? Что предписывает регламент при отказе какого-либо элемента канала СБ при работе блока на номинальных параметрах?
7. Назначение активной части САОЗ ЭБ АЭС с ВВЭР и предъявляемые к ней требования? Состав канала активной части САОЗ ВД и НД (см рис.).
8. Опишите работу активной части САОЗ ВД и НД. Техническое обслуживание активной части САОЗ.
9. Пассивная часть САОЗ. Зачем нужна пассивная часть при наличии активной? Назначение, состав и характеристика элементов, особенности подключения, работа при различных режимах эксплуатации ЭБ. Эксплуатационные режимы пассивной части САОЗ.
10. Эксплуатационные режимы активной части САОЗ при плановых и аварийных остановках ЭБ.
11. Система аварийного впрыска бора ВД. Назначение, состав и характеристика элементов, работа системы при нормальном и аварийном режимах ЭБ.
12. Система аварийной подпитки первого контура ВД. Назначение, состав и характеристика элементов, работа системы при нормальном и аварийном режимах работы ЭБ. Техническое обслуживание системы.
13. Система аварийной подачи питательной воды в ПГ. Назначение, состав системы и характеристика элементов. Особенности схемы подключения насосов. Работа системы при различных режимах работы ЭБ. Обслуживание системы.
14. Система защиты первого контура ВВЭР от превышения давления. Назначение, состав элементов и их характеристика. Работа системы в различных режимах работы ЭБ.
15. Описание конструкции КД и ББ системы КД ЭБ с ВВЭР-1000. Режимы нормальной эксплуатации системы КД (плановый разогрев, гидроиспытания, стационарный режим, опробование клапанов ИПУ, плановое расхолаживание, аварийные режимы).
16. Система защиты второго контура от превышения давления. Назначение, состав системы. Порядок срабатывания элементов системы в аварийных режимах ЭБ.
17. Система удаления парогазовой смеси из первого контура. Назначение, работа системы при различных режимах работы ЭБ (пуск, работа на мощности, оста-

нов, аварийные режимы при течах в первом контуре). Чем обеспечивается качество и надежность работы системы?

18. Обеспечивающие системы. Состав (перечислить), назначение каждой из систем.
19. РДЭС. Назначение, состав, функционирование при нормальной эксплуатации и при аварийных ситуациях.
20. САЭ. Назначение, состав, работа при различных режимах ЭБ.
21. Системы технического водоснабжения. Перечень систем для ЭБ с ВВЭР-1000. Состав и назначение каждой из них.
22. Системы охлаждения потребителей реакторного отделения. Состав, назначение, особенности каждой из них, работа при различных режимах ЭБ.
23. Системы вентиляции помещений АЭС. Состав, назначение, особенности работы каждой из них.
24. Системы пожаротушения на АЭС. Ответственность руководителей различного ранга за пожарную безопасность объектов. Какие бывают системы пожаротушения, обслуживание этих систем. Кто руководит пожаротушением до прибытия специализированных подразделений? Объем и периодичность контроля за системами пожаротушения.
25. Локализирующие системы безопасности. Назначение, состав, требования, предъявляемые к локализирующим системам.
26. Система герметичных помещений. Особенности устройства этих систем на блоках с ВВЭР-440 и ВВЭР-1000.
27. Системы герметичных помещений на ЭБ с ВВЭР-440. Система локализации аварий на ЭБ с ВВЭР-440 (состав, устройство, особенность работы).
28. Защитные оболочки. Разновидности защитных оболочек, особенности конструкции различных оболочек и их работа. Барьеры локализации.
29. Спринклерные системы. Назначение, состав, работа системы в различных режимах ЭБ АЭС с ВВЭР.
30. Управляющие системы. Назначение, состав, требования, предъявляемые к ним, как поступают при потере управления системой?

11. Дезактивация

11.1. Причины и виды радиоактивных загрязнений на АЭС

Квалифицированный выбор метода и технологии дезактивации невозможен без выяснения механизма радиоактивного загрязнения поверхностей. Теория и практика, технология и технические средства дезактивации оборудования и помещений АЭС с реакторами различного типа связаны с процессами коррозии, образования и накопления радиоактивных загрязнений. Решение технологических вопросов дезактивации зависит от характера процессов, обуславливающих радиоактивное загрязнение оборудования и поверхностей на АЭС: коррозии реакторных материалов, переноса и активации продуктов коррозии, образования радиоактивных отложений. Эффективность дезактивации существенно зависит от типа радиоактивного загрязнения, а также характера воздействия дезактивирующей среды на поверхность. В наиболее распространенных ядерных реакторах, охлаждаемых водой под давлением или кипящей водой водный теплоноситель контактирует с конструкционными материалами оборудования при высокой температуре. Внутренние поверхности первого контура во время работы реактора омываются водным теплоносителем с температурой 280-350°C. В этих условиях на границе раздела металл – вода протекают различные коррозионные процессы, имеющие электрохимическую природу. Основной составляющей продуктов коррозии являются оксиды железа.

На поверхности металла отсутствует резкая граница раздела металл – оксид, а имеется переходный слой – двухслойная оксидная пленка, состоящая из внутреннего и внешнего слоев. Причем внутренний слой образуется в результате диффузии кислородсодержащих ионов, а внешний – вследствие диффузии ионов железа через оксидную пленку. Таким образом происходит образование слоя коррозионной пленки, толщина которой постепенно растет до 2,5–5 мкм, после чего структура слоя резко меняется из-за различия физических и структурных свойств металла и оксида. Появляется пористый магнетит, обладающий сравнительно невысокой механической прочностью. Одновременно с возрастанием толщины оксидной пленки в результате продолжающегося процесса окисления происходит разрушение ее наружной поверхности вследствие процессов эрозии, коррозии и механических повреждений.

Продукты разрушения оксидной пленки переходят в теплоноситель в виде взвешенной фазы, которая затем откладывается на поверхностях системы, образуя рыхлый налет, подверженный эрозии. Толщина слоя образовавшихся оксидов зависит от многих факторов (конструкционных материалов контура, скорости коррозии, механизма переноса и т. п.) и колеблется в широких пределах от единиц до десятков микрометров.

Продукты коррозии магнитны и имеют кристаллическую структуру типа шпинели (минерал).

Распределение продуктов коррозии в первом контуре примерно следующее: 40-50% образуют прочную пленку, около 40% скапливаются в застойных зонах в виде осадка и взвесей; около 10-15% захватываются системой очистки воды и около 0,1% циркулируют в теплоносителе.

Отложения в основном состоят из частиц размером от 0,1 до 2 мкм. Они наиболее подвижны и циркулируют с теплоносителем повсеместно откладываясь на поверхностях.

Магнетит, образующийся в реакторе с водой под давлением представляет собой черные кристаллы кубической структуры обладающие ферромагнитными свойствами. Коррозионные отложения из контуров ядерных реакторов практически нерастворимы в концентрированных минеральных и органических кислотах и едких щелочах.

Применяемые в реакторах циркониевые сплавы образуют на поверхности тонкие и плотные защитные пленки, хорошо сцепленные с металлом.

В ядерных реакторах с жидкометаллическим теплоносителем коррозию металлов определяют процессы растворения твердого металла в жидком. Большинство металлов и сплавов, используемых в реакторостроении, не вступают в реакцию со щелочными металлами.

Основой процессов радиоактивного загрязнения поверхностей являются процессы адсорбции и адгезии. Радионуклиды могут сорбироваться продуктами коррозии конструкционных материалов и вместе с ними осаждаться на поверхностях, образуя фазовые отложения. Представление о закономерностях процессов адсорбции и адгезии, окисления, коррозии металлов и диффузии дано в специальной литературе.

Радионуклиды, поступающие в теплоноситель (воду) из активированных конструкционных материалов или продуктов коррозии, а также из негерметичных твэлов, переносятся по контуру, сорбируются коллоидами и взвесями продуктов коррозии и осаждаются с ними при их коагуляции, образуя радиоактивные отложения. Распределение радиоактивных веществ в контурах ЯЭУ происходит в определенной закономерности в зависимости от осаждения и сорбции радионуклидов оксидами и гидроокисями Fe, Cr, Ti и других металлов, входящих в состав конструкционных материалов. В застойных зонах контура происходит накопление крупнодисперсной фракции, при высокой скорости потока количество отложений уменьшается. Существенно влияют на процесс отложения температура, тепловые потоки и ионизирующее излучение. Замечено, что преимущественное образование отложений происходит на теплопередающих поверхностях.

Загрязнение поверхностей может происходить в результате оседания и адгезии радиоактивных аэрозольных твердых или жидких частиц, а также при контакте с жидкими средами, содержащими коллоиды и взвеси радиоактивных веществ. Причиной движения частиц к поверхности являются гравитация, броуновское движение, гидродинамические факторы.

Поверхность, подвергаясь окислению, коррозии или травлению, характеризуется более высокой способностью к сорбции. Если радиоактивному загрязнению подвергается поверхность металла с уже сформированным ок-

сидным слоем, то вначале происходит сорбция или адгезия радиоактивных веществ. При постоянном поступлении радионуклидов в поверхностные слои они будут распределяться в оксидном слое. Окисление (коррозия) и радиоактивное загрязнение могут протекать одновременно, как, например, в случае загрязнения первых контуров активированными продуктами коррозии. Активация нержавеющей стали в первом контуре продолжается более чем 12 тыс. ч. Радиоактивные загрязнения распределяются практически равномерно по всей толщине оксидного слоя.

Большинство радионуклидов – продуктов деления и активированных продуктов коррозии – по своей природе являются металлами.

Таким образом, задача дезактивации состоит в удалении оксидных слоев и коррозионных отложений, содержащих радиоактивные вещества, с поверхности металла.

Технологическая схема АЭС обычно состоит из нескольких автономных теплообменных контуров, таких, как основной контур охлаждения реактора (первый контур теплоносителя); второй контур теплоносителя; контур охлаждения механизмов реактора; контур охлаждения графитовой кладки (в канальных реакторах с графитовым замедлителем); контур охлаждения защиты и т.п. Источниками радиоактивных нуклидов в контурах в результате активации служат примеси, присутствующие в теплоносителе во взвешенном или растворенном виде; продукты коррозии, эрозии и износа поверхностей контура; монтажные загрязнения; радиоактивные продукты, попадающие из одного контура в другой вследствие негерметичности системы; продукты деления, попадающие в теплоноситель в результате загрязнения наружной поверхности твэла делящимися материалами или из негерметичных твэлов; примеси, вносимые конденсатно-питательным трактом в одноконтурных кипящих реакторах, и др.

Активность теплоносителя и отложений на внутренних поверхностях контура зависит от технологической схемы контура, применяемых материалов, особенностей конструкции оборудования, параметров и фазового состояния теплоносителя, герметичности твэлов, интенсивности потока нейтронов, времени пребывания теплоносителя в зоне облучения и времени полного цикла циркуляции, принятого водного режима, эффективности системы очистки, фильтров и т. п. Активность отложений на поверхностях первых контуров АЭС, охлаждаемых водой под давлением и кипящей водой, может составлять $10^{-2} - 10^{-1}$ Ки/м². Активность поверхностей парового и конденсатно-питательного тракта бывает, как правило, значительно ниже. При наличии поврежденных твэлов в реакторе активность поверхностей будет в основном определяться нуклидами продуктов деления и достигать более высоких значений.

Из-за большого количества дефектных твэлов удельная активность теплоносителя по продуктам деления достигает 10^{-2} Ки/кг и более. Эксплуатацию реакторов с большой степенью разгерметизации твэлов прекращают до достижения запланированной степени выгорания ядерного топлива для замены дефектных тепловыделяющих сборок. Перед загрузкой новой активной

зоны целесообразно проведение комплексной дезактивации внутренних поверхностей контура для удаления продуктов деления и размыва топлива. Эта операция необходима, чтобы улучшить радиационную обстановку при обслуживании оборудования контура и обеспечить возможность радиохимического контроля за вновь загруженной активной зоной.

На основе анализа данных по активации оборудования АЭС с водоохлаждаемыми реакторами в процессе их эксплуатации можно сказать, что в реакторах с водой под давлением наибольшей активации за счет продуктов коррозии подвергаются парогенераторы, особенно их трубные доски, мощность дозы γ -излучения от которых уже через 100 эффективных сут. составляет более 1 бэр/ч. В реакторах кипящего типа оборудование активируется не в меньшей степени. В любом случае после многолетней эксплуатации при обслуживании оборудования первого контура АЭС приходится сталкиваться со специфическими проблемами, обусловленными наличием высокого уровня ионизирующего излучения.

В последнее время стала выявляться целесообразность предотвращения сильной активации контурных поверхностей с помощью проведения умеренной, периодически осуществляемой (через 1-2 года) дезактивации. Эффективность такой дезактивации не очень высока, но при регулярном ее проведении активность узлов первого контура остается на достаточно низком уровне.

11.2. Цель, методы и средства дезактивации

Дезактивация – это процесс удаления радиоактивного загрязнения или уменьшения его уровня с использованием различных средств.

Тенденция увеличения интенсивности излучения от оборудования первого контура проявляется независимо от типа реактора, его конструктивных особенностей, применяемых материалов, выбора водного режима, т. е. является общей для АЭС всех типов. Практика работы АЭС показывает, что типичные значения мощности дозы от оборудования и трубопроводов водоохлаждаемых реакторов после нескольких лет эксплуатации доходит до 200 мбэр/ч и более. В этих условиях рабочее время должно составлять всего 25 ч в год. Но иногда требуется проводить работы с оборудованием, мощность дозы от которого доходит до 1–3 бэр/ч. В этих условиях рабочему разрешено находиться вблизи ремонтируемого оборудования всего 2–3 ч в год. Проблема радиоактивного загрязнения оборудования становится еще более острой в связи с ростом числа установок, проработавших 20 лет и более, так как происходит нарастание уровней излучения и одновременно увеличение объема ремонтных работ.

Объем ремонта систем определяется их надежностью. Доза облучения персонала обычно высока в период пусконаладочных работ, затем по окончании этапа освоения понижается и стабилизируется на относительно низком уровне, а далее вновь увеличивается по мере износа и коррозии оборудова-

ния. Все эти явления для наглядности можно представить графически (рис. 11.1.) в виде кривых.

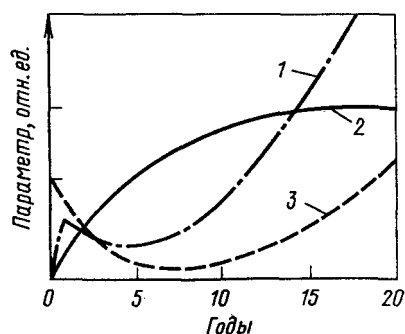


Рис. 11.1. Характер изменения предполагаемой годовой дозы облучения персонала в течение эксплуатации АЭС:
1 - суммарная доза облучения;
2 - мощность дозы от оборудования при остановленном реакторе;
3 - ненадежность (интенсивность отказов) оборудования

Видно, что суммарная доза облучения персонала в течение первых 5 лет эксплуатации незначительна и остается примерно постоянной, после чего начинает интенсивно увеличиваться. Это, например, подтверждается и практикой работы АЭС США, на которых по мере нарастания времени эксплуатации и увеличения объема ремонтных работ ежегодная суммарная доза облучения на одну АЭС возрастала. Об этом свидетельствуют, например, дозы 188 бэр в 1969 г. и 544 бэр в 1973 г. и аналогичная картина на АЭС ФРГ, а также на АЭС с ВВЭР.

Общая закономерность для эксплуатируемых АЭС заключается в том, что наибольшие дозы облучения персонал получает во время остановок реактора. Именно на ремонтный персонал приходится большая часть суммарной дозы облучения (до 75 %), и у этой группы персонала более высокая средняя индивидуальная доза. Следует заметить, что на большинстве АЭС США эксплуатационный персонал получает в среднем индивидуальные дозы в 2-3 раза ниже предельной годовой.

Увеличение дозозатрат, необходимых при обслуживании реакторного оборудования, отрицательно сказывается на экономике АЭС. В частности, по данным французских экономистов сокращение дозозатрат на 100 бэр в год дает экономию от 2 до 20 млн. франков в результате уменьшения количества привлекаемого персонала. А канадские специалисты считают, что на мероприятия, приводящие к снижению облучения в год на 1 бэр, целесообразно затрачивать до 16000 долл.

Основным способом снижения дозозатрат в процессе эксплуатации АЭС на этапе ремонта является предремонтная дезактивация. Поэтому еще на стадии проектирования и конструирования оборудования АЭС максимально должны быть предусмотрены мероприятия по снижению активации узлов и уменьшению радиационной опасности при ремонте и обслуживании станции, в том числе меры для возможного проведения эффективной дезактивации.

Дезактивация по своей сути представляет собой процесс десорбции радионуклидов и радиоактивных частиц или удаления оксидных пленок и отложений с поверхности металла. Закономерности дезактивации тесно связа-

ны с характером сорбции радиоактивных загрязнений, природой сорбирующей поверхности и свойствами образующихся оксидов.

Количественный показатель, характеризующий эффективность дезактивации, – коэффициент дезактивации K_d – отношение уровней радиоактивного загрязнения до дезактивации $A_{исх}$ и после нее $A_{ост}$.

$$K_d = A_{исх} / A_{ост}$$

В настоящее время этот показатель общепринят в соответствии со стандартом, но существуют и другие показатели, например, процент остаточной активности и т. п. Точное определение значения K_d иногда является трудной задачей, так как оборудование может быть загрязнено одновременно α -, β -, γ -активными нуклидами, неравномерно распределенными на поверхности, а некоторые виды оборудования могут иметь собственную наведенную активность. Обычно измеряют активность в нескольких точках и затем рассчитывают среднее значение K_d . Конечная цель дезактивации – снижение радиоактивного загрязнения оборудования до допустимой нормы или до уровня, позволяющего проводить ремонтные работы в течение полного рабочего дня. Исходя из имеющегося уровня загрязнения оборудования или мощности экспозиционной дозы и допустимых норм, устанавливают необходимую эффективность дезактивации.

По комплексу приемов с использованием физических, химических или физико-химических процессов различают несколько способов дезактивации, которые могут быть подразделены на три группы: физико-механические, физико-химические и химические (рис. 11.2).

Способы дезактивации должны удовлетворять следующим требованиям: 1) обеспечивать эффективное удаление радиоактивных загрязнений; 2) не вызывать существенной коррозии и разрушения дезактивируемого материала; 3) количество радиоактивных отходов должно быть минимальным, состав их должен соответствовать способу переработки; 4) быть экономичным, безопасным, не приводить к распространению радиоактивных загрязнений, допускать возможность механизации. При использовании способов первой группы удаление радиоактивных загрязнений осуществляется с помощью механических или физических процессов без участия химических реагентов (кроме воды).

К химическим могут быть отнесены жидкостные способы, в которых основным средством воздействия служит раствор химических реагентов.

Дезактивирующий раствор должен удовлетворять следующим требованиям: быстро и полно смачивать поверхность; разрушать связь радиоактивных веществ с поверхностью и переводить их в раствор; предотвращать повторную сорбцию радиоактивных веществ поверхностью; не оказывать разрушающего действия и не повышать сорбционную способность поверхности материала.

Существующие дезактивирующие растворы по их эффективности и назначению можно разделить на три группы: 1) растворы для удаления нефик-



Рис. 11.2. Схема классификации способов дезактивации

сированных и слабофиксированных радиоактивных загрязнений; 2) растворы для удаления прочнофиксированных радиоактивных загрязнений, рыхлых оксидных отложений и травления окисленных металлов; 3) растворы для удаления плотных оксидных пленок и прочнофиксированных радиоактивных загрязнений с металлических поверхностей (двух- и многованная дезактивация). В первую группу входят простые растворы, содержащие поверхностно активные вещества (ПАВ), комплексообразователи, щелочи, кислоты. Состав растворов второй группы более сложен. Растворы третьей группы являются комбинациями нескольких рецептов и предназначены для интенсификации растворения отложений. В табл. 11.1 приведены составы некоторых дезактивирующих растворов, применяемых на АЭС.

По характеру своего воздействия на поверхность материала методы дезактивации подразделяются на «жесткие» и «мягкие». Жесткие методы преследуют цель удаления с поверхностей радионуклидов вместе с продуктами коррозии. Цель мягкой дезактивации – максимальное удаление радионуклидов без полного разрушения слоев продуктов коррозии. Предполагается, что плотная часть оксидной пленки основного металла будет служить в качестве защитного слоя. Для оборудования из аустенитных и легированных никелем сталей широкое применение нашел способ, в котором этап окисления раствором $\text{KMnO}_4/\text{NaOH}$ чередуется с травлением щавелевой кислотой.

Таблица 11.1.

Эффективность дезактивирующих растворов, применяемых на АЭС

Состав дезактивирующего раствора	Содержание компонентов в водном растворе, г/кг	Условия дезактивации		Мощность дозы, мкР/с		Коэффициент дезактивации
		Температура, °С	Продолжительность, ч	Начальная	Остаточная	
Щавелевая кислота	3	100	1	2,2 1,5	0,3 0,35	7,3 4,3
Трилон Б	0,5					
Ортофосфорная кислота	1 часть кислоты + 3 части воды	100	1			
Азотная кислота	50	100	1	1,5	0,35	4,3
Щавелевая кислота	50					
Фтористый натрий	1					
Серная кислота	180	100	1	2,5	0,3	7,3
Натрий азотнокислый	20					
Натрий хлористый	20					
Гидрат оксида калия	10	100	1	1,5	0,3	5
Перманганат калия (I этап)	5					
Щавелевая кислота (II этап)	30					
Трилон Б	5	100	1	0,8	0,35	2,3
Лимонная кислота	3					
Гидроксиламин сернистый	0,4					
Поверхностно-активное вещество ОП-7	0,1					
Обессоленная вода	-					
		100	1	0,8	0,5	1

На этапе травления применяют рецептуры на основе лимонной кислоты и смеси лимонной и щавелевой кислот.

В связи с остротой проблемы переработки жидких отходов созданы химические способы дезактивации, использующие минимальные количества растворов (паровая, пенная дезактивация). Часто применяют способы, сочетающие химические, физические и механические процессы. При использовании физико-механических как жидкостных, так и сухих способов удаляют слой материала вместе с загрязнением или только слабофиксированные загрязнения. Применение химических способов в сочетании с физическими и физико-химическими процессами наиболее эффективно и позволяет удалять (при использовании соответствующих растворов) все виды загрязнений.

Дезактивация оборудования химическим окислительно-восстановительным методом проводится в два этапа.

Первый этап — погружение деталей насосов, арматуры и т. п. или наполнение систем в случае установок спецводоочистки, петель реактора щелочным водным раствором, содержащим 10 г/кг гидрата оксида натрия и 5 г/кг перманганата калия KMnO_4 . Температура дезактивирующего раствора 90-95°C. Время выдержки 30-60 мин. После применения щелочного раствора оборудование промывается водой.

Второй этап дезактивации — выдержка в течение 40-60 мин в щавелево-кислом водном растворе, содержащем 10 г/кг щавелевой кислоты $\text{H}_2\text{C}_2\text{O}_4$ и 1 г/кг азотной кислоты HNO_3 при температуре 90-95°C.

Результаты дезактивации контролируются измерением активности мазков и γ -фона. В случае недостаточного эффекта циклы дезактивации могут повторяться несколько раз.

Эффективность химического метода дезактивации во многом зависит от состояния обрабатываемой поверхности (механической обработки, наличия краски и коррозионных разрушений), от конструкционного исполнения оборудования (наличия резьбовых соединений, посадочных мест), температуры дезактивирующих растворов, скорости их циркуляции в петле, реакторе или в ванне (например, при барботаже воздуха через ванну), времени выдержки оборудования в контакте с раствором, а также количества циклов дезактивации. Как показали исследования на Нововоронежской АЭС, эффективность дезактивации химическим методом растет при увеличении времени выдержки в щелочном растворе. Однако при оценке эффективности дезактивирующих растворов необходимо учитывать коррозионную стойкость дезактивируемых материалов в тех или иных растворах.

11.3. Технология подготовки и проведения контурной, поузловой дезактивации оборудования ЯЭУ, дезактивация поверхностей оборудования и помещений

Дезактивация оборудования помещений первого контура может проводиться химическим, электрохимическим, пароэмульсионным и механическим методами. Выбор метода и технология дезактивации определяются характером загрязнения оборудования, условиями эксплуатации, габаритными размерами, конфигурацией, а также доступностью дезактивируемых поверхностей.

Основным способом, позволяющим сократить дозозатраты в период ремонта, является химическая дезактивация контурного оборудования. Основное оборудование реакторной установки, такое, как корпус реактора, ГЦН, парогенератор, компенсатор объема, можно дезактивировать по отдельности, с помощью специально сконструированных устройств. Это же оборудование можно дезактивировать в составе контура.

Наиболее широко на АЭС используется дезактивация отдельных узлов в специальных ваннах с подогревом. Для выемных частей ГЦН, длинномерных приводов СУЗ применяются специальные ванны, к которым подводятся дезактивирующие растворы (рис. 11.3) и стенды (рис. 11.4). Разработано также специальное устройство автономной дезактивации парогенераторов (рис. 11.5) в котором предусматриваются специальные заглушки для отсечения главных трубопроводов диаметром 500 мм. Рабочая часть устройства, помещаемая в один из коллекторов, снабжена колесом от погружного насоса, обеспечивающего высокие скорости циркуляции дезактивирующих растворов. Холостая часть, помещаемая в другой коллектор, используется для заполнения парогенератора дезактивирующим раствором и вытеснения его с помощью сжатого воздуха.

При дезактивации отдельных единиц оборудования (поузловая дезактивация) уровни излучений около них снижаются, но после пуска реактора довольно быстро восстанавливаются. Этот недостаток может быть устранен

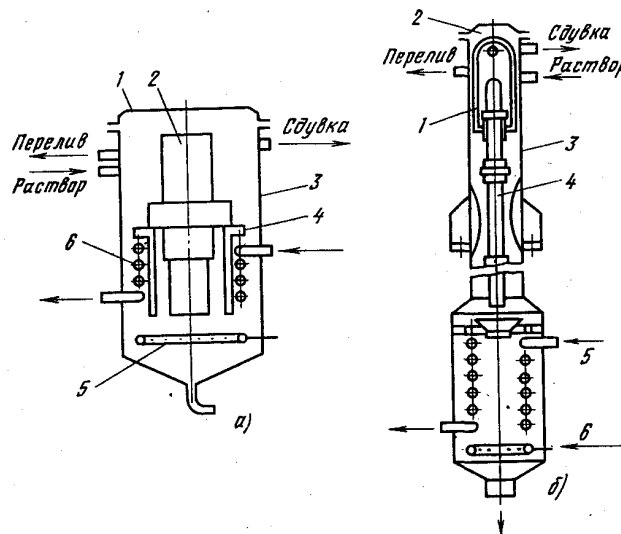


Рис. 11.3. Ванны специального назначения для дезактивации выемной части ГЦН (а) и приводов СУЗ (б):

- а) 1 - крышка; 2 - выемная часть ГЦН; 3 - корпус; 4 - опорное кольцо; 5 - барботер; 6 - паровой змеевик;
 б) 1 - устройство для закрепления привода; 2 - крышка; 3 - корпус; 4 - привод СУЗ; 5 - паровой змеевик; 6 - барботер

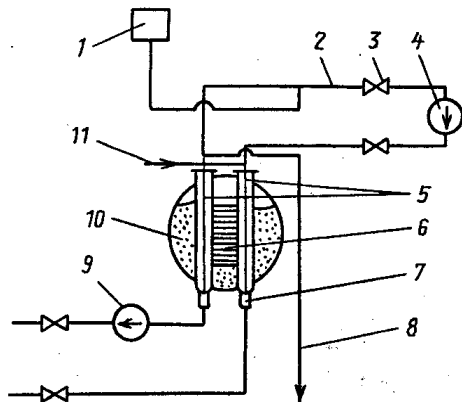


Рис. 11.4. Принципиальная технологическая схема дезактивации парогенератора:

- 1 - бак для приготовления дезактивирующих растворов; 2 - вспомогательный контур; 3 - запорные задвижки; 4 - циркуляционный насос; 5 - коллекторы; 6 - трубчатка парогенератора; 7 - заглушка; 8 - сброс на переработку; 9 - главный циркуляционный насос; 10 - парогенератор; 11 - сжатый воздух

применением контурной дезактивации. Принципиально возможны три основных варианта дезактивации основного контура АЭС: 1) дезактивация всего первой контура с активной зоной; 2) дезактивация всего контура с удаленной активной зоной; 3) дезактивация отдельных петель (без реактора). На практике чаще всего проводят дезактивацию отдельных петель контура, так как она наименее трудоемка, не приводит к образованию большого количества отходов и в то же время облегчает проведение инспекционных и ремонтных работ на парогенераторах и насосах.

Дезактивация всего контура необходима перед проведением инспекции и ремонта корпуса реактора, другого оборудования и для удаления из контура ядерного топлива и продуктов деления после значительных повреждений

твэлов. В этом случае активную зону извлекают до дезактивации, чтобы не увеличивать активность отходов вследствие дополнительного контакта ядерного топлива с дезактивирующими растворами.

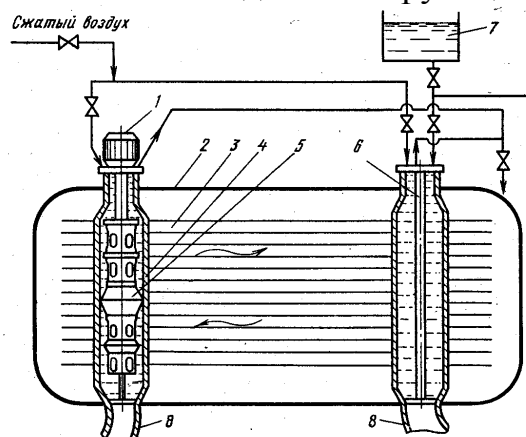


Рис. 11.5. Принципиальная схема устройства для автономной дезактивации парогенераторов:

1 - электродвигатель; 2 - корпус парогенератора; 3 - трубка парогенератора; 4 - коллектор; 5 - насосное устройство; 6 - устройство холостое; 7 - бак для приготовления дезактивирующих растворов; 8 - трубопроводы Ду 500

Дезактивация первого контура с удаленной активной зоной осложнена, так как изменяется гидродинамический режим циркуляции теплоносителя. Скорости потоков в реакторе уменьшаются, а его гидравлическое сопротивление падает. Это может привести к накоплению в корпусе реактора шлама, вымываемого из других участков контура. Во избежание нежелательных последствий целесообразно устанавливать имитатор активной зоны, так называемую фальшзону, которая сохраняет гидродинамический режим циркуляции в реакторе. Однако изготовление фальшзон представляет значительные трудности и экономически может быть оправдано только для серии однотипных реакторов.

Наиболее рационально проведение дезактивации всего контура с активной зоной, но все это возможно лишь при отсутствии значительных повреждений оболочек твэлов активной зоны и необходимой подготовленности установки к проведению химической промывки. Кроме того, первый контур должен быть приспособлен к проведению дезактивации, т. е. в его конструкции должна быть предусмотрена возможность ввода, вывода, подогрева и циркуляции дезактивирующих растворов. Желательно полное отсутствие застойных зон, где могли бы скапливаться шламы и другие продукты дезактивации, а также контакта разнородных материалов в конструкции.

Таким образом, при достаточно герметичной зоне и при полной уверенности в том, что дезактивация не уменьшит надежности оборудования, возможно проведение химической промывки всего первого контура АЭС.

При комплексной дезактивации первого контура циркуляция дезактивирующего раствора осуществляется непрерывно главными циркуляционными насосами. Одновременно производится упаривание дезактивирующего раствора.

Проведение дезактивации всего контура возможно двумя способами: периодическим и непрерывным. В первом случае контур заполняется дезактивирующим раствором, который затем нагревается до нужной температуры и циркулирует определенное время с помощью ГЦН. После этого работа на-

сосов прекращается, и отработанные растворы сливаются, чаще всего с помощью сжатого газа.

Следует иметь в виду, что прекращение циркуляции при дезактивации нежелательно, так как это влечет за собой осаждение шламов, последующее удаление которых весьма затруднительно.

При непрерывном способе дезактивации контура удаление растворов осуществляется вытеснением их промывной водой, подаваемой в контур, с одновременным сливом отработанного раствора и при постоянной работе насосов. Циркуляция дезактивирующих растворов в этом случае не прекращается в течение всего времени дезактивации. Непрерывный способ дезактивации более эффективен, но связан со сложностью поддержания определенного давления в контуре для обеспечения безаварийной работы насосов при одновременном вводе и дренаже растворов и промывных вод. Несмотря на указанные сложности, непрерывный способ дезактивации наиболее распространен.

При разработке технологии дезактивации необходимо учитывать большое содержание (до 30%) радиоактивного шлама в кислотном растворе. В связи с этим при внутриконтурной промывке следует предусматривать высокопроизводительную очистку дезактивирующего раствора.

Химический метод целесообразно применять для дезактивации установок спецводоочистки, циркуляционных петель реактора и контура в целом, насосов, их деталей и узлов и другого съемного оборудования, арматуры, приводов кассет СУЗ в сборе и отдельных их узлов, чехлов для хранения кассет, инструмента.

Сущность электрохимического метода дезактивации – это травление дезактивируемых поверхностей в электролите при пропускании постоянного электрического тока. В результате электрохимического травления удаляется радиоактивная оксидная пленка и поверхностный слой металла. Дезактивация электрохимическим методом проводится двумя способами: мокрым и полусухим.

При мокром способе дезактивируемая деталь погружается в электролит или же детали заполняют электролитом (например, стаканы глазных запорных задвижек циркуляционных петель первого контура). В этом случае деталь является анодом. Форма катода по возможности должна приближаться к форме дезактивируемой поверхности. Продолжительность дезактивации 1,5 мин при напряжении постоянного тока 12-50 В.

Дезактивация полусухим способом проводится с помощью выносного катода. Деталь при этом не погружается в электролит. Анодом является дезактивируемая поверхность. Катод, который по своей форме по возможности должен повторять конфигурацию дезактивируемой поверхности (плоскую, цилиндрическую), изготавливается из свинца или алюминия. Дезактивация происходит при медленном перемещении катода по поверхности или при последовательной перестановке его на новые смежные участки после выдержки на каждом из них по 30–50 с. Чтобы устранить короткое замыкание между анодом и катодом, на катод со стороны анода накладывается войлок или

стеклоткань в 4-5 слоев, которые непрерывно смачиваются электролитом в процессе дезактивации. После электрохимической дезактивации поверхность приобретает серый цвет, присущий неокисленному металлу. При дезактивации в качестве электролитов используют водный раствор с содержанием 20–30 г/кг щавелевой кислоты $\text{H}_2\text{C}_2\text{O}_4$, водный раствор, содержащий 15-20 г/кг серной кислоты H_2SO_4 и 15–20 г/кг ортофосфорной кислоты H_3PO_4 . Электрохимический метод целесообразно применять для дезактивации патрубков корпуса аппарата, деталей и узлов ГЦН, узлов приводов кассет СУЗ, стаканов главных запорных задвижек циркуляционных петель, наружных поверхностей чехлов для хранения кассет, участков трубопроводов, уплотнительных поверхностей, Улиток ГЦН и других мест, доступных для дезактивации с помощью выносного катода, стальных стенок бассейнов перегрузки и выдержки выгоревших кассет. Эффективность электрохимического метода дезактивации зависит от плотности тока, равномерности прилегания выносного катода к дезактивируемой поверхности, характера загрязнений, а также от степени механизации и автоматизации процесса при дистанционном ведении работ.

При паро-импульсном методе дезактивации поверхность подвергается воздействию смеси дезактивирующего раствора и пара под давлением 8–12 бар ($8 \cdot 10^5 - 1,2 \cdot 10^6$ Па), подаваемой с помощи специального пистолета. При этом происходит разрыхление отложений и быстрое удаление различных загрязнений. Эффективность паро-импульсного метода зависит от состояния поверхности, рода покрытий и загрязнений и применяемого дезактивирующего раствора. Паро-импульсный метод целесообразно применять для дезактивации внутренних поверхностей баков, бассейнов выгрузки и выдержки топлива и других емкостей, наружных поверхностей технологического оборудования, металлообрабатывающих станков, гайковертов, захватов, штанг и другого оборудования и приспособлений, полов и стен помещений.

Стены радиационно-опасных помещений современных АЭС покрыты химически стойкими лакокрасочными покрытиями, которые достаточно легко дезактивируются. Полы в отдельных случаях облицовываются нержавеющей сталью, но чаще – органическими или керамическими материалами с малой сорбционной способностью. Наружные поверхности оборудования окрашиваются химически стойкими эмалями, но могут быть неокрашенными, если выполнены из нержавеющей стали. Дезактивация таких поверхностей не представляет значительных трудностей, но в связи с их большой площадью целесообразно применение механизированных средств очистки. Для этих целей разработаны технические средства дезактивации.

Для интенсификации процесса удаления загрязнения применяют нагрев растворов, механическое воздействие, энергию струи пара, газа или жидкости, электрохимическое воздействие, ультразвуковые колебания.

Простым и удобным средством дезактивации помещений АЭС, является специальный пылесос, предназначенный для сбора радиоактивной пыли и мелкодисперсных частиц. Рабочий орган пылесоса может комплектоваться насадками различной формы, в том числе вращающейся щеткой из тонкой

проволоки. При механическом способе дезактивации поверхность обрабатывается дезактивационным раствором по схеме двухэтапного окислительно-восстановительного метода с протиранием поверхностей щетками и тряпками.

Распространенный вид технических средств дезактивации представляет собой щетки различного типа. Наиболее эффективны щетки с механическим приводом и принудительной подачей раствора. Оптимальные частота вращения щетки 80–120 об/мин, расход раствора 3 л/м². При этом K_d , достигаемый с применением механических щеток по сравнению с ручными, возрастает в 3–4 раза.

Для отмывки поверхностей технологического оборудования и производственных помещений струей паро-эмульсионной смеси, состоящей из моющего раствора и пара, используется ручной парожеткционный распылитель ПЭР-2. Загрязнения удаляются за счет гидродинамического воздействия паро-эмульсионной струи и обмывания поверхности постоянно обновляющимся горячим раствором. При расходе 1–2 л/м² дезактивирующих растворов скорость обработки достигает 100–200 м²/ч. Коэффициент дезактивации составляет 10–20.

Для дезактивации внутренней поверхности емкостей применяются гидромониторы с соплами, создающими давление отмывающей струи до 1 МПа и вращающимися таким образом, что дезактивирующие растворы попадают на все точки сферы (рис. 11.6).

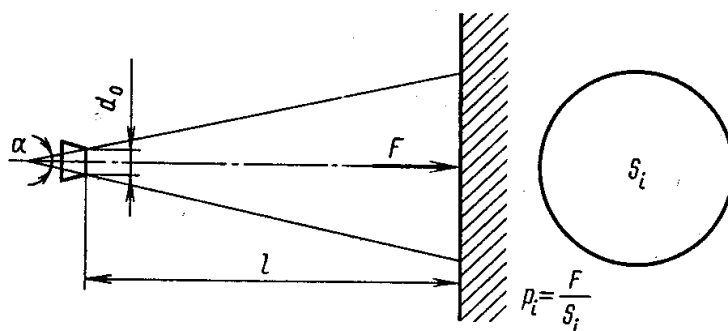


Рис. 11.6. Схема воздействия водной струи на обрабатываемую поверхность:

P_i - среднее удельное давление на расстоянии l от насадки, генерирующей водную струю, до обрабатываемой поверхности; F - сила, возникающая при контакте струи с поверхностью, Н; S_i - площадь контакта струи с поверхностью, м²; α - угол направления струи к обрабатываемой поверхности (при $\alpha = 30:45^\circ$ достигается наибольший коэффициент дезактивации)

Для очистки наружных поверхностей (например, бассейна перегрузки, шахты ревизии) применяется гидропескоструйный метод обработки.

На АЭС используются и сухие методы дезактивации отдельных помещений и наружных поверхностей оборудования. При этом на поверхность наносятся с помощью распылителя специальные эмульсии, которые образуют легкоотделяемую пленку. Один из способов предполагает нанесение пленки

на еще чистую поверхность и удаление ее перед ремонтом; другой способ заключается в нанесении на загрязненную поверхность эмульсии, имеющей сорбирующие свойства. Быстросохнущая пленка вместе с радиоактивными загрязнениями удаляется в хранилище твердых отходов.

Дезактивация с применением перечисленных методов позволяет существенно улучшить радиационную обстановку при ремонтных работах на АЭС и сократить количество радиоактивных отходов, подлежащих захоронению.

Облучаемость персонала также можно частично снизить правильной организацией работ по дезактивации – вероятно, ее следует проводить в два этапа:

первый этап - дезактивация на месте установки оборудования;

второй этап – дезактивация на месте предполагаемого ремонта оборудования.

Для дезактивации съемного оборудования (ГЦН, приводов кассет, СУЗ, арматура и т. п.) используются специальные узлы дезактивации, состоящие из баков и ванн различной вместимости и соединительных трубопроводов. К узлу дезактивации подводятся трубопроводы сжатого воздуха, воды, пара и дезактивирующих растворов, подаваемых с растворного узла системы химической водоподготовки.

При эксплуатации на АЭС реакторов с жидкометаллическим теплоносителем (с циркулирующим натрием) дезактивации подвергаются насосы первого контура, парогенераторы и теплообменники, холодные ловушки, баки для перевозки Na, петли. Много усилий отнимают операции по удалению остатков натрия и дезактивация малогабаритных узлов и деталей (механизмов перегрузки и регулирующих стержней, арматуры, вентилей, датчиков и др.).

Пренебрежение одной из первых необходимых операций по удалению остатков Na с поверхностей оборудования может привести к воспламенению Na, взрывам при контакте с влагой, распространению радиоактивных аэрозолей и коррозии металла.

Вследствие значительного разогрева при реакции с водой Na на воздухе часто загорается, возможно образование гремучей смеси, что приводит к взрывам и пожарам. Поэтому вместо погружения оборудования в воду применяют струйную обработку, душирование, обработку водяным паром. Наиболее перспективен метод очистки оборудования смесью с газом, инертным по отношению к Na (азот, аргон, CO₂). Успешно применяется метод очистки от Na распыленной водой. Этот способ имеет ряд преимуществ: очистка проводится при комнатной температуре; эффективность и производительность очистки высока; количество жидких отходов мало. После очистки оборудование промывают водой.

Выделение специальных участков для дезактивации на АЭС, отработка схем и применяемого метода проведения дезактивации оборудования должны быть заложены в технологию ремонта и решаться на стадии проектирования технологического оборудования и всего комплекса атомных станций. Современные АЭС являются крупными энергетическими предприятиями. В составе крупных АЭС целесообразно иметь цех дезактивации, размещенный

отдельно или в едином комплексе с цехом централизованного ремонта, и участки дезактивации на каждом блоке для дезактивации оборудования, ремонтируемого на месте установки или в помещениях блока. Цех дезактивации должен быть оборудован всеми необходимыми стационарными и переносными техническими средствами механизации дезактивационных работ с учетом конкретных характеристик дезактивируемого оборудования и требований, предъявляемых к дезактивации. К таким средствам можно отнести: 1) погружные ванны различной вместимости, включая ультразвуковые и гальванические; 2) циркуляционный стенд; 3) камеры для удаления лакокрасочных покрытий и дезактивации крупногабаритного оборудования; 4) пароэжекторные распылители; 5) установки электрохимической дезактивации.

Кроме того, цех должен располагать достаточно широким парком переносных средств для выполнения дезактивационных работ в любых помещениях АЭС. Такими средствами, кроме вышеуказанных, являются пылесосы, гидромониторы различного назначения, пеногенераторы, передвижные установки для дезактивации с помощью перегретого пара, установки для дезактивации с помощью полимерных покрытий. Перечисленные устройства должны доставляться к месту производства работ, где их подключают к линиям энергообеспечения (пар, электроэнергия, сжатый воздух) и подачи дезактивирующих растворов.

Цех дезактивации должен располагать помещениями для приема, временного хранения, разборки, ревизии поступающего и отмытого оборудования. Производственные участки цеха должны быть оборудованы подъемно-транспортными механизмами. В цехах следует предусматривать размещение радиохимической и дозиметрической лабораторий, а также необходимых складских помещений. При проектировании цеха требуется предусматривать все необходимые мероприятия, обеспечивающие безопасные условия труда.

При разработке технологии дезактивации для конкретного объекта необходимо обращать внимание на подготовительные работы. Значительное место в них занимает организация узла приготовления растворов. Он должен быть оснащен аппаратами для растворения реагентов с перемешиванием и обогревом, насосами для подачи растворов в контур, приборами и средствами контроля и необходимой механизацией для загрузки реагентов в аппараты-растворители. Весь технологический процесс проведения дезактивации должен осуществляться по детально разработанной программе.

11.4. Дезактивация инструмента

Применяя дезактивацию и назначая метод обработки инструмента, используемого при ремонте, первоначально принимают во внимание его габаритные размеры и характеристику материала, из которого он изготовлен. Небольшие предметы (детали) погружают на несколько минут (15–30 мин) в растворы ПАВ, содержащие комплексообразователи, помешивая при этом кистью или щеткой, после чего ополаскивают водой. При недостаточной сте-

пени дезактивации предметы могут быть дезактивированы повторно. Предметы больших размеров опрыскиваются (смачиваются) дезактивирующими растворами, затем поверхность обрабатывается водой. Такая обработка может быть проведена повторно. Для увеличения эффективности дезактивации применяемые раствор подогревают до 40–60°C.

Металлические предметы могут подвергаться воздействию струи пара, очистку их поверхности можно повторить. Работа паром проводится в изолирующей защитной одежде и противогазных масках. Деревянные поверхности инструментов после обработки раствором 1% Na ЭДТА-1+0,5% ПАВ можно циклевать.

Стальные предметы после предварительного тщательно смывания водой обрабатываются 10% азотной кислотой и ополаскиваются раствором кальцинированной соды. В качестве менее агрессивного дезактивирующего раствора может быть использован 10% раствор лимонной кислоты, после чего дезактивируемая поверхность обрабатывается 2% раствором ПАВ промывается водой. Температура обработки 40–60°C.

Применение методов дезактивации, эффективных при очистке нержавеющей стали, пригодно и при дезактивации изделий низколегированных сталей. Однако для дезактивации изделий углеродистых сталей применение тех же методов из-за высокой агрессивности растворов практически невозможно. Для дезактивации углеродистых сталей используют щелочную обработку минеральными кислотами, растворами органических кислот, растворами комплексонов.

Щелочную обработку поверхности наиболее целесообразно проводить, когда дезактивирующие поверхности загрязнены маслянистыми веществами. В этом случае концентрация щелочи должна составить более 100 г/л. Температура дезактивации поддерживается не ниже 95°C, иначе процесс дезактивации замедляется. При щелочной обработке в щелочной раствор в качестве активаторов вводят ПАВ, соли щелочноземельных металлов (NaN_3) и органические вещества.

Применение минеральных кислот обеспечивает эффективную очистку углеродистых сталей. Коррозию углеродистых сталей в минеральных кислотах уменьшают введением в раствор ингибиторов. Для дезактивации углеродистых сталей чаще всего применяется фосфорная кислота. Основные преимущества применения фосфорной кислоты заключаются в отсутствии вторичного травления очищенной поверхности металла и выделения агрессивных паров – последнее наблюдается при использовании азотной кислоты. Для очистки металлов чаще всего применяют не чистую фосфорную кислоту, а различные композиции, в состав которых она входит.

Общими недостатками при использовании минеральных кислот являются: медленное и неполное растворение железо-окисных и других отложений, образующихся при высокой температуре, агрессивность растворов, необходимость последующей пассивации поверхности.

Наиболее эффективными из органических кислот, применяемых для дезактивации изделий из углеродистых сталей, являются лимонная, щавеле-

вая кислоты и их смеси. Во избежание образования трудно растворимых осадков на практике обычно используются аммонийные соли кислот, либо кислоты, частично нейтрализованные аммиаком. С целью уменьшения коррозии в растворы этих кислот вводятся ингибиторные добавки, которые, к сожалению, снижают коэффициент дезактивации примерно в 10 раз, что увеличивает продолжительность процесса дезактивации. Это приводит к увеличению длительности обработки и количества радиоактивных отходов. Представителями класса комплексонов, используемых для дезактивации, являются иминодиуксусная кислота (ИДА), нитролуксусная кислота (НТА), этилендиамингетрауксусная (ЭТДА) и ее двузамещенная натриевая соль (трилон Б). Наибольшей эффективностью при дезактивации углеродистых сталей обладают смеси растворов лимонной кислоты и трилона Б.

Свинцовые пластины обрабатываются 2–3% соляной кислотой, после чего промываются большим количеством воды.

Предметы из латуни дополнительно обрабатываются 5–10% лимонной кислотой или лимоннокислым аммонием, после чего промываются водой.

Для дезактивации изделий из алюминия и его сплавов используются соли лимонной кислоты, трилон Б, смеси фосфорной кислоты с хромовым ангидридом. Эти методы рекомендуется применять и в том случае, если в изделии сочетается алюминий и углеродистая сталь.

Для дезактивации оборудования из меди и ее сплавов рекомендуется применять смесь серной кислоты и хромистого ангидрида: 0,5% H_2SO_4 + 5% Cr_2O_3 .

Наиболее распространенным является погружной метод дезактивации, который заключается в выдержке дезактивируемых инструментов, узлов и деталей в растворах химических реагентов при определенной температуре. В целях интенсификации процесса растворы перемешивают принудительной циркуляцией при помощи насосов, барботированием или воздействуют ультразвуком. Детали могут обрабатываться последовательно двумя или тремя растворами и поэтому участок дезактивации может быть организован в разных вариантах:

а) транспортировка деталей между ваннами с различными растворами и промывочной водой;

б) заполнение ванн с погруженными деталями поочередно дезактивирующим раствором и промывочной водой.

От выбранного варианта зависит конструктивное исполнение погружных ванн и схема транспортировки дезактивируемых изделий. В настоящее время преобладает второй вариант дезактивации, т. е. со сменой раствора в одной ванне. Основным оборудованием участка дезактивации погружным методом являются ванны для дезактивации, емкости для приготовления и хранения дезактивирующих растворов и слива отработавших растворов, насосы и теплообменники.

Для дезактивации погружным методом обычно применяют последовательную обработку щелочным окислительным и кислотным восстановительным растворами на основе минеральных и органических кислот.

11.5. Дезактивация средств индивидуальной защиты

По своему назначению средства индивидуальной защиты (СИЗ) делятся на средства защиты органов дыхания и средства защиты кожи; по принципу защиты – на фильтрующие и изолирующие. В частности, СИЗ изолирующего типа полностью изолируют организм человека от окружающей среды с помощью материалов, непроницаемых для воздуха и вредных примесей, находящихся в нем. К средствам защиты кожи, применяемым при работах в радиационной обстановке, относятся: спецодежда повседневного применения (комбинезоны, костюмы, халаты, нательное белье) и кратковременного использования (пленочная спецодежда).

Наиболее широкое распространение для работ, проводимых в условиях радиоактивного загрязнения, нашла хлопчатобумажная одежда.

В комплект всех видов спецодежды входят шапочки, которые должны закрыть весь волосяной покров головы. Нательное белье состоит из рубашки с завязками и шаровар на резинке (рис. 11.7). При особенно неблагоприятных условиях совместного воздействия на спецодежду радиоактивных веществ и химически агрессивных сред применяют спецодежду из химически стойких синтетических волокон, в частности лавсана. Основным материалом служит лавсановая ткань, устойчивая и хорошо дезактивируемая.

Важное значение имеет зимняя спецодежда при работах в радиационных условиях. В качестве теплоизоляционного слоя в зимней спецодежде широко применяется хлопчатобумажная стеганая вата или ватин, которые не только сильно сорбируют радиоактивные вещества, но и плохо от них отмываются. Наилучшим теплоизоляционным слоем при конструировании зимней спецодежды для работы в условиях радиоактивных загрязнений является пропиленовый теплозащитный материал, имеющий хорошие показатели по дезактивируемости, а также устойчивый к многократным обработкам моющими растворами.

При применении средств индивидуальной защиты в условиях радиоактивного загрязнения систематическая и своевременная дезактивация имеет важное гигиеническое значение и существенно удлиняет срок эксплуатации СИЗ. Загрязненные СИЗ и, в частности, спецодежда могут представлять определенную опасность для людей.

Своевременная дезактивация СИЗ позволяет решить следующие важные гигиенические задачи: 1) исключить дополнительный источник внешнего β -, γ -излучения персонала, обслуживающего те или иные установки; 2) исключить дополнительный источник образования радиоактивных аэрозолей и распространения радиоактивных загрязнений; 3) предотвратить или значительно уменьшить загрязнение кожных покровов человека.

Существует много средств дезактивации СИЗ. При выборе способа дезактивации учитываются характер и степень загрязнения СИЗ, а также материал, из которых они изготовлены.

Дезактивирующий раствор представляет собой комплекс химических веществ, состав которого подбирают таким образом, чтобы наиболее эффек-

тивно разрушить связь радиоактивных веществ с поверхностью, перевести загрязнение в раствор и предотвратить обратное его оседание на поверхность.

К веществам, применяемым при дезактивации СИЗ, относятся поверхностно-активные и комплексообразующие вещества, кислоты, щелочи, окислители, органические растворители.

Растворы ПАВ, являясь эффективными моющими средствами, удаляют в основном ту часть радиоактивного загрязнения, которая связана механическими силами.

Для повышения эффективности дезактивации в состав растворов вводят комплексообразующие вещества, лимонную, щавелевую кислоты или их соли.

Технологический процесс обработки СИЗ включает в себя приемку и сортировку спецодежды, обработку ее в стиральных машинах или барботажных ваннах, отжим (для хлопчатобумажной и лавсановой спецодежды), сушку и радиометрический контроль.

В соответствии с «Санитарными правилами для промышленных и городских спецпрачечных по дезактивации спецодежды и средств индивидуальной защиты» по уровню радиоактивного загрязнения основную спецодежду подразделяют на две группы. К первой группе относят спецодежду, загрязненную в пределах принятых допустимых уровней и направляемую на дезактивацию по истечении установленного срока носки; ко второй группе относят всю остальную спецодежду.

Сортировка СИЗ производится по виду загрязнения (α - или β -, γ -активность), по уровням загрязнения и по виду материала (хлопчатобумажная, лавсановая, пленочная). В каждом из указанных видов загрязнения необходимо отделить, кроме того, спецодежду, загрязненную мазутом, маслом и другими веществами, которые требуют применения специальной технологии дезактивации.

Обработку хлопчатобумажной и лавсановой спецодежды следует проводить в стиральных машинах, изготовленных из нержавеющей стали, что позволяет применять для дезактивации агрессивные среды (кислоты, щелочи, окислители).

Отжимают хлопчатобумажную и лавсановую спецодежду в центрифугах. Существенное значение имеет внедрение стиральноотжимных машин в практику спецпрачечных, что позволяет одновременно повысить эффективность дезактивации спецодежды, полностью исключить перегрузку и транспортировку мокрой спецодежды из стиральных машин в центрифуги, сократить путь движения спецодежды в спецпрачечной и соответственно уменьшить общую длительность технологического процесса.

Выбор режимов дезактивации спецодежды определяется физико-химическими свойствами материала и нуклидным составом загрязнения. При выборе компонентов дезактивирующих растворов особенно следует учитывать резкое изменение механических свойств хлопчатобумажных волокон под действием кислот и окислителей.

Лавсан значительно химически более устойчив, чем хлопчатобумажное волокно, и позволяет использовать режимы дезактивации, предусматривающие применение агрессивных химических реагентов.

Способность материала отмываться от радиоактивных загрязнений зависит не только от химической природы полимера, но и от структуры волокна. Чем более гладкой поверхностью обладает волокно, тем меньше оно сорбирует радиоактивные загрязнения, и легче от них отмывается. Поэтому ткани, выработанные из шелковой пряжи, сорбируют радиоактивные загрязнения значительно меньше, чем ткани из штапельной пряжи, которая имеет большую удельную поверхность.

Режимы дезактивации хлопчатобумажной и лавсановой одежды рекомендованы «Санитарными правилами для промышленных и городских спецпрачечных по дезактивации спецодежды и дополнительных средств индивидуальной защиты».

Наряду с водными методами дезактивации спецодежды находят применение методы с использованием органических растворителей, при помощи которых удастся очистить ткани от технических загрязнений (минеральных масел, мазута, гудрона). Кроме того применение органических растворителей значительно сокращает количество жидких радиоактивных отходов.

Важное гигиеническое значение имеет правильная организация всей системы проведения дезактивации, обеспечивающей локализацию и удаление радиоактивных загрязнений. Стирка спецодежды, загрязненной радиоактивными веществами, в обычных городских и промышленных прачечных не допускается, так как это может привести к разносу радиоактивных загрязнений в связи с непригодностью обычных прачечных для дезактивации. Поэтому СИЗ дезактивируют в механизированных специально оборудованных прачечных.

В спецпрачечных дезактивируют следующие предметы, загрязненные радиоактивными веществами:

- а) спецодежду, изготовленную из хлопчатобумажной и лавсановой тканей (комбинезоны, куртки, брюки, халаты, шапочки, носки и др.);
- б) нательное белье и полотенца;
- в) дополнительные средства индивидуальной защиты из пленочных и прорезиненных материалов (фартуки, нарукавники, полукombineзоны, пневмокостюмы и др.);
- г) перчатки;
- д) спецобувь.

Эффективность дезактивации СИЗ из пленочных полимерных материалов (ПВХ-пленки), резины и прорезиненных тканей в значительной степени зависит от времени, прошедшего между их загрязнением и дезактивацией, и поскольку они часто имеют очень высокие уровни начального загрязнения, дезактивация этих средств иногда вызывает значительное ухудшение радиационной обстановки в спецпрачечных.

Наряду с ПВХ-пленками и различными рецептурами резин для изготовления дополнительных СИЗ находят применение прорезиненные ткани на

основе бутилкаучука. Эти материалы обладают некоторыми ценными эксплуатационными свойствами (прочностью, морозостойкостью, низкой газопроницаемостью), таких материалов разработана специальная технология дезактивации.

В тех случаях, когда работы с радиоактивными нуклидами проводятся в большом объеме, целесообразно организовывать дезактивацию дополнительных СИЗ из полимерных материала сразу по выходе из загрязненной зоны на специальных участках дезактивации.

При первичной дезактивации дополнительных СИЗ сразу после их использования, как правило, удается достичь высокой эффективности, и в большинстве случаев вообще отпадает необходимость последующей отправки СИЗ в спецпрачечную.

По окончании работы в загрязненной зоне рабочий в изолирующем костюме входит в санитарный шлюз. Если костюм требует подачи воздуха, рабочий подключает шланг к пневмолинии и с помощью брандспойта со щеткой обрабатывает костюм моющим раствором и водой. Затем костюм снимают и подвешивают для сушки при температуре не выше 60–70 °С. Такой порядок исключает поступление радиоактивных веществ в организм человека во время снятия его и значительно снижает разнос радиоактивных загрязнений из ремонтной зоны.

При дезактивации обуви встречаются наибольшие трудности. Это объясняется рядом обстоятельств. Во-первых, как правило, обувь загрязняется значительно больше, чем другие СИЗ. При ходьбе по загрязненным помещениям происходит втирание радиоактивных веществ в материал подошвы, и мелкие загрязненные частицы могут внедряться в подошву. Во-вторых, обувь в отличие от всех остальных средств индивидуальной защиты часто изготавливают из материалов, прочно сорбирующих радиоактивные вещества и плохо поддающихся дезактивации.

Применяемые коврики для протирки ног, смоченные дезактивирующими растворами (щавелевой кислотой и др.) не дают требуемой степени очистки и, кроме того, быстро загрязняются, становятся при этом источниками радиоактивных загрязнений.

В настоящее время специализированное управление по монтажу и наладке радиационной техники выпускает автоматические установки для ультразвуковой дезактивации обуви на ногах человека. Время обработки обуви в ультразвуковой ванне регулируется и может быть установлено от 2 до 200 с. Моющий раствор меняется после установленного количества обработок.

Установка рассчитана на применение агрессивных моющих растворов. Все детали, вступающие в контакт с моющим раствором, выполнены из нержавеющей стали. На наружную поверхность нанесены покрытия, хорошо отмывающиеся от радиоактивных загрязнений.

Высокая эффективность ультразвуковой дезактивации объясняется тем, что ультразвуковые колебания, распространяясь в жидкой среде, способствуют отрыву и переводу в раствор механических загрязнений, проникших в поры и микропоры материалов, и одновременно значительно ускоряют про-

ходящие в растворе физико-химические процессы, способствующие дезактивации.

Результаты дезактивации СИЗ признаются удовлетворительными, когда их остаточная загрязненность не превышает допустимых уровней, установленных нормами радиационной безопасности.

При оценке степени очистки необходимо проверять средства индивидуальной защиты на радиометрических приборах преимущественно в наиболее загрязненных местах одежды (рукава, нижняя часть брюк, карманы, область груди и живота). При этом контроль α -активности должен проводиться только после сушки.

Спецодежда и белье, загрязненные до дезактивации в пределах установленных допустимых уровней, после обработки могут подвергаться контролю выборочно (каждый десятый предмет из партии). Если при измерении обнаружены не отмытые предметы, проверяют всю партию одежды. При этом не отмытые предметы возвращают в стирку. Если все проверенные предметы оказались чистыми или имели активность после очистки не выше предельно допустимого уровня, то на такую партию выстиранной одежды выдают заключение о ее пригодности к носке.

Вся спецодежда и белье с начальным загрязнением выше установленного допустимого уровня после стирки должны подвергаться тщательному радиометрическому контролю и при наличии остаточной загрязненности выше предельно допустимого уровня их необходимо возвращать на повторную обработку.

11.6. Переработка отходов дезактивации.

Меры безопасности при дезактивации

В процессе дезактивации на АЭС образуется большое количество жидких радиоактивных отходов (ЖРО), обычно от 5 до 15 объемов промываемого контура. Например, при дезактивации контура 1 блока Белоярской АЭС объемом 120 м^3 было получено 1900 м^3 отходов, а при дезактивации первого контура РВР объемом 570 м^3 (реактор мощностью 1000 МВт) ожидалось образование 4500 м^3 отходов.

По химическому составу растворы, поступающие из контура, могут быть кислыми и щелочными, содержащими заметное количество извести, выпадающей из дезактивирующих растворов. Для предотвращения выпадения этих осадков в сборных емкостях целесообразно фильтровать принимаемые растворы. Однако это сопряжено со значительными трудностями из-за мелко дисперсности и чрезвычайно высокой активности. Солесодержание образующихся отходов зависит от принятого состава дезактивирующих растворов и колеблется в пределах $10 - 100 \text{ г/л}$. Промывные воды имеют более низкое солесодержание.

Температура отработавших дезактивирующих растворов, как правило, не превышает 100°C . В случае превышения данной температуры целесооб-

разно охлаждение поступающих растворов до температуры ниже 100 °С, чтобы уменьшить парообразование в емкостях.

Удельная активность поступающих отходов колеблется в широких пределах, достигая максимального значения $10^{-2} - 10^{-1}$ Ки/л для первых кислых дезактивирующих растворов и снижаясь к концу дезактивации до $10^{-4} - 10^{-5}$ Ки/л.

Режим поступления отходов зависит от технологии дезактивации. Если дезактивацию осуществляют периодическим способом, то отходы поступают порциями, не превышающими объема контура. Поступающие отходы должны направляться в емкости временного хранения для последующей передачи на переработку. При сборе отходов в емкости необходимо учитывать их химический состав. Например, кислые и щелочные растворы целесообразно собирать в различные емкости, так как при их совместном сливе будет происходить образование и выпадение большого количества осадков, сорбирующих основную долю радиоактивных веществ. Необходимо также учитывать возможность протекания окислительно-восстановительных реакций и газообразования при смешении различных групп отходов. Вместимость емкостей, предназначенных для отходов, должна быть рассчитана на прием всего количества образующихся ЖРО с последующей постепенной передачей их на переработку. При наличии благоприятных условий сбор отходов может быть совмещен с одновременной их переработкой. В этом случае дезактивация будет сопровождаться синхронной переработкой отходов, что позволит значительно сократить объем сборных емкостей. Такая технология является наиболее прогрессивной и экономически оправданной, так как исключает необходимость создания большого резерва емкостей и позволяет сразу получать отходы в компактном виде, удобном для окончательного захоронения.

Самым простым способом, позволяющим сократить отходы от дезактивации, представляется одновременное упаривание отработавших дезактивирующих растворов и возврат конденсата в контур. Примером может служить дезактивация контура на Нововоронежской АЭС и АЭС «Райнсберг». Однако этот способ является длительным и требует наличия связанных с контуром синхронно работающих выпарных аппаратов производительностью не менее 20 м³/ч (для реакторов ВВЭР).

Одним из путей снижения объема ЖРО может быть сокращение числа обработок в каждом цикле дезактивации и числа циклов без уменьшения эффективности процесса. Поэтому дезактивацию контуров, изготовленных из нержавеющей стали, проводят не более чем тремя растворами – двумя кислыми и промежуточным щелочным. Значительно сократить объем образующихся ЖРО позволяет отказ от двухванного способа и проведение однованной обработки. Характер влияния периодической дезактивации на уровень активности контурного оборудования показан на рис. 11.7.

Наибольшие преимущества однованная дезактивация имеет при использовании термически нестойких реагентов, которые при температуре выше 100 °С разлагаются с образованием газообразных продуктов.

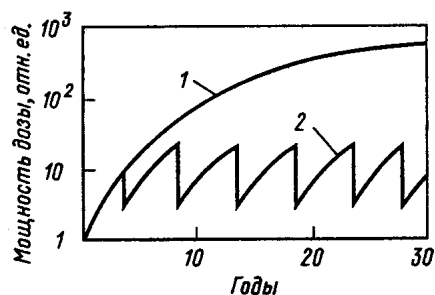


Рис.11.7. Влияние периодической дезактивации на уровень активности контурного оборудования:
1 - без дезактивации; 2 - при периодической дезактивации

В этом случае отпадает необходимость их полного выведения из контура с помощью фильтров.

Дезактивация с применением щелочного раствора, но с уменьшением объема образующихся ЖРО возможна при переводе одного дезактивирующего раствора в другой без слива его из контура, а путем введения в него необходимых химических реагентов. Так, на АЭС «Райнсберг» раствор щелочного перманганата переводили в кислый восстановительный раствор непосредственным введением в него смеси азотной и щавелевой кислот. Эффективность дезактивации при этом остается такой же, как и при обычном двухванном способе. Подобная частичная трансформация дезактивирующих растворов позволяет снизить количество ЖРО. Сбросы после дезактивации можно отнести к жидким радиоактивным отходам среднего уровня активности. Жидкие отходы высокого и среднего уровня активности перерабатываются с целью возвращения в производственный цикл очищенной воды и концентрирования всех содержащихся в воде радиоактивных веществ в виде остатка, имеющего небольшой объем для последующего захоронения. На АЭС отходы в зависимости от солесодержания и активности собирают в специальные емкости, которые для обеспечения самотечного слива отходов обычно устанавливают на нижних отметках зданий. Для транспортирования ЖРО к месту переработки или захоронения предусматривается автономная спецканализация. Обработка ЖРО производится чаще всего на ионообменных фильтрах или в выпарных аппаратах. Воду от дезактивации помещений и оборудования, как правило, объединяют с трапными водами, вместе с которыми ее направляют на переработку.

В связи с тем, что при дезактивации первого контура образуется большое количество отработавших растворов, их собирают в имеющиеся емкости для радиоактивных отходов и затем постепенно перерабатывают на установке очистки жидких радиоактивных отходов по существующей на АЭС технологии. Хранят жидкие отходы высокого уровня активности в специальных емкостях. Принципиальная планировка хранилища таких отходов показана на рис. 11.8.

Емкости, применяемые для хранения кислых высокоактивных отходов, или их облицовку изготавливают из нержавеющей стали; для хранения щелочных – из нержавеющей или углеродистой стали с химически стойким покрытием. Хранение жидких радиоактивных отходов следует рассматривать как временную меру. Для окончательного и наиболее безопасного их захоронения жидкие радиоактивные отходы переводят в твердое состояние метода-

ми цементирования, битумирования или включения в полимеры (при среднем уровне активности) и остекловывания (при высоком уровне активности).

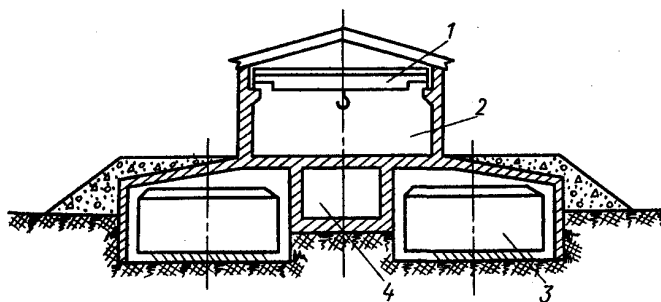


Рис. 11.8. Принципиальная планировка хранилища жидких отходов (ХЖО);

1 - мостовой кран; 2 - монтажный зал; 3 - емкости; 4 - трубный коридор

Твердые радиоактивные отходы подлежат захоронению в специальных могильниках, причем перед захоронением стремятся уменьшить их объем.

На АЭС имеются технологические сдувки, являющиеся источником газообразных радиоактивных отходов. Для очистки сдувочных газов применяют специальные фильтры и последующую выдержку в газгольдерах или очистку в адсорбционных установках. Очищенный воздух воздуходувкой направляется в вентиляционную трубу.

В процессе дезактивации оборудования реакторов с жидким металлическим теплоносителем образуются различные объемы отходов нерадиоактивного и радиоактивного Na. Эти отходы подлежат обезвреживанию (переработке с целью захоронения), так как хранение их связано с радиационной и пожарной опасностью. Надежный метод уничтожения остатков Na – гашение водой в атмосфере азота.

Во всех случаях проведения дезактивационных работ необходимо соблюдать требования НРБ-76/87 и ДСП 6-177-2005-09-02. Санитарно-гигиеническими правилами не допускается образование при дезактивации большого количества вредных паров и радиоактивных аэрозолей. Персонал, проводящий дезактивационные работы, должен иметь спецодежду и средства защиты органов дыхания. Для него обязателен индивидуальный дозиметрический контроль. Радиационную безопасность при проведении дезактивационных работ обеспечивают следующие мероприятия: 1) надежный радиационный контроль до начала и в ходе проведения работ; 2) эффективные меры индивидуальной защиты персонала; 3) исключение распространения радиоактивных загрязнений.

Вопросу обращения с радиоактивными отходами на АЭС уделяется очень серьезное внимание. В рамках МАГАТЭ в результате обобщения опыта создано специальное «Руководство по обращению с отходами на АЭС», которое следует выполнять при проектировании, строительстве и эксплуатации АЭС.

Вопросы для самоконтроля

1. Виды радиоактивных загрязнений на АЭС и причины их появления и скопления. В чем состоит задача дезактивации. Назовите характерные для ВВЭР уровни активности отложений при контакте поверхности с водой, паром и газом. Каков уровень активности теплоносителя (предельное значение, норма).
2. В какие периоды эксплуатации обслуживающий персонал получает наибольшие дозы? Какие существуют способы снижения дозозатрат персонала? Количественный показатель, характеризующий эффективность дезактивации, как его определяют?
3. Назовите основные способы дезактивации, применяемые на АЭС. Какие требования к ним предъявляются? Способы снижения объемов ЖРО при дезактивации.
4. Способы дезактивации оборудования 1-го контура АЭС. От чего зависит выбор метода и технологии дезактивации оборудования? Какие способы дезактивации узлов оборудования чаще всего используют на АЭС?
5. В каких случаях применяется дезактивация всего первого контура? Какова технология выполнения такой дезактивации, ее недостатки и способы их устранения?
6. Дезактивация стен и пола помещений первого контура. Особенность выполнения этих работ? Какие способы дезактивации, и какие средства (приспособления) применяют для этого? Где хранят эти средства (приспособления)?
7. Дезактивация инструмента. Способы, средства, методы дезактивации инструмента? Особенности дезактивации различных инструментов, применяемые для этого дезрастворы?
8. Дезактивации средств индивидуальной защиты (СИЗ). Что входит в комплект СИЗ? Материалы, используемые для изготовления СИЗ, их особенности? Какие задачи решаются при дезактивации СИЗ? Технологический процесс, этапы дезактивации СИЗ и место их проведения? Чем характерна дезактивация обуви и какие способы ее дезактивации применяют в современных условиях?
9. Переработка отходов дезактивации. Характерные объемы ЖРО, их состав, активность? Требованиями каких документов руководствуются при проведении работ по дезактивации и переработке отходов?

12. ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ АЭС

12.1. ВЫБОР ПЛОЩАДОК СТРОИТЕЛЬСТВА И ГЕНЕРАЛЬНЫЕ ПЛАНЫ АЭС

12.1.1. ОСОБЕННОСТИ АЭС И ТРЕБОВАНИЯ К ПЛОЩАДКЕ СТРОИТЕЛЬСТВА

С увеличением количества атомных электростанций усложняется выбор места для их строительства. Наиболее оптимальный вариант размещения АЭС, который обеспечивает минимальные затраты при сооружении АЭС и максимальные удобства при ее эксплуатации, выбирается на основании анализа нескольких рассматриваемых вариантов площадок. Для этого необходимо тщательно изучить местные условия и досконально знать особенности строительства и эксплуатации АЭС, зависящие от конкретного места ее расположения.

При выборе площадки для размещения АЭС необходимо ясно представлять весь комплекс сооружений, образующих атомную электростанцию, их функциональное назначение и возможности размещения одного сооружения относительно другого. При выборе площадки для строительства АЭС должны быть учтены вопросы ее связи с внешним миром на периоды строительства и эксплуатации.

Установить **необходимость** сооружения атомной электростанции в данном районе из условия дефицита электроэнергии и плана развития энергосистемы; определить **возможность** строительства атомной электростанции исходя из обеспечения безопасной эксплуатации, выполнения санитарных норм, покрытия потребности в воде для охлаждения турбоагрегатов, допустимости использования намеченного района строительства в увязке с долго срочными планами сооружения других предприятий, сохранения окружающей среды; найти самый **экономичный вариант** места строительства АЭС на основе анализа всего комплекса вопросов ее строительства и эксплуатации – вот те большие и сложные задачи, которые стоят перед специалистами, выбирающими место расположения АЭС.

Ошибки при выборе места строительства АЭС могут привести к перерасходу десятков миллионов гривен.

Необходимость строительства атомной электростанции, как любой новой электростанции, устанавливается в зависимости от планов развития народного хозяйства и от увеличения энергопотребителей в данном районе. Прогнозируемый дефицит электроэнергии в рассматриваемом районе определяет конечную мощность электростанции и ввод мощности соответственно по годам для покрытия потребности в электроэнергии. При выборе типа электростанции учитываются особенности АЭС.

Атомные электростанции с точки зрения их размещения обладают большей мобильностью, чем тепловые или гидроэлектростанции. Они не привязаны жестко к рекам с высоким энергетическим потенциалом, как гидроэлектростанции, и не нуждаются в непрерывном снабжении топливом в

связи с тем, что потребление топлива ими несравнимо меньше, чем тепловыми электростанциями. Так, для работы современной тепловой угольной электростанции мощностью 1 млн. кВт требуется около 8000 т угля ежедневно. Для непрерывной эксплуатации такой электростанции за год необходимо подвезти примерно 60 000 50-тонных вагонов угля. Для работы атомной электростанции такой же мощностью ежегодная потребность в урановом топливе составляет всего около 50 т.

Атомные электростанции в энергосистеме работают в основном в базовой части графика нагрузок. Это вызвано особенностями структуры себестоимости электроэнергии, вырабатываемой на АЭС.

Так как на атомных электростанциях топливная составляющая в себестоимости электроэнергии ниже, чем на тепловых, работающих на органическом топливе, естественно, выгодно обеспечить на АЭС максимальную выработку. Эффективность использования установленной мощности электростанции характеризуется коэффициентом использования, который отражает продолжительность работы электростанции с максимально возможной мощностью за рассматриваемый отрезок времени. Как было ранее показано, коэффициент использования установленной мощности зависит от качества оборудования и эксплуатации электростанции и загрузки АЭС в энергосистеме:

$$\text{КИУМ} = \frac{Q_{\text{факт}}}{Q_{\text{возм}}} 100\% \quad (12.1)$$

где $Q_{\text{факт}}$ – фактически выработанное количество электроэнергии за рассматриваемый отрезок времени (месяц, квартал, год); $Q_{\text{возм}}$ – возможное количество электроэнергии, которое электростанция могла бы выдать в систему при работе весь рассматриваемый отрезок времени на 100%-ной установленной мощности.

Одним из основных требований при оценке возможности строительства АЭС является обеспечение безопасности ее эксплуатации для окружающего населения, которая регламентируется нормами радиационной безопасности. В Украине с июля 2000 года действуют нормы радиационной безопасности ОПБ-2000, отражающие рекомендации Международной Комиссии по радиационной защите (МКРЗ) и Международного Агентства по атомной энергии (МАГАТЭ). Эти нормы введены взамен ОПБ-88, которые действовали на территории Украины до июля 2000 г. Они обязательны для всех юридических и физических лиц, которые осуществляют на территории Украины проектно-исследовательские, поисковые работы по выбору площадки для строительства АЭС, проектирование, строительство, ввод в эксплуатацию, эксплуатацию и снятие с эксплуатации, а также конструирование, изготовление и поставку элементов для них.

В связи с большими планами развития атомной энергетики, ростом количества и суммарной мощности АЭС необходимо непрерывно добиваться

уменьшения радиоактивных выбросов в окружающую среду в процессе нормальной эксплуатации АЭС и снижения вероятности таких выбросов в случае аварии. Это необходимо для того, чтобы суммарные выбросы со всех эксплуатируемых АЭС с учетом вероятности аварийных ситуаций не превысили лимита, отпущенного на долю АЭС в общем облучении населения, не приводящем к вредным последствиям. Необходимо всемерно ограничивать облучение всего населения за счет уменьшения дозы, получаемой отдельными лицами, и за счет ограничения числа лиц, подвергающихся облучению.

Одним из мероприятий защиты окружающей среды – территории и населения от вредных воздействий при эксплуатации АЭС является организация вокруг нее санитарно-защитной зоны (СЗЗ).

При выборе места строительства АЭС должна учитываться возможность создания санитарно-защитной зоны, определяемой кругом, центром которого является вентиляционная труба АЭС.

В соответствии с ДСП 6-177-2005-09-02 санитарно-защитная зона (СЗЗ) – территория вокруг радиационно-ядерного объекта, где уровень облучения людей в условиях нормальной эксплуатации может превысить квоту лимита дозы для категории В (население) (50 мЗв/год). В СЗЗ запрещается проживание населения, устанавливаются ограничения на производственную деятельность, которая не связана с радиационно-ядерным объектом, и где проводится радиационный контроль.

В санитарных требованиях в настоящее время размер санитарной зоны не лимитируется, он устанавливается в каждом конкретном случае по согласованию с органами государственного санитарного надзора и органами ядерного регулирования в зависимости от типа и мощности реактора, расчетного количества радиоактивных выбросов, климатических, метеорологических и топографических условий в районе расположения АЭС, с учетом предполагаемых (на уровне земли) концентраций радиоактивных веществ и гамма-излучения, обусловленных выбросами.

Особое внимание должно быть обращено на исследование ветровых режимов в районе строительства АЭС с тем, чтобы располагать атомную электростанцию с подветренной стороны по отношению к населенным пунктам.

Исходя из возможности аварийной протечки активных жидкостей предпочтение отдается площадкам с глубоким стоянием грунтовых вод. Наивысший уровень этих вод должен находиться не менее чем на 1,5 м ниже отметки пола проектируемых подземных сооружений АЭС, в которых, возможно наличие радиоактивных жидкостей.

При выборе площадки для строительства атомной электростанции большое значение имеет техническое водоснабжение. Атомная электростанция – крупный водопользователь. Потребление воды АЭС незначительно, а использование воды велико, т. е. в основном вода возвращается в источник водоснабжения. Огромное количество воды требуется для конденсации отработавшего пара турбин. Кроме того, техническая вода используется для охлаждения другого оборудования АЭС, для восполнения потерь воды из

замкнутых контуров, для обеспечения хозяйственно-питьевых нужд персонала электростанции и жителей поселка.

Затраты на водоснабжение мощной атомной электростанции исчисляются миллионами гривен, и все возможные, варианты технического водоснабжения АЭС на стадии выбора площадки должны быть тщательно обоснованы технически и экономически. При выборе системы водоснабжения следует максимально использовать естественные водоемы, стремиться к ограничению строительства новых гидроузлов, длинных каналов, искусственных гидротехнических сооружений.

К АЭС, так же как и ко всем строящимся промышленным сооружениям, предъявляются требования по охране окружающей среды. Использование большого количества воды на атомных электростанциях для технических нужд приводит к возможности повышенных потерь воды в источниках водоснабжения по сравнению с естественными условиями. Чтобы предотвратить недопустимое понижение уровня воды в реках и водохранилищах за счет безвозвратных потерь используемой при эксплуатации АЭС воды на испарение и утечки в грунт, эти потери лимитируются в зависимости от конкретных условий размещения электростанции. Исходя из этих условий, должен производиться анализ возможности строительства электростанции и определение ее конечной мощности.

Нормы регламентируют условия забора и сброса воды на АЭС с тем, чтобы не превышать предельно допустимых величин подогрева воды в открытых водоемах, имеющих народнохозяйственное значение. С целью сохранения растительного и животного мира температура воды в водоемах не должна повышаться в зависимости от времени года более чем на 3 – 5°C. Для соблюдения этого условия необходимо, чтобы расход воды в реке в расчетный период не менее чем в 3 раза превышал расход сбрасываемой охлаждающей воды. На протяжении ряда последних лет изучается возможность использования сбрасываемого с АЭС тепла для теплого орошения, разведения рыбы и создания на базе электростанций агропромышленных комплексов. На многих АЭС созданы крупные тепличные хозяйства, использующие в холодное время года тепло от АЭС.

При выборе площадки для строительства атомной электростанции необходимо руководствоваться следующими требованиями:

- земли, отводимые для сооружения АЭС, должны быть не пригодны или мало пригодны для сельскохозяйственного производства;
- площадка строительства располагается у водоемов и рек, на прибрежных незатапливаемых паводковыми водами территориях (с учетом наименьшей высоты подъема охлаждающей воды);
- грунты площадки допускают строительство зданий и сооружений без проведения дополнительных дорогостоящих мероприятий;
- уровень грунтовых вод находится ниже глубины заложения подвалов зданий и подземных инженерных коммуникаций и на водопонижение при строительстве АЭС не требуется дополнительных затрат;

– площадка имеет относительно ровную поверхность с уклоном, обеспечивающим поверхностный водоотвод, при этом земляные работы сведены к минимуму.

В случае отступления от этих требований при сравнении вариантов предполагаемых мест строительства АЭС должен быть выполнен тщательный технико-экономический анализ, учитывающий дополнительные затраты, вызванные неблагоприятными условиями площадки строительства.

Строительство атомных электростанций в сейсмических районах при наличии обводненных слабых грунтов (текучие супеси, текучие суглинки и глины, илы и заторфованные грунты, насыпные грунты и т. п.) не рекомендуется. В случае обоснования необходимости строительства зданий и сооружений АЭС в этих условиях следует принимать дополнительные меры по укреплению оснований или замене слабых грунтов. Для строительства АЭС не следует использовать площадки, в пределах которых или в непосредственной близости от которых выявлены сейсмические разрывы или сбросы.

Площадки строительства АЭС, как правило, не допускается располагать:

- в зонах активного карста;
- в районах тяжелых (массовых) оползней и селевых потоков;
- в районах возможного действия снежных лавин;
- в районах заболоченных и переувлажненных с постоянным притоком напорных грунтовых вод. Крайняя необходимость расположения АЭС в таком районе должна быть подтверждена технико-экономическим анализом, а также должны быть определены дополнительные затраты при строительстве и эксплуатации АЭС на ликвидацию неблагоприятных условий;
- в зонах крупных провалов в результате горных выработок;
- в первом и втором поясах зон санитарной охраны курортов и источников водоснабжения;
- на участках, загрязненных органическими и радиоактивными выбросами до истечения сроков, устанавливаемых Государственной санитарной инспекцией;
- в районах залегания полезных ископаемых без согласования с органами Госгортехнадзора;
- в зоне возможного затопления в результате разрушения плотин или дамб, расположенных выше предполагаемого места строительства электростанции;
- в районах, подверженных воздействию катастрофических явлений, таких как цунами и т. п.

Отметка территории атомной электростанции должна не менее чем на 0,5 м превышать расчетный уровень высоких вод водоемов или рек с учетом подпора и уклона водотока, а также высоты волны и ее набега. За расчетный принимается наивысший уровень воды с вероятностью повторения один раз в 10 000 лет, т. е. расчетной обеспеченностью 0,01%.

12.1.2. ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ

Для определения возможности строительства АЭС в намеченных районах и сравнения вариантов по геологическим, топографическим и гидрометеорологическим условиям на стадии выбора площадки проводятся конкретные изыскания по каждому рассматриваемому варианту размещения электростанции.

Инженерно-геологические изыскания проводятся в два этапа. На первом этапе собираются материалы по ранее проведенным изысканиям в рассматриваемом районе, и определяется степень изученности предполагаемого места строительства. На втором этапе в случае необходимости проводятся специальные инженерно-геологические изыскания с бурением скважин и отбором грунтов, а также рекогносцировочное геологическое обследование площадки. По результатам камеральной обработки собранных данных и дополнительных изысканий должна быть получена инженерно-геологическая характеристика района строительства, определяющая: рельеф и геоморфологию территории; стратиграфию, мощность и литологический состав коренных и четвертичных отложений, распространенных в районе до глубины 50—100 м; количество, характер, отметку залегания и условия распространения отдельных водоносных горизонтов в пределах общей глубины (для первого от поверхности горизонта обязательно должна быть приведена годовая амплитуда колебаний уровня); характер и интенсивность физико-геологических процессов и явлений (оползней, карста, размывов, заболачивания, развития оврагов и т. д.).

При проведении инженерно-геологических изысканий на стадии выбора площадки собираются сведения о наличии местных строительных материалов — разрабатываемых карьерах и месторождениях камня, песка, гравия и других строительных материалов.

В этот же период определяются возможности использования подземных вод для технологического и хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Картографические материалы и планово-высотную геодезическую основу площадки получают в результате **топографо-геодезических изысканий**. На первом этапе этих изысканий производят сбор и анализ имеющегося картографического материала по предполагаемому участку строительства АЭС. На основании этого анализа намечаются контуры площадки АЭС, составляются профили поперечного сечения долины реки, водоема, намечаются места примыкания подъездных путей к существующим железным и автомобильным дорогам, определяются возможные трассы линий электропередачи.

Для определения санитарно-защитной зоны собираются данные о населенных пунктах и постройках в районе строительства АЭС с указанием числа жителей, количества домов и видов построек, а также о площадях, возделываемых земель с указанием вида культур и о площадях лесных массивов. Определяются расстояния до ближайших крупных населенных пунктов.

Для оценки общей ситуации района строительства пользуются картами масштаба 1:100 000, 1:50 000, для более детального анализа на стадии выбора площадки необходимы карты, масштаб которых не мельче 1:25000 или 1:10 000 с горизонталями через 2—5 м. При отсутствии карт масштаба 1:25 000 и крупнее производится съемка площадки и изображается в масштабе 1:25 000 с сечением высоты рельефа горизонталями через 5 м.

При выборе площадки АЭС для оценки водных ресурсов, выбора источника водоснабжения и участка реки, пригодного для осуществления водозабора, и предварительной наметки схемы водоснабжения проводятся **гидрологические изыскания**.

На первом этапе работ собирают и анализируют все имеющиеся литературные материалы, данные наблюдений стационарной гидрометеорологической сети, данные о водохозяйственном использовании реки и режиме работы существующих гидротехнических сооружений. На втором этапе работ, после анализа собранных материалов, определяется программа инженерно-гидрологического обследования, в результате которого получают недостающую информацию. В результате гидрологических изысканий получают характеристику водотока, которая содержит следующие данные: характерные уровни воды (максимальные, минимальные и т. д.) и сведения о ледовых режимах; кривую расхода воды; годовой итог: нормы, изменчивость, расходы воды различной обеспеченности, сезонное (месячное) распределение стока в характерные по водности годы; минимальный сток; максимальные (расчетные) расходы воды; химический состав воды, загрязненность и другие сведения о качестве воды.

Метеорологические характеристики районов строительства на стадии выбора площадки устанавливаются по данным существующих метеопостов и официальным климатическим справочникам.

При выборе площадки АЭС особое внимание должно быть обращено на определение сейсмичности и тщательное изучение сейсмической активности предполагаемого района строительства АЭС и микросейсмичности участка, непосредственно отводимого для размещения электростанции. Для выбора места строительства, атомных электростанций это особенно важно, так как в районах с сейсмичностью выше 9 баллов атомные электростанции пока не строятся.

Требования по сейсмостойкости, предъявляемые к сооружениям и оборудованию атомных электростанций, гораздо жестче, чем для обычных ответственных промышленных сооружений.

Сейсмическая активность района строительства атомных электростанций учитывается, начиная с 4 баллов по шкале Меркали Канкани, которая легла в основу системы оценки активности землетрясений в нашей стране. Необходимость учитывать землетрясения, начиная с 4, а не с 6 баллов, как этого требуют СНиП II-7-81(1995, с изм. 4 1997) «Строительство в сейсмических районах» для обычных сооружений, вызвана повышенными требованиями к сохранности оборудования и трубопроводов радиоактивного конту-

ра АЭС и систем, обеспечивающих радиационную безопасность электростанции.

При определении расчетной сейсмичности участка для строительства АЭС следует иметь в виду, что сейсмичность района, приведенная на картах сейсмического районирования, установлена для участков со средними грунтовыми условиями — песчано-глинистых грунтов с низким уровнем грунтовых вод.

Для конкретного участка строительства необходимо уточнить сейсмичность в соответствии с реальными грунтовыми условиями по материалам инженерно-геологических и гидрологических изысканий. Гравийный, песчаные и глинистые (макропористые) грунты, насыщенные водой, а также пластичные и текучие глинистые грунты неблагоприятны для строительства в сейсмических условиях и расчетная сейсмическая балльность для них должна быть увеличена.

Расчет сооружений и оборудования АЭС ведется на максимально возможную прогнозируемую сейсмическую активность в данном районе. В практике расчетов сооружений АЭС на сейсмические воздействия в Японии и США ускорения при максимально возможных землетрясениях принимаются вдвое большими, чем при максимально зафиксированных землетрясениях, т. е. для особо ответственных сооружений АЭС расчетные ускорения увеличиваются вдвое по сравнению с принятыми расчетными усилиями от сейсмических воздействий для обычных зданий данного района.

В проектах, выполненных проектными организациями бывшего СССР, для расчетов на сейсмические воздействия сооружений, в которых располагаются системы, обеспечивающие радиационную безопасность АЭС, принято учитывать возможную сейсмичность района с вероятностью один раз в 10 000 лет.

Важность правильной оценки расчетных усилий от землетрясений для всех без исключения элементов электростанции объясняется тем, что землетрясение воздействует одновременно на все системы и сооружения, обеспечивающие безопасность АЭС, и в случае выхода из строя хотя бы одного ответственного звена из этой сложной и дорогостоящей цепи безопасность АЭС может быть нарушена.

При проектировании АЭС следует также руководствоваться рядом нормативных документов, о некоторых из них уже упоминалось ранее, а именно:

- Нормы и правила по ядерной и радиационной безопасности. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций. **НП 306.1.02/1.034-2000 (ОПБ-2000)**;
- Техническая эксплуатация электрических станций и сетей. Правила. **ГКД 34.20.507-2003 (ПТЭ)**;
- Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности Украины. **ДСП 6-177-2005-09-02**;
- СНиП II-89-80 (с поправками 1994 г.) Генеральные планы промышленных предприятий;

- СНиП 2.02.01-83 (1995) Основания зданий и сооружений;
- СНиП 2.02.03-85 (1995) Свайные фундаменты;
- СНиП 2.02.02-85 Основания гидротехнических сооружений;
- СНиП 2.01.15-90 Инженерная защита территорий зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения проектирования;
- СНиП 2.01.14-83 (1985) Определение расчетных гидрологических характеристик;
- СНиП 2.04.02-84 (с изм. 1 1986, попр. 2000) Водоснабжение. Наружные сети и сооружения;
- СНиП 2.04.03-85 (с изм. 1986) Канализация. Наружные сети и сооружения;
- СНиП 2.04.05-91 (2000) Отопление, вентиляция и кондиционирование;
- СНиП 2.04.07-86 (2000) Тепловые сети;
- СНиП 2.01.02-85 (1991) Противопожарные нормы (частично отменен с вводом СНиП 21-01-97);
- СНиП 2.04.09-84 (с изм. 1 1997) Пожарная автоматика зданий и сооружений;
- СНиП 1.02.07-87 Инженерные изыскания для строительства;
- СНиП II-39-76 Железные дороги колеи 1520 мм;

12.1.3. ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН

При проектировании АЭС, равно как и других крупных промышленных предприятий, выполняются ситуационные планы строительства, схемы генеральных планов и генеральные планы промышленной площадки АЭС.

Для того чтобы получить общее представление о месте строительства электростанции, составляется ситуационный план (рис.12.1), обычно в масштабе 1:10 000, на котором показывается расположение промышленной площадки, строительной базы, жилого поселка и других комплексов сооружений. На ситуационном плане изображаются подсоединения автомобильных и железных дорог к государственным магистралям, а также наносятся границы санитарной зоны.

На ранних стадиях проектирования – в технико-экономическом обосновании и при выборе площадки строительства – для получения представления о составе сооружений АЭС и их взаимной увязке на площадке строительства, составляется схема генерального плана, на который без плановой и высотной привязки даются основные сооружения АЭС и их предполагаемое расположение. Схемы генпланов выполняются и на более поздних стадиях проектирования, на стадии технического и рабочего проекта, как иллюстративный, демонстрационный материал. Примеры, схем генеральных планов некоторых объектов приведены на рис. 12.2, 12.3.

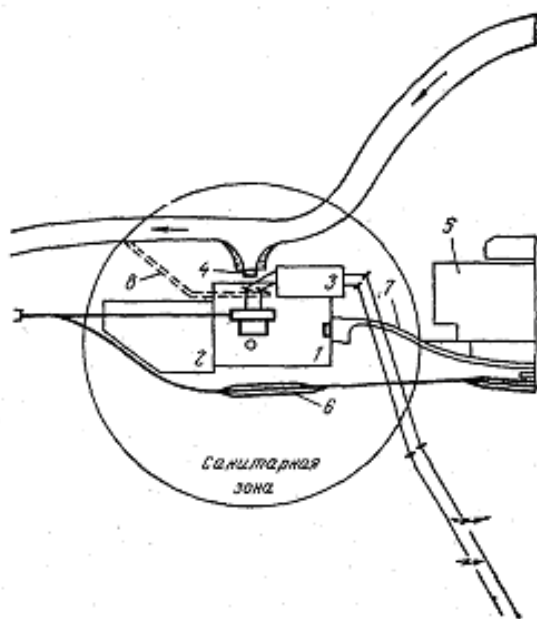


Рис. 12.1. Пример ситуационного плана АЭС.

1 — промышленная площадка; 2 — строительная база; 3 — открытое рас-предустройство; 4 — насосная станция технического водоснабжения; 5 — жилой поселок; 6 — железнодорожная станция; 7 — подъездная автодорога; 8 — сбросной канал.

Генеральный план, разрабатываемый на стадии технического проекта, определяет конкретное размещение, на промышленной площадке зданий и сооружений АЭС в плане с указанием их размеров и по высоте. На генеральном плане все сооружения электростанции привязываются к строительной сетке (рис. 12.4), т. е. указываются координаты каждого из них. Строительная сетка представляет собой условную ортогональную систему линий, образующих квадраты с шагом, как правило, 100 м. Строительная сетка обычно маркируется по горизонтали буквой Б и по вертикали буквой А.

Чертежи генерального плана выполняются в основном в масштабе 1:1000. На них показывается:

- координатная сетка в строительной системе координат;
- топографическая подоснова на участках, где не предусматривается организация рельефа планировкой;
- реперы, шурфы, буровые скважины и опорные знаки строительной сетки;
- элементы планировочного рельефа и водоотвода (откосы, подпорные стенки, лестницы, канавы, дождеприемники и т. п.);
- здания и сооружения, в том числе коммуникационные сооружения (туннели, эстакады, галереи), производственные и складские площадки;
- автомобильные дороги и площадки с дорожными покрытиями, проезды по спланированной территории;
- железнодорожные пути, пути перекачки трансформаторов, подкрановые пути;
- открытые каналы техводоснабжения;
- выходы линий электропередачи;
- ограждение территории промышленной площадки и участков отдельных объектов.

При проектировании генеральных планов необходимо учитывать возможность развития атомной электростанции до конечной мощности, для чего предусматривать площади для последующего расширения АЭС и, исходя из этого условия, располагать отдельные объекты электростанции в плане. Обычно придерживаются правила – не застраивать вспомогательными сооружениями территорию со стороны возможного расширения главного корпуса.

Большое значение при составлении генерального плана имеет правильный выбор трассировки железных и автомобильных дорог на территории промышленной площадки и рациональное их подсоединение к путям общего пользования. Необходимо, чтобы каждое здание имело удобные подъезды и подходы и в то же время площади, занимаемые железными и автомобильными дорогами, были минимальными. Особенно тщательно должны разрабатываться трассы железных дорог, так как нормы МПС по допустимым уклонам и радиусам приводят к большим осложнениям при проектировании генеральных планов.

Генеральные планы должны разрабатываться в соответствии с требованиями строительных норм и правил, санитарных норм по проектированию атомных электростанций и норм технологического проектирования атомных электростанций.

Всемерное сокращение отчуждаемой под строительство АЭС земли — основная задача при проектировании. Анализ площади отчуждаемых земель на действующих и строящихся атомных электростанциях показывает, что наибольшая доля приходится на пруды-охладители (если принято водоснабжение такого типа), затем на жилой поселок, строительную-монтажную базу и на промышленную площадку АЭС.

Наилучшие показатели по генеральному плану достигаются при проектировании АЭС сразу на полную мощность при компактном размещении сооружений на местности, максимальной блокировке зданий и сооружений АЭС и сокращении вспомогательных сооружений за счет использования сторонних услуг, централизованного снабжения необходимыми для эксплуатации компонентами: кислородом, ацетиленом и т. д.

Объем земляных работ, выполняемых при планировке территории промышленной площадки АЭС и организации подъездных путей, должен быть минимальным. Если уклон естественного рельефа площадки строительства превышает 0,03, обычно принимают террасную планировку территории электростанции. Такая планировка рекомендуется и при расположении АЭС на скальных грунтах для сокращения дорогостоящих работ по перемещению скальных пород. Экономичность террасной планировки оценивается по всему комплексу работ сооружения электростанции с учетом, в случае необходимости, возможных изменений расходов на ее эксплуатацию.

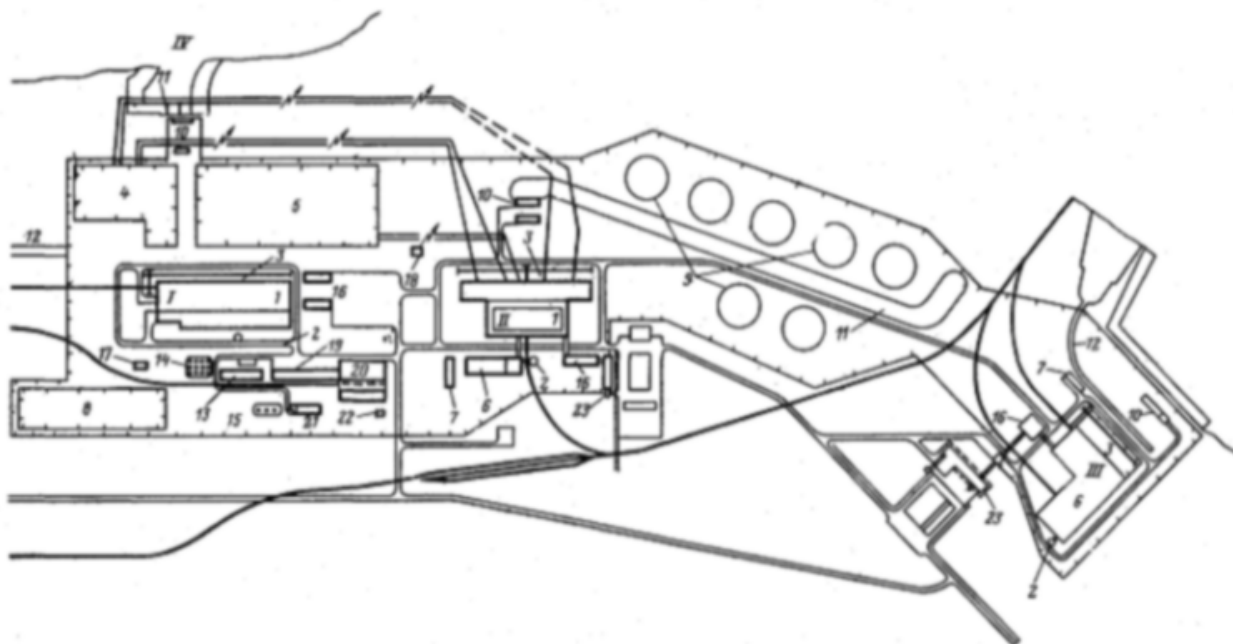


Рис. 12. 2. Схема генерального плана НВ АЭС

1 — главный корпус; 2 — вентиляционная труба; 3 — открытая установка трансформаторов; 4 — ОРУ 220 кВ; 5 — ОРУ 500. кВ; « — спецкорпус; 7 — дизель-генераторная станция; S — хранилища жидких и твердых отходов; 9 — градирни; 10 — насосные станции технического водоснабжения; И — подводящий канал; 12 — сбросной канал; 13 — химводо-очистка; 14 — наслохозяйство; И — мазутохозяйство; /« — инженерно-бытовой корпус; П — азотно-кислородная станция; 18 — столовая; 19 — мастерские; 20 — складское хозяйство) и — пусковая котельная; 22 — ацетилено-генераторная станция; 23 — служебный корпус; I — первый и второй энергоблоки; II — третий и четвертый энергоблоки АЭС; III — пятый энергоблок АЭС; IV — река; V — водохранилище.

Размещение строительной базы показывается на ситуационном плане района строительства АЭС. В составе технического проекта разрабатывается стройгенплан, на котором показываются размещения монтажных площадок, производственно-вспомогательных и бытовых зданий стройбазы, коммуникационных связей и пр.

Набор временных сооружений, которые должны быть построены, определяют с учетом возможности использования постоянных зданий вспомогательных служб АЭС в период строительства.

В комплекс атомной электростанции входят здания и сооружения основного производственного назначения и подсобно-производственные и вспомогательные здания и сооружения.

К зданиям и сооружениям основного производственного назначения относятся:

реакторное отделение, в котором располагаются реакторная установка, обслуживающие ее системы;

машинный зал, в котором размещаются турбогенераторная установка, системы подогревателей высокого и низкого давления, деаэраторы и т. д.;

этажерки электроустройств со щитами управления, помещениями кабельных распределительных устройств и т. д.;

спецкорпус, который включает системы специальной очистки радиоактивного контура и хранилища жидких и твердых радиоактивных отходов;
 дизель-генераторная, где смонтированы установки надежного электропитания — дизельгенераторы;
 гидротехнические сооружения, обеспечивающие снабжение АЭС водой: насосные, градирни, каналы и т. п.

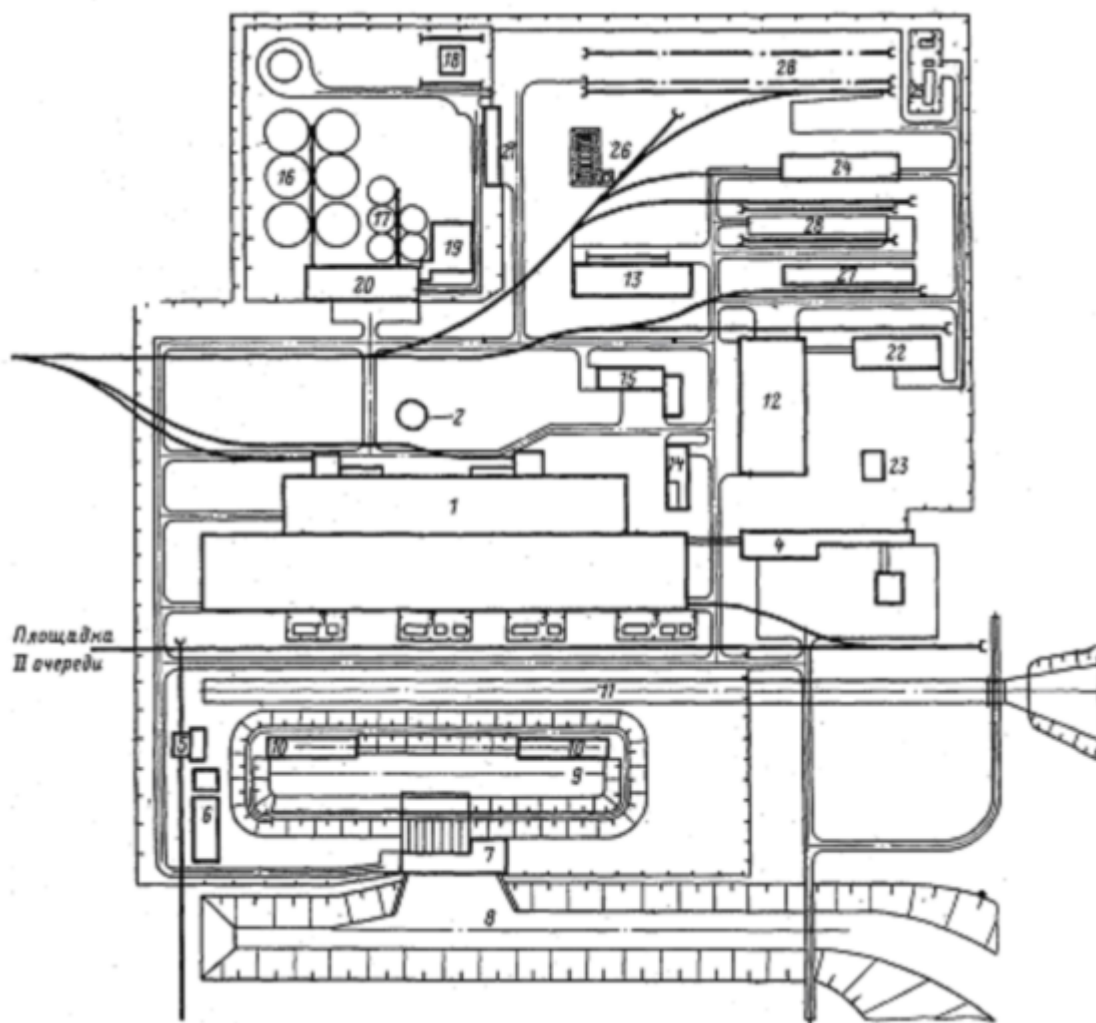


Рис. 12.3. Схема генерального плана АЭС с напорным бассейном и реактором РБМК

1 — главный корпус; 2 — вентиляционная труба; 3 — открытая установка трансформаторов; 4 — административно-бытовой корпус и столовая; 5 — башня ревизии трансформаторов; 6 — маслохранилище; 7 — насосная станция технического водоснабжения; 8 — подводящий канал; 9 — напорный бассейн; 10 — водозаборные сооружения; 11 — сбросной канал; 12 — объединенный вспомогательный корпус; 13 — дизель-генераторная станция; 14 — компрессорная; 15 — азотно-кислородная станция; 16 — хранилище жидких отходов; 17 — емкости сбросных вод; 18 — хранилище твердых отходов; 19 — камеры выдержки газов (УПАК); 20 — корпус переработки сбросных вод; 21 — гараж и мойка транспортных схем; 22 — склад химреагентов; 23 — ресиверы водорода; 24 — склад, свежего топлива; 25 — ацетилено-генераторная станция; 26 — склад дизельного топлива; 27 — склад графита; 28 — открытая площадка с козловыми кранами.

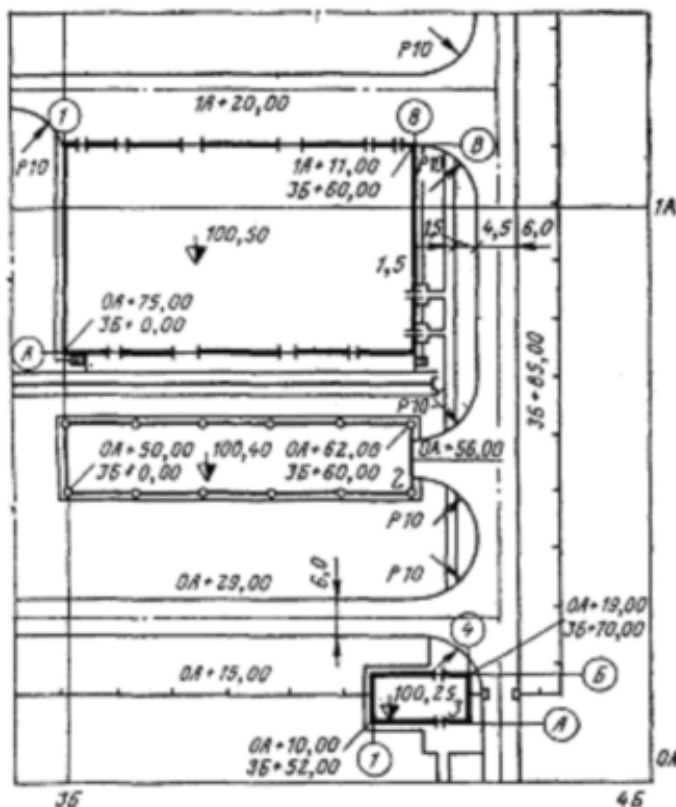


Рис. 12.4. Пример привязки сооружений на генеральном плане

1— объединенной вспомогательный корпус; 2— склад материалов (навес); 3 — проходная.

К подсобно-производственным и вспомогательным зданиям и сооружениям относятся:

- санитарно-бытовой корпус, в котором размещаются санитарно-бытовые службы со спецпрачечной;
- ацетилено-генераторная;
- электролизная;
- азотно-кислородная;
- материальный склад и т. п.;
- помещения административных служб.

Сооружения атомной электростанции необходимо размещать исходя из технологической связи вспомогательных служб с основным производством, максимально сближать эти службы, соблюдать в то же время санитарные, противопожарные и другие нормы, устанавливающие минимально допустимые разрывы между зданиями различных производств.

Для сокращения площади застройки и протяженности инженерных коммуникаций должна производиться максимальная блокировка зданий и сооружений в зависимости от функционального назначения.

Состав гидротехнических сооружений определяется выбранной системой технического водоснабжения. Пропускная способность сооружений технического водоснабжения обычно принимается на полную мощность электростанции с учетом ее возможного расширения.

В качестве примера можно рассмотреть техническое водоснабжение Нововоронежской АЭС, на которой были использованы различные системы охлаждения воды. Следует отметить, что Нововоронежская АЭС явилась

своеобразным полигоном для промышленного испытания головных энергетических блоков с реакторами ВВЭР. Практически на площадке Нововоронежской АЭС сооружены три электростанции с разными зданиями главных корпусов.

На первых двух энергоблоках общей мощностью 560 МВт, в которых было установлено 8 турбоагрегатов К-70-29, использовалась прямоточная система водоснабжения. Из Дона насосами, установленными на береговой насосной станции, вода подавалась к конденсаторам турбин по напорным циркуляционным водоводам. Из конденсаторов турбин теплая вода самотеком по закрытому на территории электростанции сбросному железобетонному каналу сбрасывалась вниз по течению в реку (рис.12.2).

На третьем и четвертом энергоблоках с двумя реакторами ВВЭР-440 и четырьмя турбоагрегатами К-220-44 используется обратная система водоснабжения с градирнями. Всего на два энергоблока установлено семь градирен.

Охлажденная в градирнях вода по открытому каналу направляется к циркуляционной насосной станции, из которой подается в конденсаторы турбин. Теплая вода из конденсаторов турбин поднимается в башенные градирни. Стекая вниз по шиферным оросителям, теплая вода охлаждается и попадает самотеком по открытому каналу к циркуляционной насосной. Получается замкнутый контур обратной системы охлаждения: градирни, канал, циркуляционные насосы, конденсаторы турбин, градирни.

Из-за огромных расходов воды, необходимых для охлаждения турбин, размеры всех сооружений системы технического водоснабжения значительны: гиперболические башни градирен имеют высоту 90 и диаметр внизу 90 м, подводный канал выполнен глубиной 5 и шириной сверху 30 м, для напорных циркуляционных водоводов использованы металлические трубы диаметром до 3 м.

Для пятого, энергоблока Нововоронежской АЭС мощностью 1000 МВт с двумя турбоагрегатами К-1000-60 принята обратная система технического водоснабжения с прудом-охладителем. Пруд-охладитель организован путем сооружения земляных дамб в пойме Дона. Чтобы не допустить попадания теплой воды из сбросного канала непосредственно в водозабор насосной станции, в водохранилище сооружена разделительная земляная дамба, которая удлиняет путь теплой воды и обеспечивает ее смешивание с холодной водой, вовлекая в активное охлаждение всю воду водохранилища.

12.2. ВОПРОСЫ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Существуют понятия общей и относительной экономической эффективности АЭС. Общая экономическая эффективность отражает экономичность работы рассматриваемой электростанции, а относительная эффективность позволяет сравнить экономическую эффективность капиталовложений

в строительство данной АЭС с другими электростанциями или другими вариантами сооружения той же АЭС.

Общую экономическую эффективность электростанции характеризуют, *прибыль, рентабельность и срок окупаемости капиталовложений*.

Годовая прибыль Π электростанции определяется разностью стоимости годового отпуска электроэнергии в оптовых ценах Π и себестоимости годовой выработки электроэнергии C :

$$\Pi = \Pi - C \quad (12.2)$$

Рентабельность производственных фондов электростанции R определяется отношением годовой прибыли Π к сумме основных и оборотных фондов электростанции Φ :

$$R = \Pi / \Phi \quad (12.3)$$

Основные фонды электростанции – это капиталовложения в ее строительство без стоимости подъездных автомобильных и железных дорог, объектов непроизводственного назначения (профтехучилище, базы ОРС, соцкультбыт и т.д.), возвратных сумм и др.

Основную долю оборотных фондов составляет стоимость топлива на складе.

Ориентировочно для оценки экономической эффективности АЭС на стадии предпроектных проработок (ТЭО) стоимость основных и оборотных фондов можно принять равной 125–130% капиталовложений.

Срок окупаемости капиталовложений в строительство АЭС определяется как отношение суммарных капиталовложений K к объему годовой прибыли Π :

$$T_{\text{ок}} = K / \Pi \quad (12.4)$$

Относительная экономическая эффективность капиталовложений в строительство атомных электростанций определяется либо минимумом приведенных затрат (если сравниваемые варианты обеспечивают выдачу потребителям равного количества и одинакового качества продукции), либо минимумом удельных затрат на единицу продукции, при оптимальных режимах работы рассматриваемых объектов.

Важнейшими экономическими показателями для выявления сравнительной экономической эффективности АЭС являются капитальные и эксплуатационные затраты.

В капитальные затраты входят затраты на проектирование АЭС, освоение площадки, строительство зданий и сооружений, стоимость оборудования и его монтажа и стоимость пусконаладочных работ

В составе суммарных капиталовложений по рассматриваемому варианту строительства АЭС следует учитывать также затраты, которые определяются размером ущерба, причиняемого народному хозяйству изъятием земель. Эти затраты исчисляются на основании материалов областных сель-

скохозяйственных органов и равны стоимости валовой продукции растениеводства, получаемой с отводимой под строительство площади.

В капиталовложения на сооружение атомной электростанции включаются также затраты на строительство железных и автомобильных дорог до узловых станций примыкания, строительство сопутствующих объектов и т. д. Практически капиталовложения – это сумма всех затрат, необходимых для пуска атомной электростанции в действие. После того как атомная электростанция начала выдавать в сеть электроэнергию, экономическая эффективность ее работы определяется эксплуатационными затратами и соответственно себестоимостью 1 кВт·ч отпущенной электроэнергии.

В эксплуатационные затраты входят затраты на ядерное топливо, содержание эксплуатационного персонала, ремонтные работы, амортизационные отчисления и другие затраты, вызванные конкретными условиями эксплуатации АЭС.

Количество вырабатываемой АЭС электроэнергии должно определяться с учетом расходов электроэнергии на собственные нужды электростанции. Поэтому вырабатываемая электроэнергия характеризуется выработкой брутто $Q_б$, а количество электроэнергии, отпускаемой электростанцией потребителям, характеризуется выработкой нетто $Q_н$.

При выборе места строительства АЭС, исходя из наибольшей экономичности, необходимо оценить относительную экономическую эффективность рассматриваемых вариантов размещения АЭС, определив капитальные и эксплуатационные затраты по каждому из них в зависимости от конкретных условий.

Для того чтобы, имея капитальные и эксплуатационные затраты по разным вариантам строительства АЭС, оценить ее экономическую эффективность, вводится понятие приведенных затрат. Это необходимо, так как капитальные затраты и эксплуатационные расходы могут быть различными для разных вариантов не только по абсолютному значению, но и по их доле в общей сумме затрат. Например, при расположении АЭС на более высоких отметках берега реки основанием ее сооружений будут являться грунты большей несущей способности, а фундаменты будут устанавливаться выше уровня грунтовых вод. В этих условиях нет необходимости укреплять основания и снижать уровень грунтовых вод, в связи с чем снижаются капитальные затраты. Но при таком расположении электростанция удаляется от источника водоснабжения и возрастают затраты на работу насосов, которые должны обеспечить подачу воды для охлаждения конденсатора турбины на большую высоту. Вследствие этого увеличиваются эксплуатационные издержки и соответственно себестоимость каждого выработанного 1 кВт·ч. Таким образом, в рассматриваемом варианте капитальные затраты снижаются, а эксплуатационные издержки увеличиваются. Экономическая эффективность вариантов, определяемая суммой факторов, в этом случае оценивается по приведенным затратам ПЗ по формуле

$$\text{ПЗ} = E_n K + I_n, \quad (12.5)$$

где I_n — годовые издержки производства в год нормальной эксплуатации; K — суммарные капиталовложения в строительство АЭС; E_n — отраслевой нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

Для энергетики коэффициент эффективности установлен 0,12, следовательно,

$$ПЗ = 0,12 K + I_n, \quad (12.6)$$

Одним из важных показателей экономической эффективности является себестоимость 1 кВт.ч отпущенной электроэнергии, которая зависит от количества вырабатываемой АЭС электроэнергии и эксплуатационных ежегодных затрат и рассчитывается по формуле

$$C = \frac{I_T + I_э}{8760 N_э \phi k_{с.н.}} \quad (12.7)$$

где I_T — годовые затраты на топливо; $I_э$ — годовые эксплуатационные расходы; $N_э$ — установленная электрическая мощность электростанции; 8760 — расчетное число часов в году; ϕ — коэффициент использования установленной мощности (КИУМ). Ориентировочно для АЭС $\phi = 0,75$, что соответствует 6500 ч работы АЭС на установленной мощности; $k_{с.н.}$ — коэффициент, учитывающий расход электроэнергии на собственные нужды:

$$k_{с.н.} = \frac{100 - \mathcal{E}_{с.н.}}{100}$$

Расход электроэнергии $\mathcal{E}_{с.н.}$ на собственные нужды при предварительных расчетах может приниматься равным 6–7%. Тогда

$$k_{с.н.} = \frac{100 - 7}{100} = 0,93$$

Рассмотрим эксплуатационные расходы на атомной электростанции на следующем примере. Для АЭС, у которой себестоимость 1 кВт.ч $C = 8$ коп/(кВт.ч), установленная мощность $N_э = 1000$ МВт, число часов использования $T_{исп} = 6500$ и расход электроэнергии на собственные нужды $\mathcal{E}_{с.н.} = 7\%$, годовые эксплуатационные затраты при нормальной эксплуатации составляют:

$$I_n = C N_э T_{исп} k_{с.н.} = 8 \cdot 10^6 \cdot 6500 \cdot 0,93 = 483,6 \text{ млн.грн/год}$$

Удельные капиталовложения $k_{уд}$, или стоимость 1 кВт установленной мощности, характеризуют эффективность капиталовложений K при строительстве электростанции и равны отношению капиталовложений к установленной мощности электростанции:

$$k_{уд} = \frac{K}{N_э}$$

Стоимость 1 кВт установленной мощности с ее ростом уменьшается. При этом на атомных электростанциях стоимость 1 кВт установленной мощности сокращается более значительно, чем на обычных тепловых электростанциях, так как в капитальных затратах на строительство АЭС большую долю составляют затраты на обеспечение безопасности АЭС, которые мало изменяются при изменении мощности электростанции.

На удельные капиталовложения, естественно, влияют местные условия. Стоимость 1 кВт возрастает в районах с повышенной сейсмичностью, в труднодоступных районах и при неблагоприятных грунтовых условиях и особенно при неблагоприятных условиях технического водоснабжения.

Приведенные затраты можно определять по удельным показателям по формуле (без учета фактора времени строительства)

$$ПЗ = 0,12k_{уд}N_э + CN_эT_{исп}k_{с.н.} \quad (12.8)$$

где $k_{уд}$ — стоимость 1 кВт установленной мощности; C — себестоимость 1 кВт электроэнергии; $T_{исп}$ — число часов работы электростанции на установленной мощности за год.

При сравнении вариантов размещения АЭС часто необходимо оценить экономическую эффективность внедрения отдельных технических мероприятий при сохранении прочих решений. В этих случаях определяется изменение приведенных затрат по переменной составляющей и соответственно экономическая эффективность варианта или целесообразность применения того или иного мероприятия.

При анализе экономической эффективности размещения электростанции в том или другом районе используется метод оценки экономической эффективности по замещающей мощности. Принципы этого метода следующие. Каждый из сравниваемых вариантов должен обеспечивать условие энергетической сопоставимости, т. е. одинаковый годовой отпуск электроэнергии потребителям, равную полезную мощность, выдаваемую потребителям, одинаковую степень надежности энергоснабжения, создание идентичных условий радиационной безопасности и санитарно-гигиенических условий труда и быта работников АЭС.

Уравнивание всех вариантов производится по одному, имеющему наибольший полезный отпуск мощности и энергии, путем учета затрат на дополнительную мощность и энергию от условно сооружаемой, в энергосистеме электростанции для покрытия разницы в сравниваемых вариантах.

Располагая одну и ту же АЭС на сравниваемых площадках, в зависимости от конкретных условий определяем разные потери мощности в линиях электропередачи $N_{вл}$; на собственные нужды электростанции $N_{сн}$; за счет разного вакуума в конденсаторах турбины $N_{вак}$ и т.д.

С учетом этих факторов для разных вариантов размещения АЭС определяется выдаваемая в систему мощность. Для оценки экономической эффективности при уравнивании вариантов учитываются дополнительные капитальные и эксплуатационные затраты на выдачу в энергосистему дополнительной мощности и отпуск дополнительной электроэнергии. Затраты на отпуск электроэнергии определяются для каждого варианта с учетом затрат на отпуск электроэнергии из энергосистемы от замещающей мощности, а также в случае необходимости затраты, на дополнительный отпуск электроэнергии из энергосистемы. Такая необходимость может возникнуть в результате того, что уравнивание вариантов по мощности производится по осенне-зимнему максимуму.

Таким образом, по этой методике в вариантах размещения АЭС, обеспечивающих относительно меньшую выдаваемую мощность и относительно меньший отпуск электроэнергии, приведенные затраты увеличиваются.

Рассмотрим ход сравнения вариантов размещения одной и той же атомной электростанции в разных районах.

1. Из условия энергетической сопоставимости определяется разница в выдаваемой мощности и отпускаемой электроэнергии по каждому варианту. При этом учитываются разные потери мощности на обеспечение собственных нужд электростанции, в линиях электропередачи, за счет разного вакуума в конденсаторах, зависящего от источника водоснабжения. Суммарные потери мощности

$$N_{\text{пот}} = N_{\text{с.н}} + N_{\text{вл}} + N_{\text{вак}} \quad (12.9)$$

2. Определяется вариант, имеющий наибольшую полезную мощность, т. е. минимальные потери мощности.

Для остальных вариантов находится замещающая мощность энергосистемы $N_{\text{зам}}$ как разность потерь мощности в рассматриваемом варианте и в варианте с минимальными потерями:

$$N_{\text{зам}} = N_{\text{пот}} - N_{\text{пот.мин}} \quad (12.10)$$

3. Определяется годовой отпуск электроэнергии потребителям при разных вариантах размещения АЭС с учетом потерь электроэнергии на собственные нужды АЭС, в линиях электропередачи и снижения выработки за счет ухудшенного вакуума в конденсаторах:

$$\mathcal{E}_{\text{АЭС}} = \mathcal{E}_{\text{уст}} - \mathcal{E}_{\text{с.н}} - \mathcal{E}_{\text{вл}} - \mathcal{E}_{\text{вак}} \quad (12.11)$$

4. Определяется отпуск электроэнергии от замещающей электростанции в энергосистеме:

$$\mathcal{E}_{\text{зам}} = N_{\text{зам}} T_{\text{исп}} \quad (12.12)$$

5. Определяется по вариантам суммарный отпуск электроэнергии от АЭС и замещающей мощности в энергосистеме:

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = \mathcal{E}_{\text{АЭС}} + \mathcal{E}_{\text{зам}} \quad (12.13)$$

6. Вариант с наибольшим отпуском электроэнергии принимается за базу. Другие варианты уравниваются дополнительным количеством электроэнергии от существующих электростанций энергосистемы:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{отп}} = \mathcal{E}_{\text{отп.макс}} - \mathcal{E}_{\text{отп}} \quad (12.14)$$

7. Затем определяются капиталовложения в каждый из рассматриваемых вариантов.

Капиталовложения на строительство АЭС делятся на капиталовложения постоянные $K_{\text{усл.пост}}$ и переменные $K_{\text{пер}}$. Постоянные капиталовложения определяются специальным расчетом в соответствии с конкретными физическими объемами работ по основным и вспомогательным сооружениям АЭС и не зависят от условий размещения электростанции.

Переменные капиталовложения состоят из затрат на:

- подготовку территории промплощадки;
- возмещение убытков землепользователей и потерь от производства;
- техническое водоснабжение;
- внешние инженерные коммуникации;
- линий электропередачи для выдачи мощности с АЭС;

дорожное строительство, связанное с присоединением площадки АЭС к существующей сети дорог;

получение замещающей мощности (удельные капиталовложения принимаются в этом случае по аналогии с наиболее прогрессивной электростанцией энергосистемы);

- жилищный поселок;
- временные здания и сооружения.

В переменные затраты должны быть также включены расходы на устройство оснований сооружений АЭС – различные в зависимости от конкретных условий площадки.

Если варианты разнятся по условиям сейсмичности, возможности наводнений, ураганов, цунами и т. п., в связи с чем требуются дополнительные защитные мероприятия, затраты на них должны быть также учтены в переменных капитальных затратах.

8. Эксплуатационные издержки каждого варианта определяют как сумму эксплуатационных годовых издержек, состоящих из:

- затрат на эксплуатацию АЭС, в которые входят затраты на топливо, на содержание производственного персонала, амортизационные отчисления;
- затрат на выдачу электроэнергии с АЭС, которые определяются затратами на содержание линий электропередачи и принимаются ориентировочно равными 2,6% капиталовложений в линии электропередачи;

- издержек на электроэнергию от замещающей мощности, которые складываются из условно-постоянных издержек по замещающей мощности, оп-

ределяемых в процентах от капиталовложений на замещающую мощность, и годовых издержек на топливо по замещающей мощности;

издержек на топливо при выдаче электроэнергии от существующих электростанций энергосистемы.

Таким образом, суммарные годовые эксплуатационные издержки по вариантам равны:

$$I_{\text{год}} = I_{\text{АЭС}} + I_{\text{вл}} + I_{\text{зам}} + I_{\text{зам}}^{\text{сущ}} \quad (12.15)$$

9. В соответствии с суммарными капиталовложениями и годовыми эксплуатационными издержками по вариантам определяются приведенные годовые затраты по формуле (5).

По минимальным приведенным затратам определяется предпочтительный вариант.

Выше показан только принципиальный ход сравнения экономической эффективности разных вариантов сооружения АЭС. Реальные расчеты, связанные с конкретными условиями работы энергосистем, с вопросами развития топливдобывающей промышленности и другими вопросами, требуют специальных технико-экономических исследований.

12.3. ОБЪЕМНО-ПЛАНИРОВОЧНЫЕ РЕШЕНИЯ ЗДАНИЙ АЭС

12.3.1. ТРЕБОВАНИЯ К КОМПОНОВКАМ ПОМЕЩЕНИЙ

Целью проектирования атомных электростанций является создание наиболее рационального (оптимального) проекта. Для этого необходимо выявить функциональные (технологические) факторы, определить их влияние на формирование всех помещений и зданий АЭС, а также формализовать процесс проектирования с целью использования ЭВМ и современных математических методов.

Основные требования, которым должны отвечать здания АЭС:

удобство для выполнения основного технологического процесса, для которого они предназначены (*функциональная целесообразность здания*);
надежность при воздействии окружающей среды, прочность и долговечность (*техническая целесообразность здания*);
эстетичность (*архитектурно-художественная целесообразность*);
экономичность, но не в ущерб долговечности (*экономическая целесообразность*).

Компоновку АЭС создает коллектив проектировщиков разных специальностей. Компоновка АЭС складывается из следующих процессов:

1. В задании на проектирование определяется тип и мощность АЭС, в соответствии с этим выбирается основное оборудование станции.

2. По заводским проработкам определяются габариты основного оборудования и в соответствии с модульным шагом для строительных конструкций определяются ячейки для его размещения в плане и по высоте.

3. Намечается состав сооружений на АЭС, и на генеральном плане производится ориентировочное размещение их.

4. Для каждого сооружения определяются службы, размещаемые в нем, связи между ними и намечаются ориентировочно габариты помещений для этих служб. Это наиболее ответственный период, так как принципиальное распределение объемов здания определяет эффективность компоновки. В этот период:

технологи размещают технологическое оборудование в соответствии с выбранной технологической схемой и намечают принципиальные компоновки реакторного отделения, машинного отделения и спецводоочистки;

электрики размещают электротехническое оборудование и аппаратуру и раскладывают кабели и принципиально komponуют этажерку электроустройств и намечают места кабельных потоков;

специалисты по контрольно-измерительным приборам и автоматизации процессов размещают аппаратуру КИП и организуют щитовые помещения в соответствии с принятыми принципами автоматизации, контроля и управления процессами;

специалисты по отоплению и вентиляции определяют габариты помещений и место их расположения для вентиляционного оборудования и кондиционеров;

специалисты по физическим расчетам намечают толщину стен между помещениями радиоактивного контура, обеспечивающую защиту персонала станции от радиоактивного излучения;

специалисты по строительным конструкциям определяют расчетные схемы сооружений и габариты строительных конструкций и соответственно размеры помещений «в свету»;

архитекторы следят за соотношением объемов отдельных элементов зданий и комплекса зданий на площадке, определяют объемное решение сооружений атомной электростанции; определяют людские потоки в плане и по высоте в соответствии с делением на зоны и правилами пожарной безопасности.

Объемно-планировочное и конструктивное решение здания определяются в первую очередь технологическим процессом, для которого оно предназначено.

Форма здания зависит от формы оборудования, а также от технологических требований, связанных с необходимостью или возможностью доступа человека к отдельным узлам оборудования. При этом должна быть соблюдена единая модульная система (ЕМС) и унификация, принятые в строительстве.

Размеры здания зависят от объема, занимаемого оборудованием, пространства, необходимого для обслуживающего персонала, и объема, занимаемого биологической защитой; масса защиты будет в значительной мере влиять на конструктивное решение здания в целом.

Принцип компоновки зданий. В соответствии с основным функциональным назначением основной части помещений формируются здания или

блоки зданий данного назначения. Например, комплекс помещений, обслуживающих реактор атомной электростанции, объединяется в реакторное отделение, комплекс помещений, обслуживающих турбины,— в машинный зал.

Основное здание современной атомной электростанции — это главный корпус, в котором сосредоточены службы, обеспечивающие выработку электроэнергии. Обычно главный корпус состоит из реакторного отделения и машинного зала, спецкорпуса и этажерки электроустройств.

В реакторном отделении монтируется оборудование, непосредственно связанное с работой реакторной установки, создающее необходимые условия для ее нормальной эксплуатации, обеспечивающее безопасность в аварийных ситуациях. В реакторном отделении энергетических блоков с реакторами ВВЭР, имеющих двухконтурную схему, размещается все оборудование первого контура, работающее с радиоактивным теплоносителем при высоком давлении.

В машинном зале размещается турбогенераторная установка, состоящая из турбины, генератора, конденсаторов с конденсатными насосами, регенеративных подогревателей высокого и низкого давлений, сепараторов-пароперегревателей и быстродействующих редуцирующих устройств (БРУ) сброса пара в конденсаторы и в атмосферу. Если не обеспечивается полная деаэрация конденсата в конденсаторе турбины, в схеме второго контура используются деаэраторы, которые устанавливаются либо в машинном зале, либо в этажерке электроустройств. В этой же этажерке размещаются электротехнические устройства, помещения блочного щита, щитов систем управления защитой и спецводоочистки (СУЗ и СВО), помещение приточного вентцентра, кабельное хозяйство и другие службы. Машинный зал и реакторное отделение связаны главными паропроводами и трубопроводами питательной воды (для двухконтурных схем). От приборов щитов управления в щитовых помещениях проложены кабельные потоки к оборудованию реакторного отделения и машинного зала. К приборам щитов дозиметрии подходят кабельные потоки и потоки импульсных трубок от оборудования и помещений радиоактивного контура реакторного отделения.

Спецкорпус может быть решен либо в виде отдельного здания, либо как пристройка к машинному залу и реакторному отделению.

В здании спецкорпуса располагаются службы первого контура, которые могут быть вынесены за пределы герметичного объема. Это установки по очистке теплоносителя первого контура, мастерские для ремонта радиоактивного оборудования, склады свежего и отработанного топлива, хранилища радиоактивных отходов и другие службы, связанные с очисткой радиоактивного контура и хранением радиоактивных отходов.

В процессе компоновки сооружений АЭС необходимо обеспечить оптимальные условия монтажа, эксплуатации и ремонта оборудования в соответствии с требованиями норм и правил, а также разместить это оборудование и связи между ними в минимально возможных объемах.

Одним из важнейших технико-экономических показателей объемно-планировочных решений электростанции является удельная кубатура главного корпуса, определяемая объемом главного корпуса (м^3), приходящемся на 1 кВт установленной мощности АЭС. Чем меньше объем сооружений, тем выше эффективность компоновки, ниже капитальные затраты на сооружение атомной электростанции, дешевле 1 кВт установленной мощности и меньше доля капитальной составляющей в себестоимости 1 кВт.ч выработанной электростанцией электроэнергии.

Уменьшение объема помещений влечет за собой сокращение:

расхода материалов и средств на строительные конструкции, особенно в реакторном отделении, где объем массивных защитных железобетонных стен и перекрытий измеряется десятками тысяч кубических метров железобетона;

расходу облицовки и отделочных материалов, в том числе и дорогостоящих покрытий в помещениях радиоактивного контура;

расходов на вентиляцию помещений, что особенно важно для помещений радиоактивного контура, где требуются дорогостоящие фильтры для очистки воздуха и системы его охлаждения;

протяженности связей между отдельными группами оборудования на АЭС: трубопроводов высокого и низкого давлений из углеродистой и нержавеющей стали, остродефицитных контрольно-измерительных и силовых кабелей, импульсных трубок из нержавеющей стали для контрольно-измерительной аппаратуры.

Стремление сократить объемы помещений АЭС и повысить эффективность компоновки привело к максимальной блокировке сооружений.

Если первые АЭС компоновались по принципу: для каждого контура свое здание, то на современном этапе отчетливо выражена тенденция максимального приближения всех систем одна к другой и максимального блокирования в одном здании главного корпуса основных служб электростанции. В то же время при компоновке главных корпусов стремятся создать модульный блок, который можно было бы повторять без изменений для АЭС разной мощности. С этой целью в едином здании размещаются системы и службы, необходимые для работы одного энергетического блока, а общестанционные системы, которые зависят от количества обслуживаемых ими энергоблоков, выносятся в самостоятельные здания. Такой принцип компоновки позволяет создать типовой энергетический блок, в котором повторяются без изменений все системы оборудования и связи между ними.

Возможность использования общестанционных систем не для одного, а для двух или нескольких энергоблоков, естественно, снижает капитальные затраты на 1 кВт установленной мощности и эксплуатационные затраты на выработку электроэнергии. Поэтому оптимальным является вариант, когда с самого начала строительства АЭС определена ее конечная мощность, тип и количество энергетических блоков. Компоновочные решения главного корпуса в этом случае должны предусматривать использование общестанционных систем для наибольшего количества энергоблоков.

Для каждого энергетического блока определяется «пусковой комплекс», которым устанавливается необходимый набор сооружений и служб, обеспечивающих возможность пуска и нормальной эксплуатации данного энергоблока до полного окончания строительства всей электростанции.

Если намечается дальнейшее расширение АЭС, это необходимо учитывать при компоновке главного корпуса, предусматривая установку временных торцов и возможность связи между строящимся и будущими энергоблоками.

Компоновка сооружений АЭС должна отвечать созданию условий безопасной и удобной работы обслуживающего персонала в соответствии с требованиями строительных норм и правил, норм технологического проектирования, санитарных норм и правил, правил устройств электроустановок.

Санитарные требования к компоновке сооружений. Компоновка сооружений АЭС, связанных с эксплуатацией оборудования радиоактивного контура, должна исключить возможность вредного влияния радиоактивности на персонал, обслуживающий АЭС, окружающую среду и население, проживающее в районе размещения электростанции.

Компоновку помещений АЭС следует производить исходя из дифференцированного подхода к уровню облучения.

В связи с этим вся территория АЭС, помещения и объемы должны быть разделены на три зоны: контролируемую, санитарно-защитную и наблюдаемую.

Контролируемая зона – объемы, помещения, здания или территория предприятия, организации, лаборатории, хранилища, где возможно получение свыше 0,3 годовой дозы, допустимой для персонала (категория А). В контролируемой зоне производится обязательный индивидуальный дозиметрический контроль.

Санитарно-защитная зона – территория вокруг предприятия, на которой запрещается размещение жилых зданий, детских учреждений, а также промышленных и подсобных учреждений, не относящихся к предприятию, для которого установлена санитарно-защитная зона. В санитарно-защитной зоне должен проводиться контроль радиационной обстановки.

Наблюдаемая зона – территория, где дозы облучения проживающего населения могут превысить установленные для него пределы. В наблюдаемой зоне проводится контроль радиационной обстановки. Использование земель этой зоны для сельскохозяйственных целей ограничено.

Все производственные помещения АЭС разделены на две зоны: контролируемую зону строгого режима («грязную»), в которой персонал, работающий с оборудованием радиоактивного контура, может попасть под воздействие радиационно-вредных факторов, таких как внешнее радиоактивное излучение, загрязнение воздушной среды помещений радиоактивными газами и аэрозолями, загрязнение поверхностей радиоактивными веществами;

контролируемую зону свободного режима («чистую»), в которой полностью исключается воздействие на персонал каких-либо радиационных факторов.

Прямое сообщение между этими зонами не допускается и должно осуществляться только через санпропускник, при этом обязательно требуется полное переодевание персонала.

Внутри зон компоновка помещений производится исходя из требований технологического процесса.

Зона строгого режима в свою очередь должна подразделяться на три группы:

необслуживаемые помещения, в которых при работающем реакторе пребывание людей недопустимо;

полуобслуживаемые помещения, в которых при работающем реакторе возможно периодическое пребывание людей в течение такого времени, за которое суммарная доза облучения, полученная персоналом, не превысит допустимого уровня;

обслуживаемые помещения, где предусматривается пребывание персонала в течение всей смены.

Ремонт и ревизия оборудования в необслуживаемых помещениях производятся при остановленном реакторе. Проход персонала из полуобслуживаемых помещений в необслуживаемые (при неработающем реакторе) должен осуществляться через санитарные шлюзы. При необходимости периодических посещений необслуживаемых помещений устраиваются стационарные саншлюзы, при не планируемых посещениях могут применяться переносные саншлюзы.

При компоновке главного корпуса операторские и щитовые помещения (блочные щиты управления, щиты дозиметрического контроля и пр.), где необходимо постоянное пребывание персонала, следует размещать в зоне свободного режима.

Требования к размещению технологического оборудования. Все оборудование и трубопроводы в главном корпусе должны быть скомпонованы таким образом, чтобы при неработающем реакторе можно было осматривать и испытывать как сварные швы, так и основной материал оборудования и трубопроводов, быстро заменять и ремонтировать их основные узлы.

Для возможности демонтажа и монтажа самого большого по габаритам ремонтируемого оборудования или подачи контейнеров с топливом в реакторном отделении должен быть предусмотрен люк, расположенный над транспортными путями (автомобильной или железной дорогой).

Для монтажа недемонтируемого крупного оборудования в строительных конструкциях реакторного отделения должен быть предусмотрен временный монтажный проем.

Требования к системам локализации аварий оборудования реакторного отделения. Концентрация оборудования первого контура в едином объеме позволяет эффективно обеспечить его герметичность в случае возникновения аварии (даже при крупной аварии — разрыве трубопровода максимального

диаметра) и не допустить выброса радиоактивных веществ за пределы реакторного отделения в окружающую среду.

Полная локализация активности при разуплотнении радиоактивного контура достигается закрытием быстродействующей арматуры на коммуникациях, проходящих через стены герметичных помещений. Быстродействующая арматура устанавливается внутри герметичного помещения и должна быть защищена от повреждений при возможном разрушении первого контура, например защитной стенкой.

Для осуществления подъемно-транспортных операций в период эксплуатации АЭС предусматривается следующее:

в реакторном отделении, как правило, устанавливается один мостовой кран, грузоподъемность которого определяется по условиям монтажа и демонтажа самого тяжелого элемента (корпуса реактора или корпуса сепаратора и т. п.). Управление краном и его наведение должны быть дистанционными с переносного и закрытого постоянного пультов; вспомогательное оборудование, расположенное в реакторном отделении, компоуется с учетом возможности обслуживания его основным краном реакторного отделения (специальные монтажно-ремонтные площадки в реакторном отделении не предусматриваются);

реакторное отделение оборудуется грузопассажирскими лифтами;

в машинном зале устанавливаются мостовые электрические краны (обычно два), грузоподъемность которых определяется, как правило, из условия подъема статора генератора;

в машинном зале предусматриваются монтажно-ремонтные площадки, оборудование к которым подается по железной или автодороге. В машинном зале необходимо иметь не менее двух въездов, обеспечивающих транспортировку оборудования в действующую и расширяемую части АЭС;

вспомогательное оборудование, расположенное в машинном зале, компоуется исходя из возможности обслуживания его основными кранами этого отделения. В случае размещения вспомогательного оборудования вне зоны действия основных кранов для его обслуживания и ремонта используются соответствующие грузоподъемные устройства: кран-балки, тали или лебедки.

Требования к строительным конструкциям. При компоновке сооружений АЭС необходимо соблюдать унификацию зданий и сооружений, принятую в СНиП для производственных предприятий.

Для возможности использования унифицированных элементов покрытий и перекрытий размеры пролетов зданий АЭС следует принимать кратными 3 м, шаг колонн каркасов зданий должен быть равен 6 или 12 м.

Высоту одноэтажных зданий до низа несущих конструкций покрытий и высоты этажей многоэтажных производственных зданий на АЭС, определяемые технологическими требованиями, следует принимать кратными 0,6 м. Отступления от этого правила допускаются при компоновке помещений и конструкций подземной части зданий и сооружений.

Внутренние размеры помещений радиоактивного контура должны быть кратны 100 мм.

Разбивочные оси зданий и сооружений (привязка стен к разбивочным осям, а также высота отдельных частей зданий и сооружений) должны назначаться в соответствии со СНиП.

Требования к компоновке помещений электрической части. При компоновке главного корпуса помещения электрической части АЭС (распределительных устройств, щитов управления, аккумуляторных батарей, кабельные полуэтажи и пр.) следует проектировать с учетом требований Правил устройства электроустановок.

Помещения распределительных устройств, размещаемые в пределах здания главного корпуса, выполняются без окон, с искусственным освещением и должны быть надежно защищены от попадания в них влаги и пыли.

При компоновке машинного зала необходимо обеспечить возможность сборки и ремонта трансформаторов в нем с использованием мостовых кранов. Для этого в машинном зале должна быть предусмотрена монтажная площадка, на которую можно выкатить трансформаторы в период ремонта с трансформаторной площадки за рядом А.

Размеры помещения центрального щита управления АЭС принимаются исходя из полной мощности электростанции. Это помещение должно иметь не менее двух выходов (при площади пола более 200 м²). Допускается устройство одного из выходов на площадку пожарной лестницы.

В помещениях аккумуляторных батарей возможно выделение водорода и образование взрывоопасных смесей, поэтому вход в такие помещения необходимо предусматривать через тамбур с двумя дверьми. Полы и потолки аккумуляторной должны быть строго горизонтальными и гладкими. При применении крупнопанельного настила в его ребрах выполняются отверстия для свободного прохода воздуха к вытяжным устройствам с тем, чтобы избежать скопления в помещении аккумуляторной взрывоопасной смеси.

Противопожарные требования.

Компоновка сооружений АЭС должна быть выполнена с учетом обеспечения возможности безопасной эвакуации персонала через эвакуационные выходы в случае возникновения пожара. В соответствии со СНиП выходы считаются эвакуационными, если они ведут: из помещений первого этажа наружу непосредственно или через коридор, вестибюль, лестничную клетку; из помещений любого этажа, кроме первого — в коридор или проход, ведущий к лестничной клетке или непосредственно на лестничную клетку, имеющую самостоятельный выход наружу или через вестибюль; из одного помещения в соседние в том же этаже, обеспеченные выходами, указанными в предыдущих пунктах.

Ширина эвакуационных дверей должна, быть не менее 800 мм, высота дверей и проходов на путях эвакуации не менее 2 м. Для эвакуационных проходов из подвальных или цокольных этажей эта высота может быть уменьшена до 1,9 м, а для входов на чердаки — до 1,5 м. Количество эвакуационных выходов из зданий должно быть не менее двух. Эвакуационные выходы необходимо располагать рассредоточено.

Из помещений, размещенных внутри здания на любом этаже, допускается проектировать одну дверь, ведущую к эвакуационным выходам, если производство по пожарной опасности относится к категории Г и Д, в помещении работает не более 50 чел. и площадь помещения не превышает 600 м².

Из помещений с производствами категории Д при площади пола не более 300 м² и числе работающих в смене не более 5 чел. (на любом этаже, кроме первого) допускается один эвакуационный выход, который может быть организован через дверь на стальную лестницу с уклоном не более 1 : 1 и шириной не менее 700 мм. Ограждающие конструкции лестницы должны быть несгораемыми.

Противопожарные мероприятия следует учитывать при проектировании кабельного хозяйства АЭС. Кабельные туннели и шахты отделяются от других помещений огнестойкими перегородками. Туннели и коридоры разделяются на отсеки перегородками с самозакрывающимися огнестойкими дверями. Проход электрических кабелей через стены и перекрытия кабельных полуэтажей, помещений, щитов управления, кабельных туннелей, коридоров и т. д. осуществляется в металлических трубах с надежным уплотнением проходных отверстий легко пробиваемым несгораемым материалом.

В кабельных туннелях и полуэтажах предусматриваются автоматические противопожарные установки — пеногасители.

12.3.2. АЭС С КОРПУСНЫМИ РЕАКТОРАМИ ВВЭР

Компоновочные и объемно-планировочные решения главного корпуса АЭС с корпусными реакторами ВВЭР можно рассмотреть на примере Нововоронежской АЭС. Эта электростанция является первой АЭС большой мощности с ВВЭР. Ее строительство осуществляется очередями. Уже сооружены четыре очереди, и мощность, пяти энергетических блоков достигла почти 2500 МВт. В настоящее время проводится проработка вопросов строительства шестого блока с реактором ВВЭР нового поколения.

В процессе проектирования и строительства отдельных очередей Нововоронежской АЭС изменялись компоновочные решения главного корпуса. На примере проектирования и строительства очередей Нововоронежской АЭС можно проследить тенденции развития атомных электростанций с реакторами ВВЭР и, соответственно, изменение их компоновок.

12.3.2.1. Первая и вторая очереди Нововоронежской АЭС

В здании главного корпуса АЭС сблокированы машинный зал, деаэрационная этажерка, реакторное отделение с вытяжным вентиляционным центром и спецкорпус. Компоновка главного корпуса аналогична компоновке главных корпусов тепловых электростанций (рис. 12.5, 12.6).

Технологическая схема первой очереди Нововоронежской АЭС включает в себя реактор типа ВВЭР-210, шесть циркуляционных петель, состоящих из парогенератора, главного циркуляционного насоса, главных циркуля-

ционных трубопроводов, на которых установлены две главные запорные задвижки для отключения любой петли от реактора в случае аварии. Шесть парогенераторов производят сухой насыщенный пар с давлением 3,3 МПа и влажностью до 0,5%, который поступает по главным паропроводам к трем турбоагрегатам типа АК-70 единичной мощностью 70 МВт.

Каждая петля первого контура размещена в отдельном прямоугольном боксе из железобетона, обеспечивающем биологическую защиту и восприятие аварийного давления 0,3 МПа. Количество таких боксов шесть – по числу главных циркуляционных петель. Такая компоновка была принята из условия проведения ремонта каждой петли без остановки реактора.

Вторая очередь АЭС с реактором мощностью 365 МВт и пятью турбоагрегатами по 75 МВт по сравнению с первой имеет более мощный реактор; по остальным параметрам представляет модульное укрупнение первого блока.

12.3.2.2. Третья очередь Нововоронежской АЭС

На третьей очереди Нововоронежской АЭС (рис. 12.7 – 12.9) в главном корпусе установлено два одинаковых энергетических блока с реакторами ВВЭР-440. К оборудованию первого контура каждого энергоблока относится реактор ВВЭР-440 и шесть циркуляционных петель, каждая из которых включает в себя парогенератор, главный циркуляционный насос, циркуляционные трубопроводы диаметром 550 мм и главные запорные задвижки (по одной на «горячей» и «холодной» нитках петли). Во втором контуре с одним энергоблоком устанавливаются два турбоагрегата мощностью по 220 МВт. Реакторное отделение оборудовано общим для двух энергоблоков крановым хозяйством, многие вспомогательные системы и оборудование также запроектированы на два энергоблока.

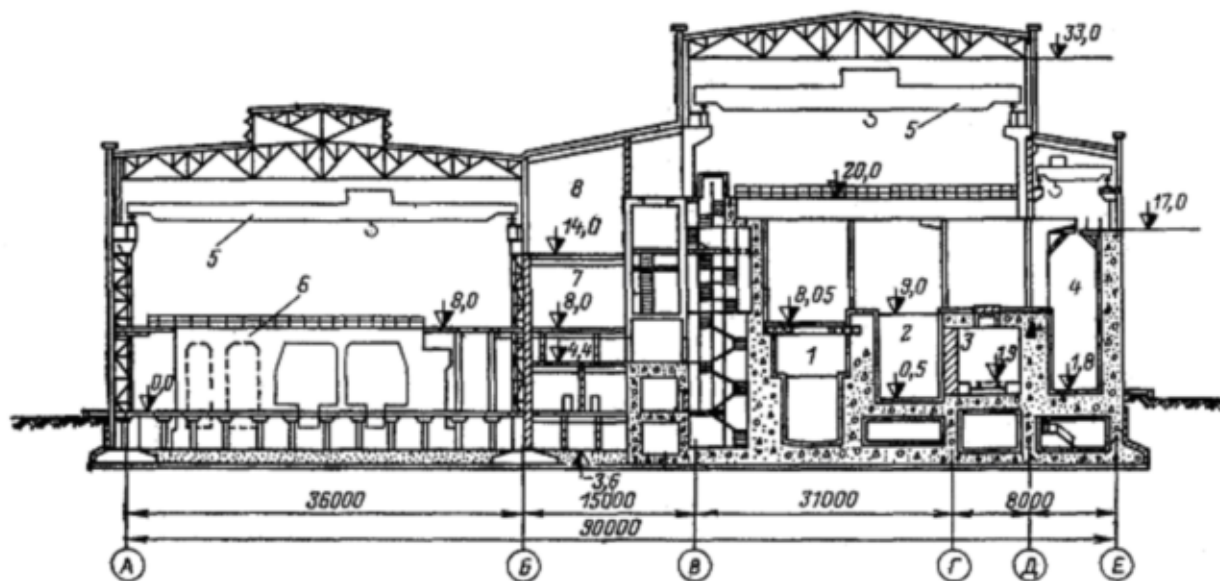


Рис. 12.5. Поперечный разрез главного корпуса первой очереди Нововоронежской АЭС

1 — шахта реактора; 2 — бассейн перегрузки топлива; 3 — транспортный коридор; 4 — бассейн выдержки отработанного топлива; 5 — мостовые краны; 6 — фундамент под турбоагрегат; 8 — помещения электроустройств; 9 — помещения установки деаэраторов.

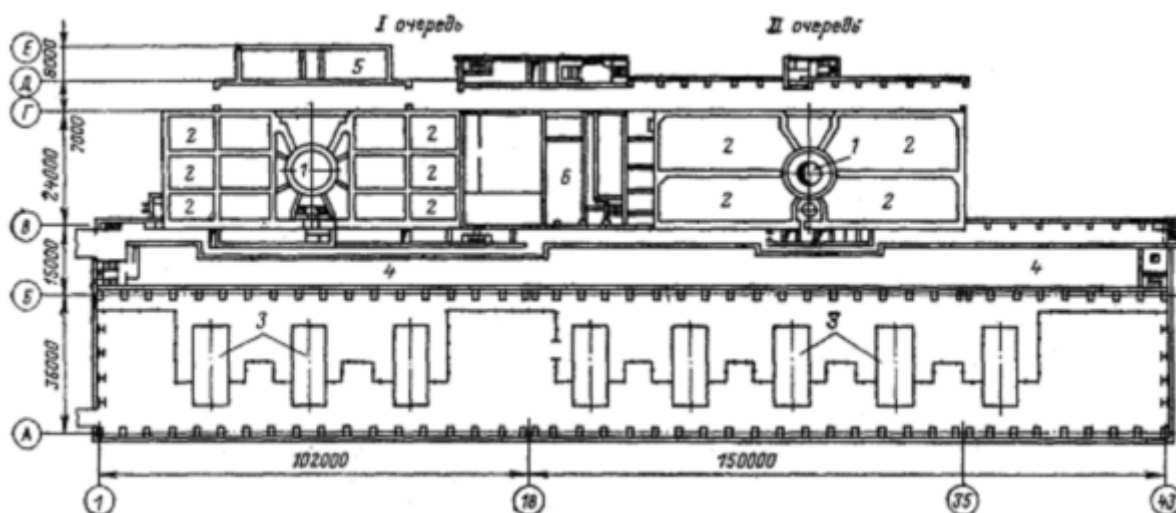


Рис. 12.6. План главного корпуса первой и второй очереди Нововоронежской АЭС

1 — реактор; 2 — парогенератор; 3 — турбоагрегат; 4 — этажерка электроустройств; 5 — бассейн выдержки отработанного топлива; 6 — спецводоочистка.

Все шесть циркуляционных петель размещены в одном общем боксе, имеющем специальное помещение, так называемую палубу, в которой можно в процессе работы энергоблока вести осмотр и контролировать состояние электродвигателей главных циркуляционных насосов, главных запорных задвижек и их вспомогательного оборудования. Электродвигатели вынесены на палубу и отделены от необслуживаемого помещения — бокса парогенераторов.

По сравнению с первыми двумя очередями в компоновку третьей очереди АЭС внесены значительные изменения.

Главный корпус третьей очереди объединяет в одном здании машинный зал и реакторное отделение, этажерки электроустройств и вытяжной вентиляционный центр. В плане главный корпус представляет собой два сомкнутых большими сторонами прямоугольника, симметрично расположенных относительно поперечной оси (рис. 12.8).

При проектировании компоновки главного корпуса третьей очереди (рис. 12.8, 12.9) была сделана попытка отойти от традиционного объемного решения главных корпусов тепловых электростанций. Этажерки электроустройств, выполненные в виде остекленных зданий, смыкаются в одном уровне с этажеркой вытяжного вентиляционного центра вокруг прямоугольного глухого объема реакторного отделения. Разница в высоте этих объемов, подчеркнутая вертикальными тягами на наружных гранях стен реакторного отделения, выделяет его объем в доминирующий, соответствующий его функциональному значению. Это соотношение объемов усиливается плоскими кровлями этажерок, реакторного отделения и машинного зала.

Реакторное отделение компокуется из следующих основных узлов. Вокруг шахт реакторов располагаются помещения, где размещено оборудова-

ние, относящееся к каждому энергоблоку – бассейны перегрузки и выдержки отработанного топлива с контуром охлаждения, боксы парогенераторов и главных циркуляционных насосов, установки очистки теплоносителя первого контура, системы подпитки первого контура, компенсации продувки парогенераторов, помещения датчиков контрольно-измерительных приборов и промежуточные контуры системы охлаждения. По высоте это оборудование занимает пространство от перекрытия на отм. 10,5 м до фундаментной плиты.

Между двумя энергоблоками (в плане) размещается общестанционное оборудование, состоящее из установки очистки загрязненных вод, местного щита реакторного отделения, ремонтных мастерских первого контура, транспортного железнодорожного коридора, узла свежего топлива, общего трубопроводного коридора, хранилища активированного оборудования и мойки крупного оборудования.

Реактор устанавливается в железобетонной защитной шахте, в верхней части которой предусмотрены кольцевые кабельные коридоры. Вокруг реактора в едином боксе размером 42х39 м располагаются шесть циркуляционных петель энергоблока. Электродвигатели, вспомогательные контуры насосов и их оборудование вынесены в отдельное помещение над главными циркуляционными петлями.

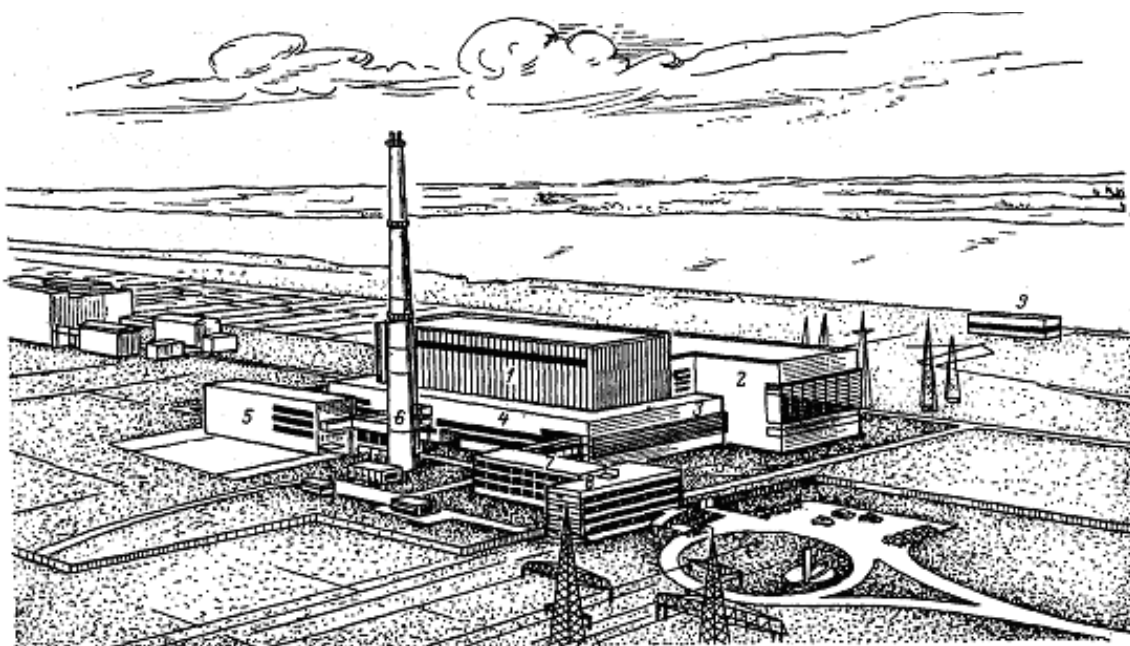


Рис. 12.7. Общий вид третьей очереди Нововоронежской АЭС

1 — реакторное отделение; 2 — машинный зал; 3 — этажерка электроустройств; 4 — вентиляционный центр; 5 — вспомогательный спецкорпус; 6 — вентиляционная труба; 7 — санитарно-бытовой корпус; 8 — административный корпус; 9 — насосная станция техводоснабжения.

Отметка установки парогенератора определилась из условия создания естественной циркуляции, необходимой для отвода остаточного тепловыделения при расхолаживании реактора.

Входы в боксы насосов и парогенераторов предусмотрены из коридора вытяжного вентиляционного центра, из помещения промежуточного контура главных циркуляционных насосов через тамбур вентильной камеры компенсаторов объема.

К центральной части реакторного отделения примыкает эстакада между главным корпусом и спецкорпусом. В «грязном» трубопроводном коридоре трассируются трубопроводы гидровыгрузки ионитовых фильтров, коридор служит также для транспортировки в хранилища сухих отходов отработанных фильтров установок спецвентиляции. Кроме того, связь между главным корпусом и спецкорпусом осуществляется через подземный проходной трубопроводный туннель. Помещения первого контура, где размещено оборудование, компонуются в едином герметичном объеме и сообщаются между собой через проемы. Расчет этих помещений ведется на аварийное давление, равное 0,2 МПа.

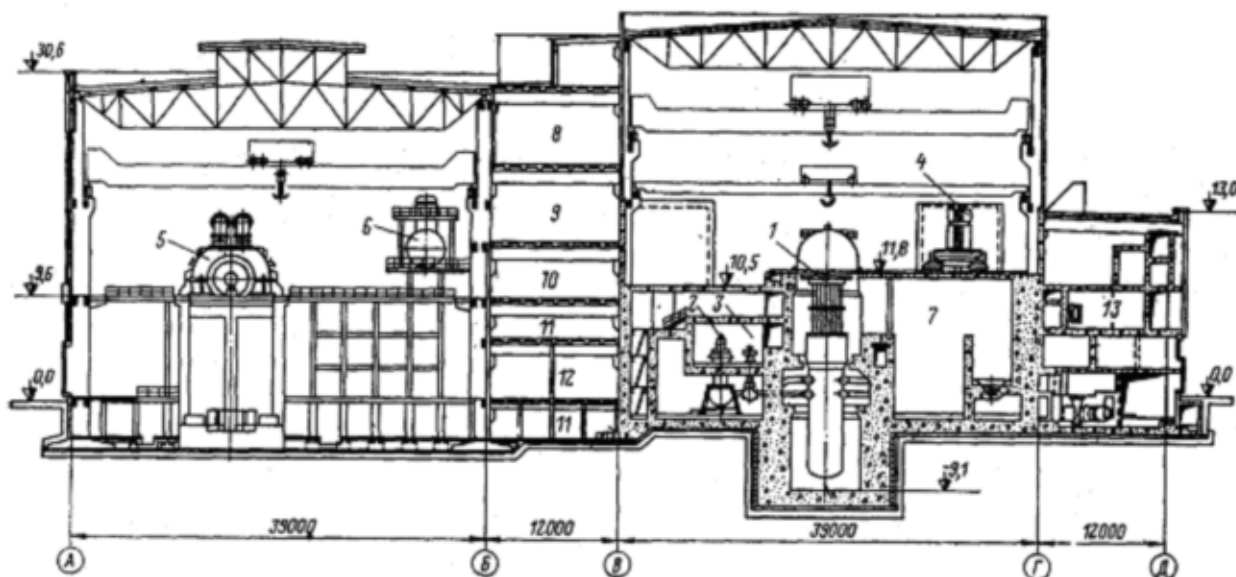


Рис. 12.8. Поперечный разрез главного корпуса третьей очереди Нововоронежской АЭС

1 — реактор; 2 — парогенератор; 3 — главный циркуляционный насос; 4 — главная запорная задвижка; 5 — турбоагрегат; 6 — деаэрактор; 7 — бассейн перегрузки топлива; 8 — приточный вентиляционный центр; 9 — трубопроводный коридор; 10 — помещение щитовых устройств; 11 — кабельный полуэтаж; 12 — помещение распределительного устройства; 13 — вытяжной вентиляционный центр.

На входе в герметичные помещения первого контура устанавливаются две двери: защитная, расположенная, со стороны герметичного помещения и рассчитанная на давление 0,2 МПа, и легкая герметичная, рассчитанная на разрежение до 5 Па. Пространство между этими дверями присоединено к вытяжной вентиляции.

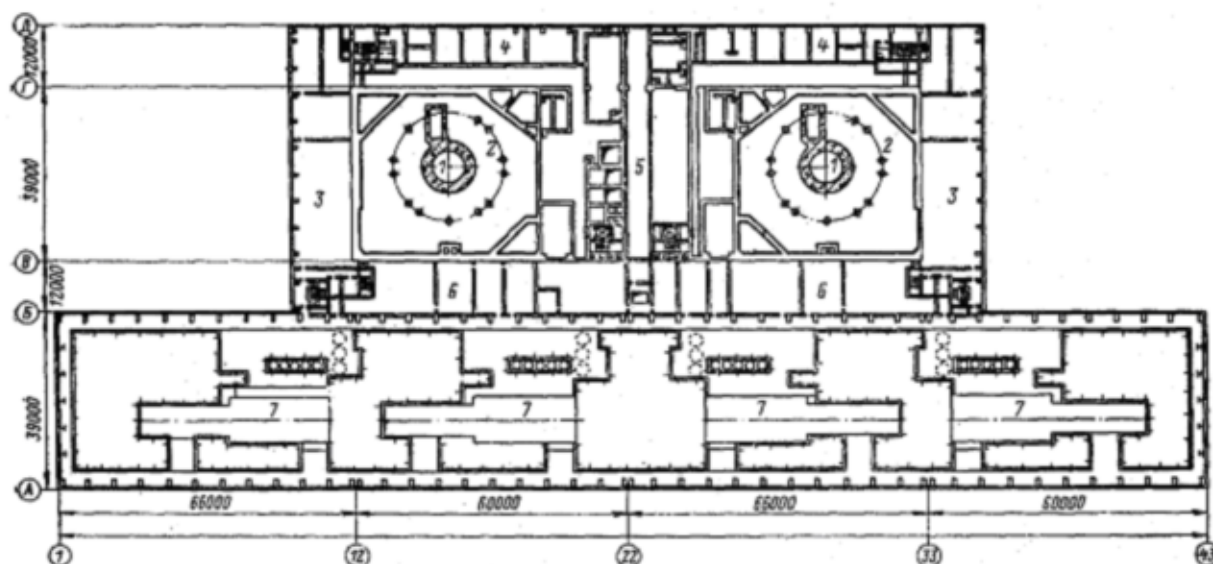


Рис. 12.9. План главного корпуса третьей очереди Нововоронежской АЭС

1 — реактор; 2 — бокс парогенераторов; 3 — помещение блочного щита управления; 4 — вытяжной вентиляционный центр; 5 — транспортный коридор; 6 — помещения распределительного устройства; 7 — турбоагрегат.

Вход в помещение обслуживания ГЦН и аварийный выход из него осуществляется через герметичные шлюзы, которые имеют по две двери, рассчитанные на давление 0,2 МПа каждая. Дверные проемы имеют ширину 900 и 600 мм для возможности соответственно транспортирования оборудования и прохода персонала. Высота дверей, как правило, 1600 мм, в отдельных случаях, когда это допускается условиями эксплуатации, 1200 мм. Защитные герметичные двери, а также люки заводской поставки совместно с закладными частями подвергаются гидравлическим испытаниям на заводе.

В машинном зале размещены четыре турбоагрегата по 220 МВт. Длина машинного зала 252 м: 42 пролета по 6 м. Турбоагрегаты устанавливаются по два на каждый энергоблок, зеркально одна пара относительно другой. Такая установка турбоагрегатов выбрана для сокращения и упрощения трасс основных паропроводов.

Отметка обслуживания турбоагрегатов 9,6 м, на этой же, отметке у ряда В установлены деаэрационные баки. Ширина и длина машинного зала определяется размерами ячеек турбоагрегатов и их ориентировкой в продольном или поперечном направлении.

Проведенное технико-экономическое сравнение показало, что варианты расположения турбоагрегатов практически равнозначны. Вариант с продольным расположением турбоагрегатов незначительно экономичнее в результате уменьшения трасс циркуляционных водоводов и снижения стоимости крана за счет его меньших размеров. Практика строительства электростанций позволяет сделать вывод, что при увеличении мощности турбоагрегатов более эффективно их поперечное расположение.

В машинном зале третьей очереди Нововоронежской АЭС турбоагрегаты установлены в продольном направлении, что, естественно, привело к уменьшению пролета машинного зала с 51 (при поперечном расположении турбоагрегатов) до 39 м с одновременным увеличением длины.

Въезд в машинный зал осуществляется по поперечному железнодорожному пути, проложенному через реакторное отделение между осями 22—23. Кроме того, для ремонта трансформаторов предусматривается въезд с постоянного торца машинного зала с привязкой оси железнодорожного пути на расстоянии 12,8 м к ряду А.

Монтажные площадки в машинном зале размещены вдоль поперечного железнодорожного пути между энергетическими блоками и у постоянного торца.

Этажерки электроустройств имеют пролет 12 м и расположены: продольная – в осях 10 – 35 между машинным залом и реакторным отделением, поперечные примыкают к торцам реакторного отделения.

Вытяжной вентиляционный центр пролетом 12 м, обслуживающий реакторное отделение, расположен вдоль него - между рядами Г и Д. Этажи вентиляционного центра имеют отметки: – 1,8; $\pm 0,0$; +2,7; +6,3; +10,5 м.

В вентиляционном центре расположены вентиляторы рециркуляционных систем в бетонной защите, воздухоохладители и клапаны рециркуляционной системы, установленные в бетонных нишах, закрытых герметичными люками, аэрозольные и йодные фильтры, сборные коллекторы вытяжных установок, клапаны и затворы (для аэрозольных фильтров предусмотрены бетонные защитные ячейки), а также арматура и сборный короб удаляемого воздуха реакторного отделения. Отметки – 1,8 м и $\pm 0,0$ обслуживаются монорельсами.

Транспортировка отработанных аэрозольных фильтров производится в защитном контейнере, который на автокаре отвозится в хранилище сухих отходов, размещенное в спецкорпусе.

Объединенный спецкорпус третьей очереди Нововоронежской АЭС представляет собой самостоятельное здание, в котором расположены системы спецводоочистки, хранилище жидких и сухих отходов.

Здание спецводоочистки (СВО) – многоэтажное с подвалом, имеет длину 78 м (13 пролетов по 6 м) и ширину 18 м.

В торцах здания размещены лестничные клетки. Входы во все помещения осуществляются из коридоров, соединяющих лестничные клетки. В коридор, расположенный на отм. 0,0 со стороны главного корпуса, предусмотрен въезд автомашин. Часть этого коридора используется как помещение мойки автомашин от радиоактивных загрязнений. На отм. 7,2 м размещается монтажный зал, обслуживаемый мостовым краном грузоподъемностью 10 т, отметка подкранового пути 18,0 м.

Обслуживающий персонал попадает в здание спецводоочистки из санитарно-бытового корпуса, проходя по коридору на отм. 6,3 м в вытяжном вентиляционном центре реакторного отделения и далее по эстакаде между главным корпусом и спецкорпусом. По этой же эстакаде с помощью моно-

рельса с электроталью грузоподъемностью 5 т осуществляется транспортировка контейнеров с твердыми радиоактивными отходами из главного корпуса в хранилище сухих отходов.

Таким образом, здание спецводоочистки включено в комплекс «грязной» зоны, в которую нельзя попасть, минуя санпропускник.

Хранилище жидких отходов, имеющее размеры в плане 33х44 м и отметки – 3,6 и 0,0 м, примыкает к зданию спецводоочистки и соединено с ним трубопроводным коридором и коридором обслуживания на отм. 0,0 м.

Транспортные связи и эвакуационные выходы. Поперечный железнодорожный путь пересекает машинный зал и реакторное отделение, т. е. проходит через «грязную» и «чистую» зоны, поэтому ворота на выходе из реакторного отделения при нормальной работе АЭС закрыты.

Общее для двух энергетических блоков реакторное отделение обслуживается двумя мостовыми электрическими кранами грузоподъемностью 250/30 и 30/5 т. Наибольшая грузоподъемность крана выбрана из условия подъема корпуса реактора при его монтаже. Отметка подкранового пути этого крана 28,5 м. Он предназначен для транспортировки оборудования и узлов большой массы, а также для установки оборудования. Управление краном дистанционное. Для выполнения операций с радиоактивными грузами кран снабжен системой дистанционной наводки при помощи которой может по заданию оператора обслужить заранее запланированные точки с точностью ± 10 мм.

Управление краном при автоматическом режиме его работы осуществляется с центрального пульта, расположенного на отм. 14,7 м реакторного отделения, через специальное окно, выходящее в реакторное отделение. Управление краном при операциях, не связанных с координатной наводкой, производится с двух вспомогательных пультов, размещенных непосредственно у каждого реактора на отм. 10,6 м.

Кран грузоподъемностью 30/5 т реакторного отделения предназначен для транспортировки грузов массой до 30 т. Отметка его подкранового пути 22,5 м. Скорость транспортировки грузов этим краном больше, чем краном грузоподъемностью 250 т. Работа двух кранов обеспечивает все необходимые грузоподъемные и транспортные операции в реакторном отделении.

Машинный зал обслуживается двумя мостовыми электрическими кранами грузоподъемностью по 125/20 т каждый, отметка подкранового пути 17,5 м. Грузоподъемность крана рассчитана из условия подъема двумя кранами, с использованием траверсы, статора генератора.

Обслуживающий персонал в зону строгого режима попадает по переходному мостику из санитарно-бытового и лабораторного корпуса, размещенного со стороны постоянного торца реакторного отделения. Мостик двухэтажный, нижний этаж предназначен для прохода в зону свободного режима, верхний — для прохода в зону строгого режима.

Вход и выход из помещений строгого режима осуществляется через санпропускник, размещенный в санитарно-бытовом корпусе. Дозиметриче-

ский контроль входящего и выходящего персонала осуществляется из помещений дежурного дозиметриста, расположенного у входа в санпропускник.

В случае необходимости проведения ремонтных работ в помещениях повышенной радиоактивности у дверей такого помещения устанавливают переносной санитарный шлюз для обмыва пленочной одежды и скафандров обслуживающего персонала.

В помещениях зоны строгого режима предусмотрено четыре лестничные клетки: две основные трехмаршевые с пассажирскими лифтами, размещаемые в вытяжном вентиляционном центре с аварийными выходами на улицу на отметке 0,0 м, и две аварийные двухмаршевые, размещенные в реакторном отделении у ряда В с двух сторон железнодорожного пути с выходом в железнодорожный коридор. Необходимость расположения лестниц с двух сторон вызвана тем, что поперечный, железнодорожный въезд в реакторное отделение разрывает коммуникации. Аварийные выходы из лестничных клеток на улицу и в железнодорожный коридор из зоны строгого режима при нормальной работе электростанции закрыты и запломбированы.

Для подъема оборудования в реакторном отделении предусмотрены два грузовых лифта грузоподъемностью 3 т и два лифта грузоподъемностью по 100 кг.

Этажи машинного отделения и продольной этажерки электроустройств с отм. –3,6 до отм. +9,6 м соединены двумя лестничными клетками с пассажирскими лифтами грузоподъемностью по 350 кг. Выход на улицу с этих лестниц предусмотрен на отметке 0,0 м. Лестница, расположенная со стороны постоянного торца главного корпуса, через коридор сообщается с «чистым» этажом переходного мостика в санитарно-бытовой корпус. Этажи продольной этажерки электроустройств на высоте от 14,7 до 21,9 м обслуживаются собственными двухмаршевыми лестничными клетками с пассажирскими лифтами грузоподъемностью по 350 кг.

Локализация аварии. Для локализации аварии оборудования первого контура создан герметичный объем, в котором возможно повышение давления при аварии. Основной герметичный объем – это бокс главных циркуляционных насосов и парогенераторов, соединенный с помещениями компенсатора объема, вентильными камерами, шахтой реактора и др.

Выброс паровоздушной смеси при авариях в отдельных контурах происходит в бокс насосов и парогенераторов. При аварии в боксах начинают работать спринклерные разбрызгивающие установки, которые конденсируют аварийный пар и снижают тем самым аварийное давление в боксах.

12.3.2.3. Четвертая очередь Нововоронежской АЭС (рис. 12.10).

Пятый энергоблок является новым этапом развития атомных электростанций с реакторами ВВЭР, в связи с резким увеличением единичной мощности основного оборудования и по принятым проектным решениям.

Первый контур энергетического блока включает в себя реактор ВВЭР-1000 единичной тепловой мощностью 3000 МВт или соответственно электрической 1000 МВт; четыре главные циркуляционные петли, каждая из которых состоит из парогенератора производительностью 1500 т/ч сухого насыщенного пара с давлением 6,4 МПа, главного циркуляционного насоса сальникового типа с подачей 19 000 м³/ч, главных циркуляционных трубопроводов диаметром 850 мм с установленными на них главными запорными задвижками (по одной на холодной и горячей нитках). В неотключаемую часть петли входит компенсатор объема пароводяного типа с электронагревателями.

Второй контур состоит из ряда систем, основными из которых являются: два турбоагрегата К-500-60/1500, система паропроводов и питательных трубопроводов высокого давления, система продувки парогенераторов, дренажные баки машинного зала и баки обессоленной воды, бойлерная установка, паропроводы низкого давления и вспомогательные системы второго контура.

Главный корпус пятого энергоблока (рис. 12.10) состоит из трех объемов, связанных между собой: здания реакторного отделения, спецкорпуса и машинного зала (рис. 12.11, 12.12).

Реакторное отделение компонуется в защитной оболочке (рис. 12.13) из предварительно напряженного железобетона с внутренней металлической облицовкой. Оболочка выполнена в форме вертикального цилиндра наружным диаметром 48 и высотой 76,4 м с эллиптическим куполом.

Оболочка предназначена для локализации аварии в случае разрыва любого трубопровода, включая мгновенный поперечный разрыв главного циркуляционного трубопровода. При максимальной аварии могут появиться летящие предметы — осколки металла оборудования или строительных конструкций, которые могут разрушить облицовку и разгерметизировать оболочку. Для того чтобы это исключить, часть контура, где могут появиться летящие предметы, защищается железобетонными экранами, которые обычно одновременно используются как внутренние стены.

При максимальной аварии образующийся в боксах пар должен быть перепущен в верхнюю часть оболочки и равномерно распределен по всему ее объему, что достигается организацией проемов между помещениями оболочки. Развитие максимальной аварии происходит настолько быстро, что площадь сечения соединительных проемов получается достаточно большой (120 – 150 м²). Необходимость сообщения помещений реакторного отделения предопределила компоновку оболочки в виде общего, не имеющего плотного разделения по воздуху, объема. Такое решение дает возможность организовать отвод избытков тепла, вентиляцию оболочки и очистку воздуха единой

рециркуляционной системой вентиляции. По условиям радиационной безопасности все помещения, заключенные в герметичную часть оболочки, превращаются в необслуживаемые и доступ в оболочку во время работы реактора запрещается.

Герметичная часть, реакторного отделения начинается выше отметки перекрытия 12,3 м. Ниже до отм. 0,0 располагается негерметичная часть.

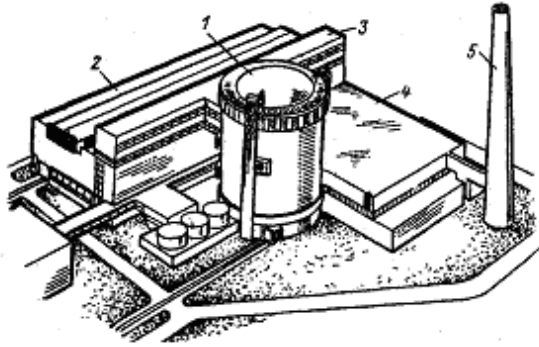


Рис. 12.10. Общий вид пятого энергоблока Нововоронежской АЭС

1 — реакторное отделение; 2 — машинный зал; 3 — этажерка электроустройств; 4 — спецкорпус; 5 — вентиляционная труба.

Герметичная часть оболочки рассчитана на давление радиоактивной паровоздушной среды до 0,5 МПа.

Все основное оборудование первого контура реакторной установки размещено в пределах герметичных помещений оболочки. В центральной части располагается бокс парогенераторов и главных циркуляционных насосов (с отм. 22,8 м до перекрытия на отм. 38,1 м); здесь кроме оборудования главных циркуляционных петель размещаются регенеративные теплообменники и доохладители продувочной воды первого контура, и охладитель организованных протечек. Вокруг бокса расположены две емкости системы аварийного охлаждения зоны реактора (САОЗ).

Еще две емкости САОЗ размещены в помещении компенсатора давления. Связь с железной дорогой осуществляется через специальный герметичный люк на отм. 0,0, который при нормальной работе энергоблока закрыт съемной герметичной крышкой. Открывается люк в случае остановки реактора на перегрузку топлива при необходимости вывезти из оболочки выдержанное в бассейне отработанное топливо или подать в оболочку или вывезти из нее оборудование, материалы, радиоактивные отходы.

Со стороны железнодорожного коридора к шахте реактора примыкает бассейн выдержки топлива, с диаметрально противоположной стороны — помещение компенсатора объема и барботера.

Вокруг бокса парогенератор и ГЦН и помещения компенсатора объема на отм. 20,3 м располагается трубопроводный коридор. Перекрытие над боксом парогенераторов и помещением компенсатора объема служит полом центрального зала реакторного отделения. Центральный зал обслуживается круговым мостовым краном грузоподъемностью 400/80 т. Отметка подкранового пути принята 54,95 м. Под боксом парогенераторов и ГЦН на отм.

12,3 м расположены вентиляционные системы оболочки. Там же над железнодорожным коридором расположен транспортный коридор.

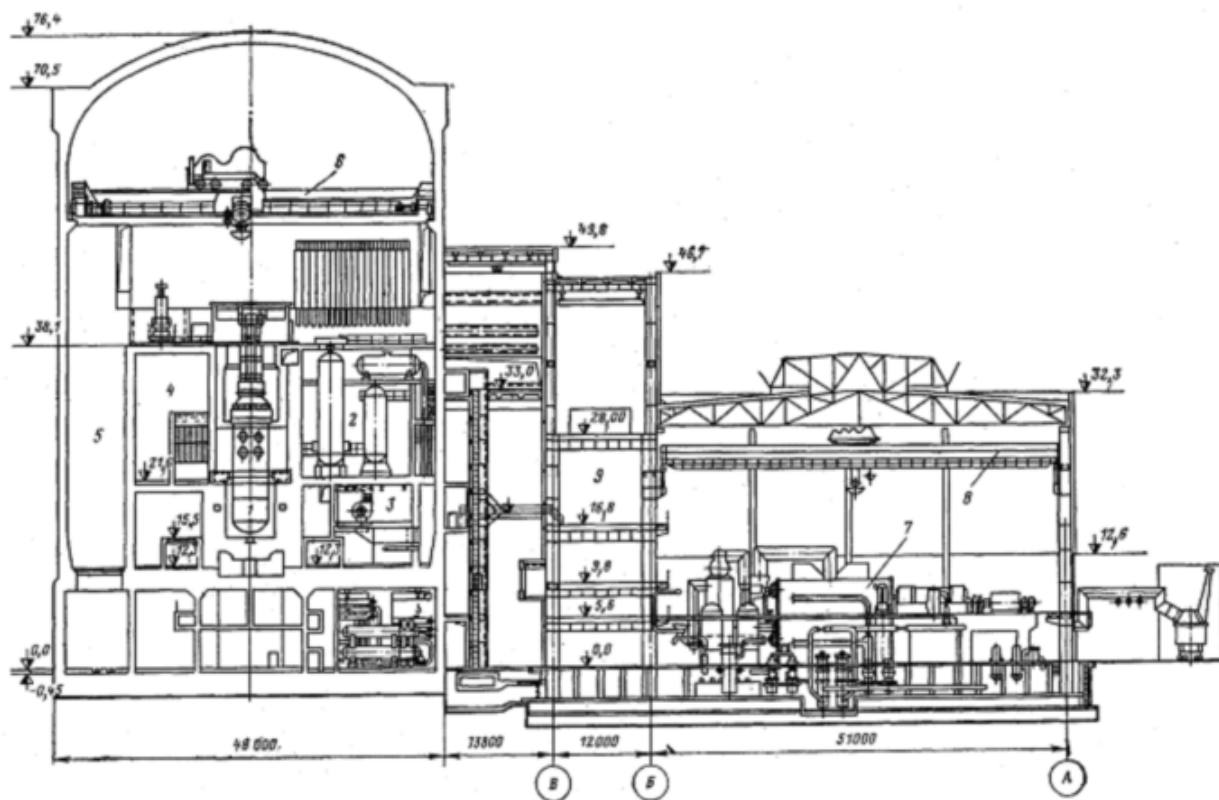


Рис. 12.11. Поперечный разрез главного корпуса пятого энергоблока Нововоронежской АЭС

1 – реактор; 2 – компенсатор давления; 3 – вентиляционная установка; 4 – бассейн перегрузки топлива; 5 – транспортная шахта; 6 – круговой кран реакторного отделения; 7 – турбоагрегат; 8 – мостовой кран машинного зала; 9 – этажерка электроустройств.

Под бетонной шахтой реактора находится помещение приводов ионизирующих камер.

Очистка воздуха помещений, заключенных в оболочку реактора, от йода и аэрозолей производится на специальных фильтрах, устанавливаемых в замкнутых рециркуляционных системах вентиляции в помещении на отм. 12,3 м.

Все операции по транспортировке крупных грузов внутри оболочки реакторного отделения осуществляются при помощи кругового мостового электрического крана.

В машинном зале пролетом 51 м размещены два турбоагрегата (рис. 12.12). Их поперечное расположение позволило по сравнению с продольной компоновкой уменьшить длину машинного зала, сократить трассы основных паропроводов, а также циркуляционных трубопроводов. Длина машинного отделения, равная 156 м (13 пролетов по 12 м), определена размерами ячеек турбоагрегатов по 60 м каждая, а также добавочными тремя пролетами для размещения вспомогательного общеплощного оборудования и монтажных площадок. Отметка обслуживания турбоагрегата (5,6 м) определена раз-

мещением конденсаторов: для турбоагрегатов К-500-60/1500 в отличие от традиционного подвального принято боковое расположение конденсаторов. Со стороны постоянного торца машинного зала предусматривается железнодорожный въезд, который привязан к ряду А на расстоянии 8 м для обеспечения железнодорожного габарита.

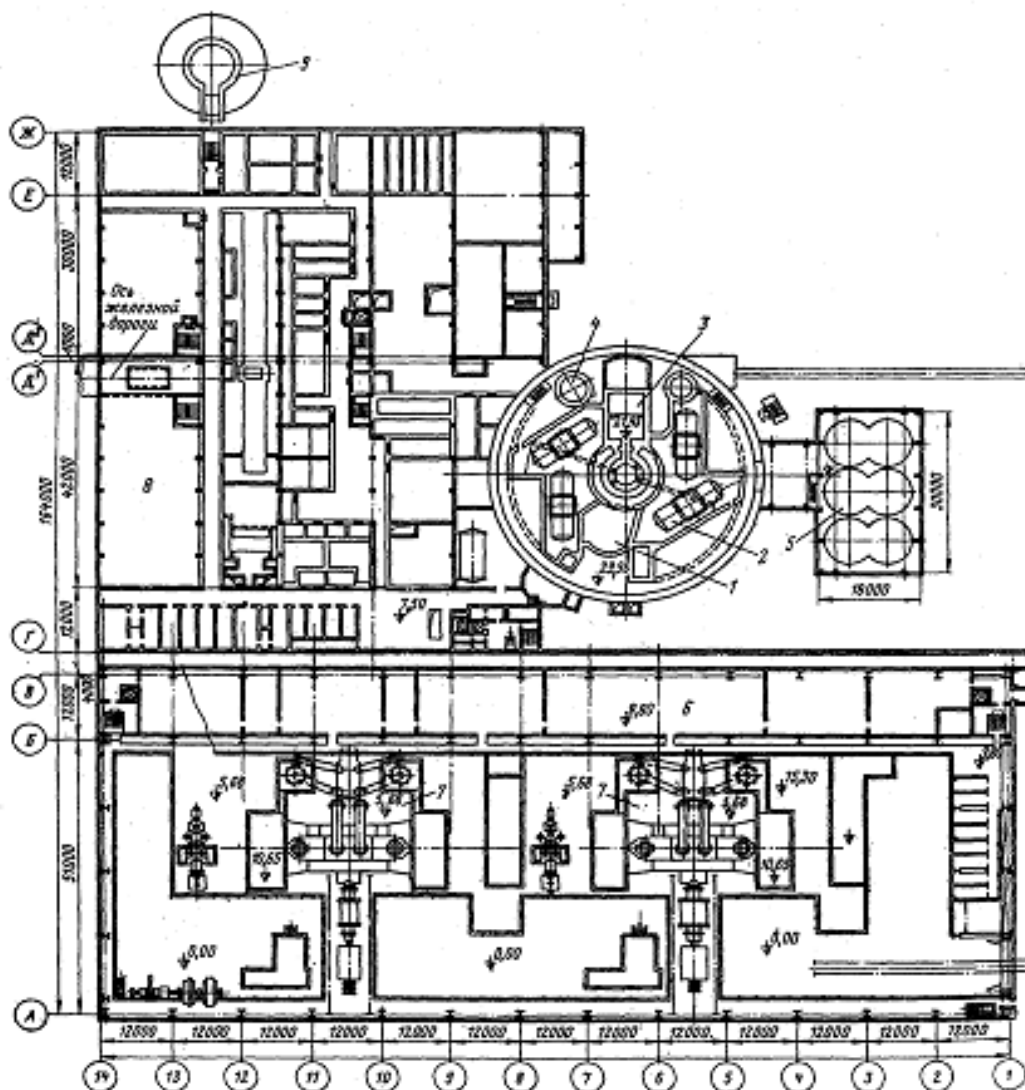


Рис 12. План главного корпуса пятого энергоблока Нововоронежской АЭС

1—реактор; 2—парогенератор; 3—бассейн перегрузки топлива; 4—шахта ревизии ВБ; 5—баки борной кислоты; 6 — этажерка электроустройств; 7 — турбоагрегат; 8 — помещение спецводоочистки; 9 — вентиляционная труба.

В машинном зале установлены два мостовых крана. Грузоподъемность кранов по 120/20 т выбрана из условия транспортировки при монтаже и ремонте двумя кранами статора генератора массой 230 т и ротора цилиндра низкого давления турбины массой 156 т.

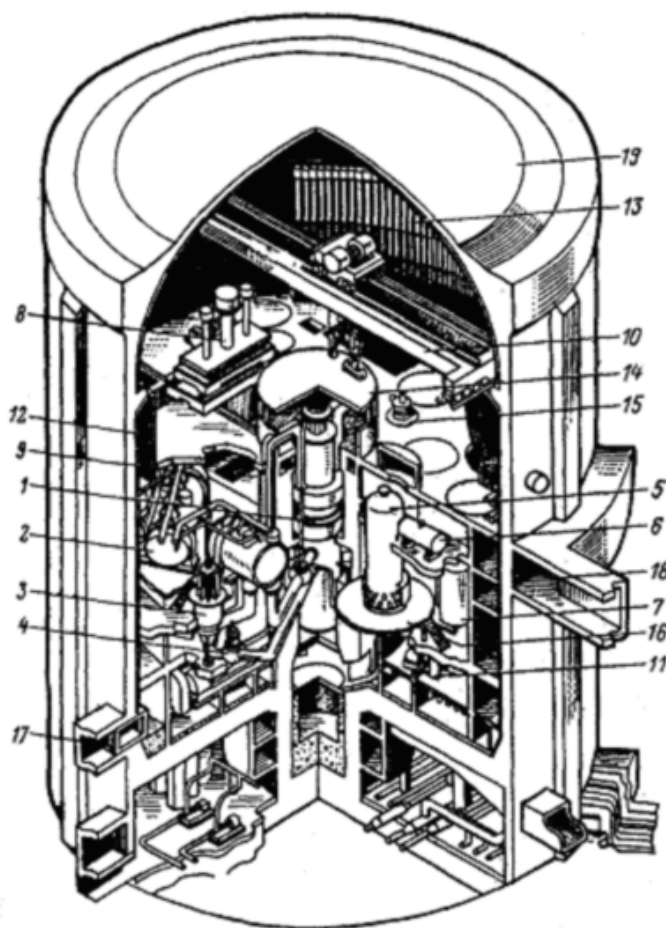


Рис. 12.13. Реакторное отделение пятого энергоблока Нововоронежской АЭС

1 — реактор ВВЭР-1000; 2 — парогенератор ПГВ-1000; 3 — главный циркуляционный насос; 4 — главная запорная задвижка; 5 — компенсатор давления; 6 — барботажный бак; 7 — емкость аварийного запаса раствора бора; 8 — перегрузочная машина; 9 — главные паропроводы; 10 — круговой мостовой электрический кран; 11 — центробежный вентилятор; 12 — вентиляционный короб; 13 — запасные штанги СУЗ; 14 — крышка над бетонной шахтой реактора; 15 — люк над главной запорной задвижкой; 16 — площадка обслуживания; 17 — основной шлюз; 18 — помещение электриков; 19 — железобетонная защитная оболочка.

Компоновка машинного зала разработана исходя из условия размещения тяжелого оборудования в зоне обслуживания мостовыми кранами, а также возможности проезда вокруг каждой турбины и вдоль всего ряда А.

Для раскладки оборудования при монтаже и ремонте предусмотрены три монтажные площадки — две у торцов машинного зала и одна в середине между турбинами. Общая площадь монтажных площадок, равная 1300 м^2 , определена по условиям необходимости ремонта одной турбины, одновременного профилактического осмотра другой и ревизии одного трансформатора.

Подъемно-транспортные операции в трубопроводном коридоре осуществляются с помощью подвесного электрического однобалочного крана грузоподъемностью 5 т. Кроме того, у постоянного торца предусмотрен грузопассажирский лифт грузоподъемностью 1 т.

По длине ряда Б к машинному залу примыкает этажерка электроустройств пролетом 12 м. Электротехнические устройства (КРУ, трансформаторы собственных нужд и пр.) размещаются в помещениях, занимающих пространство от отм. -4,1 до отм. +9,8 м. На отм. 9,8 м расположен блочный щит управления, с которого осуществляется управление всеми основными и вспомогательными системами энергоблока (реактором, турбоагрегатом, дизель-генераторами, рабочими и резервными трансформаторами, насосами и т. д.), а также щит системы управления защитой (СУЗ).

На отм. 16,8 м размещается приточный вентиляционный центр, обеспечивающий вентиляцию помещений этажерки электроустройств. На этой же отметке разведены основные паропроводы от парогенераторов к турбине и трубопроводы питательной воды, которые входят в этажерку из герметичной оболочки реакторного отделения на отметках 17,6 и 18,6 м.

Спецкорпус расположен со стороны временного торца машинного зала и примыкает непосредственно к этажерке электроустройств. Спецкорпус имеет ширину 60, длину 84 м. По ширине он разделен на четыре пролета, по 15 м каждый. Оборудование спецкорпуса размещается на отметках -1,2; +7,5 и + 12,5 м.

В спецкорпусе сосредоточены системы, обслуживающие герметичную оболочку (подпиточные насосы, промежуточный контур, контур расхолаживания бассейна, установки по очистке теплоносителя первого контура и бассейна) и мастерские для ремонта радиоактивного оборудования.

В нем же размещается склад свежего и отработанного топлива и оборудование очистки трапных вод, очистки технологических сдувок, битумирования жидких отходов и брикетирования мягких отходов. На отм. - 1,2 м располагается «грязное» баковое хозяйство электростанции, а на верхних отметках – вытяжной вентиляционный центр.

Хранилища твердых и жидких отходов, также входящие в состав спецкорпуса, обслуживаются козловым краном грузоподъемностью 5 т.

Эвакуационная схема главного корпуса. Основной вход в главный корпус осуществляется из санитарно-бытового корпуса через переходный мостик. Реакторное отделение имеет два выхода через герметичные шлюзы: один на отм. 16,4 м – в крытый переход, ведущий в спецкорпус, другой на отм. 35,0 м – на открытую лестницу, расположенную на наружной стороне реакторного отделения. Площадки оперативного обслуживания реакторного отделения соединены между собой металлическими лестницами.

В этажерке электроустройств предусмотрены две лестничные клетки, расположенные с ее обоих торцов. Лестничная клетка со стороны постоянного торца оборудована грузопассажирским лифтом грузоподъемностью 1000 кг. Эти же лестничные клетки используются для прохода в машинный зал.

Анализ удельных показателей, характеризующих объемно-планировочные решения по отдельным очередям Нововоронежской АЭС (табл. 12.1), свидетельствует о значительном их улучшении. Так, удельная кубатура основных зданий третьего энергоблока Нововоронежской АЭС по сравнению с этим показателем первого энергоблока уменьшилась в 1,7 раза, удельный расход бетона сократился в 2,9 раза, строительного металла в 1,8 раза.

Дальнейшее совершенствование АЭС с реакторами ВВЭР будет идти по пути увеличения единичных мощностей основного оборудования, повышения эффективности компоновок за счет уменьшения габаритов оборудования и более рациональных его форм.

Таблица 12.1.

Показатели очередей строительства Нововоронежской АЭС

Показатели	ВВЭР- 210	ВВЭР- 365	ВВЭР-440	ВВЭР- 1000
Год начала строительства	1957	1963	1967	1972
Мощность электрическая реактора, МВт	210	365	440	1000
Единичная мощность турбоагрегата, МВт	70	73	220	500
Количество турбоагрегатов в энергетическом блоке, шт.	3	5	2	2
Количество петель в первом контуре, шт.	6	8	6	4
Удельные показатели главного корпуса:				
кубатура, м ³ /кВт	1,43	1,10	0,83	0,56
объем бетона, м ³ /кВт	0,29	0,17	0,10	0,09
расход строительного металла, кг/кВт	11,0	9,0	6,0	6,0
масса оборудования, кг/кВт	74,0	50,0	40,0	20,5

12.3.2.4. Компоновка главного корпуса по модульному принципу

При компоновке главного корпуса по модульному принципу для каждого энергоблока

предусматриваются все системы, обеспечивающие его радиационную и ядерную безопасность, аварийную остановку, расхолаживание, отвод остаточных тепловыделений, необходимые послеаварийные мероприятия.

Общестанционные системы, необходимые для обеспечения работы энергоблоков в режимах нормальных условий эксплуатации, выделены в отдельные сооружения АЭС, скомпонованные в соответствии с их функциональными признаками. Так, общестанционные установки спецводоочистки размещены в отдельно стоящем спецкорпусе.

Все оборудование и системы каждого энергоблока при такой компоновке размещены в самостоятельном здании главного корпуса длиной 240 и наибольшей шириной 66 м, включающем в себя:

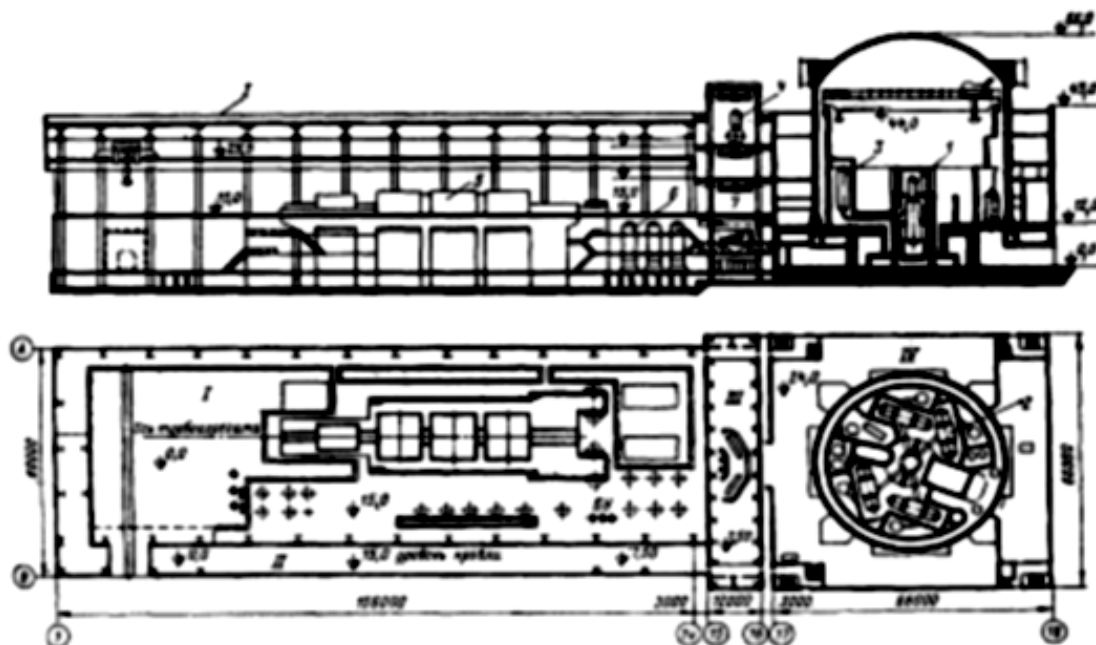


Рис. 12.14. Модульная компоновка энергоблока с реактором ВВЭР-1000

I — машинное отделение; II — этажерка электроустройств; III — деаэрационная этажерка; IV — реакторное отделение; 1 — реактор; 2 — парогенераторы; 3 — емкость системы аварийного охлаждения зоны (САОЗ); 4 — деаэрактор; 5 — турбоагрегат; 6 — подогреватель высокого давления; 7 — блочный щит управления.

машинный зал с пристроенной к ряду Б этажеркой электроустройств; деаэрационную этажерку, в которой также располагается блочный щит с ИВМ и система вентиляции; реакторное отделение, состоящее из герметичной оболочки диаметром 45 и высотой 54 м и обстройки размером в плане 66х66 м (рис. 12.14).

Реакторное отделение энергоблока ВВЭР-1000 состоит из герметичной части — оболочки и негерметичной — обстройки. В герметичной части реакторного отделения размещено основное оборудование энергоблока с высокопотенциальным радиоактивным теплоносителем (реактор, парогенераторы, ГЦН, компенсатор объема, главные циркуляционные трубопроводы, емкости САОЗ и пр.). Герметичная часть состоит из двух объемов — верхнего, и нижнего, объединенных по воздуху. Верхний объем представляет собой цилиндр с внутренним диаметром 45 м с куполообразным верхом. Нижний объем герметичной части представляет собой цилиндр с внутренним диаметром 26 м, соосный с верхним цилиндром и опирающийся на фундаментную плиту реакторного отделения.

Негерметичная часть реакторного отделения представляет собой в плане квадрат со стороной 66 м, охватывающий окружность оболочки. В негерметичной части реакторного отделения размещены блочные технологические схемы, которые по характеру технологических процессов и степени загрязненности радиоактивными веществами должны размещаться в зоне строгого режима. Для повышения надежности связей указанных технологических систем с системами, находящимися под оболочкой, в условиях сейсмических

воздействий обстройками оболочка реакторного отделения опираются на единую фундаментную плиту. Расположение блочных схем в обстройке реакторного отделения позволяет также максимально сократить коммуникации и трубопроводы.

Доставка грузов в обстройку и оболочку реакторного отделения осуществляется по железнодорожному въезду в реакторное отделение под краны оболочки или обстройки.

В машинном зале устанавливается один турбоагрегат мощностью 1000 МВт. Пролет машинного зала принят 51 м. Оперативная, отметка обслуживания турбины +15,0 м, ячейка турбины составляет 108 м. В машинном зале вдоль ряда А предусматривается автомобильный проезд.

Железнодорожный проезд (сквозной) предусматривается с привязкой 18 000 мм к оси 1, что определилось исходя из условия монтажа статора генератора.

С учетом компоновки собственно турбоустановки и раскладки оборудования при ремонте длина машинного зала составляет 156 м.

Деаэраторная этажерка пролетом 12 м примыкает к машинному залу со стороны торца, обращенного к реакторному отделению. Отметка перекрытия установки деаэратора 34,2 м.

12.3.2.5. АЭС С СЕРИЙНЫМИ ЭНЕРГОБЛОКАМИ ВВЭР-1000

Атомная электростанция с серийными энергоблоками ВВЭР-1000 представляет собой энергетический комплекс, состоящий, как правило, из нескольких отдельных блоков, в состав каждого из которых входит ядерная паропроизводительная установка водо-водяного типа единичной электрической мощностью 1000 МВт. Технологическая схема энергоблока двухконтурная.

Первый контур радиоактивный, теплоносителем и замедлителем является обессоленная вода под давлением. В него входят главный циркуляционный контур и ряд вспомогательных систем. Главный циркуляционный контур предназначен для отвода тепла, выделяющегося в реакторе, и передачи его (в парогенераторе) воде второго контура. Главный циркуляционный контур включает водо-водяной энергетический реактор типа ВВЭР-1000 и четыре циркуляционные петли. Каждая циркуляционная петля состоит из парогенератора, главного циркуляционного насоса и главных циркуляционных трубопроводов Ду 850 (запорных задвижек на циркуляционных петлях нет!).

Компенсация объема теплоносителя, создание и поддержание постоянного давления, а также ограничение давления в переходных и аварийных режимах в первом контуре осуществляется системой компенсации давления, состоящей из присоединенного к одной из петель компенсатора давления с барботером и предохранительными клапанами.

Вопросы безопасности АЭС с реактором ВВЭР-1000 решены на основе Общих положений обеспечения безопасности атомных станций при проектировании, сооружении и эксплуатации.

Проектом АЭС предусмотрены технические и организационные мероприятия, обеспечивающие соблюдение допустимых пределов облучения персонала АЭС, населения и загрязнений окружающей среды радиоактивными продуктами при нормальной эксплуатации и при проектных авариях, из которых за наиболее тяжелую принята так называемая максимальная проектная авария с мгновенным разрывом главного циркуляционного трубопровода Ду 850.

В целях обеспечения безопасности АЭС системы и установки первого контура размещены в герметичной защитной оболочке, рассчитанной на внутреннее давление 0,5 МПа, что позволяет локализовать распределение радиоактивной среды при заданных проектных авариях.

Система аварийного охлаждения активной зоны реактора (САОЗ) предназначена для охлаждения активной зоны путем аварийной подачи в нее высококонцентрированного раствора бора при аварийной потере теплоносителя.

Пассивная часть этой системы состоит из двух независимых каналов, которые в свою очередь включают в себя по две гидроемкости САОЗ, системе трубопроводов и клапанов.

Входящая в технологическую часть первого контура система очистки радиоактивных вод (спецводоочистки), состоящая из 7 отдельных установок, предназначена для поддержания водного режима в основных и вспомогательных контурах электростанции. Кроме указанного, технологическая часть первого контура включает систему продувки - подпитки первого контура, систему технологических газовых сдувок и сжигания водорода, систему снижения давления в герметичных помещениях, систему борного регулирования и т.п.

Парогенераторы являются общим оборудованием первого и второго контуров АЭС и предназначены для выработки сухого насыщенного пара для турбины.

Оборудование, арматура и трубопроводы первого контура выполнены из стали аустенитного класса либо из специальных сталей с нержавеющей наплавкой.

Второй контур нерадиоактивный. Предназначен для выработки насыщенного пара, передачи его в турбину, производства электроэнергии. Включает в себя паропроизводительную часть парогенераторов, паропроводы, турбоагрегат и вспомогательное оборудование машинного отделения, сепараторы-пароперегреватели, систему регенерации и т.п. Турбина имеет цилиндры высокого и низкого давления. Пар, поступающий из парогенераторов, проходит цилиндр высокого давления, затем направляется в сепараторы-пароперегреватели и далее - в цилиндры низкого давления. В комплект турбоустановки входит конденсационная установка.

Система регенерации турбин состоит из подогревателей низкого и высокого давления, в которых конденсат и питательная вода подогреваются за счет нерегулируемых отборов пара.

Подача конденсата из конденсатора в деаэратор осуществляется при помощи конденсатных насосов первой и второй ступени.

Деаэраторно-питательная установка состоит из деаэратора и питательных турбонасосных агрегатов.

Кроме указанных установок, ко второму контуру относится система технического водоснабжения ответственных и неответственных потребителей, циркуляционного водоснабжения и др.

Электротехническое оборудование предназначено для выработки электроэнергии и передачи ее в энергосистему. К основному электротехническому оборудованию относятся генератор турбины, силовые трансформаторы, распределительные устройства, разъединители, выключатели.

Для обеспечения питания потребителей собственных нужд в нормальном режиме работы АЭС служат сети электроснабжения собственных нужд. На случай потери электропитания в этих сетях электроснабжения для ответственных потребителей предусмотрен переход на аварийное питание от аккумуляторных батареи и резервной дизельной электростанции.

АЭС с блоками ВВЭР-1000 оснащена специальным транспортно-технологическим оборудованием, предназначенным для проведения операций, связанных с приемкой свежего топлива перегрузкой топлива в реакторе, транспортировкой кассет в бассейне выдержки, вывозом выдержанного топлива с территории АЭС. Основные операции, связанные с подъемом и перемещением оборудования, производятся мостовыми кранами реакторного и машинного отделений.

Системы технологического контроля, дистанционного управления и автоматического регулирования обеспечивают плановый пуск и останов блока и АЭС, ведение нормального эксплуатационного режима, аварийную загрузку и аварийный останов блока, а также контроль за этими режимами. Централизованный контроль и управление основными технологическими процессами на блоках осуществляются с блочного щита управления. На случай аварийного выхода из строя блочного щита управления предусмотрен резервный щит управления, с которого возможно управление аварийной разгрузкой и остановом блока.

Кроме указанных, на АЭС предусмотрены системы и установки биологической защиты, безопасности и локализации последствий вероятных аварий, радиационного контроля и специального контроля АЭС, которые обеспечивают безопасность обслуживания персонала АЭС и окружающей среды и населения.

Архитектурные решения АЭС подчинены целям надежности и безопасности эксплуатации, удобства эксплуатации и сооружения АЭС.

Компоновка зданий, сооружений, а также генплан АЭС обеспечивают возможность строительства АЭС индустриально-поточным методом с максимальным использованием строительных конструкций заводского изготов-

ления, а также возможность независимого ведения работ на каждом блоке. В этой связи для серийной АЭС с блоками ВВЭР-1000 разработана моноблочная компоновка ядерной паропроизводительной установки с соосным расположением реактора и турбины в отдельном главном корпусе, который состоит из реакторного, машинного, деаэрационного отделения и помещений электротехнических устройств.

Реакторное отделение включает герметическую часть в виде защитной цилиндрической оболочки с внутренним диаметром 45 м и негерметическую часть, состоящую из фундаментной части, обстройки защитной оболочки, вентиляционной трубы.

Защитная цилиндрическая оболочка имеет сферический купол и выполнена из предварительно-напряженного монолитного железобетона. Для обеспечения герметичности по внутренней поверхности оболочки предусмотрена металлическая облицовка.

Проектом серийной АЭС с реактором ВВЭР-1000 предусмотрено широкое использование в строительстве стальных и армопалубочных блочек заводского изготовления с заранее установленными в них технологическими проходками и закладными деталями.

Комплекс сооружений второго контура, входящий в главный корпус (машзал, деаэрационное отделение и помещение электротехнических устройств), также разработан с учетом возможности их сооружения индустриально-поточным способом.

В составе АЭС помимо главного корпуса предусмотрены общестанционные вспомогательные здания и сооружения, такие, как спецкорпус и объединенно-вспомогательный корпус.

В здании спецкорпуса размещены блок спецводоочистки (СВО), санитарно-бытовой блок и блок мастерских.

В объединенном вспомогательном корпусе размещены цех химводоочистки, центральный материальный склад, ремонтно-строительный цех и лабораторные помещения.

На площадке АЭС отдельно размещаются: дизель-генераторная станция, корпус газового хозяйства, пусковая котельная с дымовой трубой, блочная насосная станция, хранилище слабоактивных твердых отходов, технологические трубопроводы на эстакадах, объединенное маслохозяйство, открытое распределительное устройство, подводящий и отводящий каналы, административный и лабораторно-бытовой корпус, столовая и др. АЭС имеет железнодорожные въезды и сквозные железнодорожные пути и автомобильные дороги.

Компоновка главного корпуса энергоблока АЭС с серийным реактором ВВЭР-1000 представлена в виде продольного разреза и плана на рис. 12.15.

В качестве примера на рис.12.18 представлена компоновка промышленной площадки с 4-мя энергоблоками с серийными реакторами ВВЭР-1000.

АЭС состоит из четырех серийных энергоблоков, размещенных в отдельных зданиях. Каждый энергоблок с реактором ВВЭР-1000 (В-320), турбогенератором К-1000-60/ 3000 представляет собой моноблок.

Моноблок имеет главный корпус АЭС, состоящий из реакторного отделения (1), машинного зала (2), деаэрационного отделения и помещения БЩУ.

Между корпусами энергоблоков размещены дизель-генераторные электростанции (11) для аварийного питания энергоблоков.

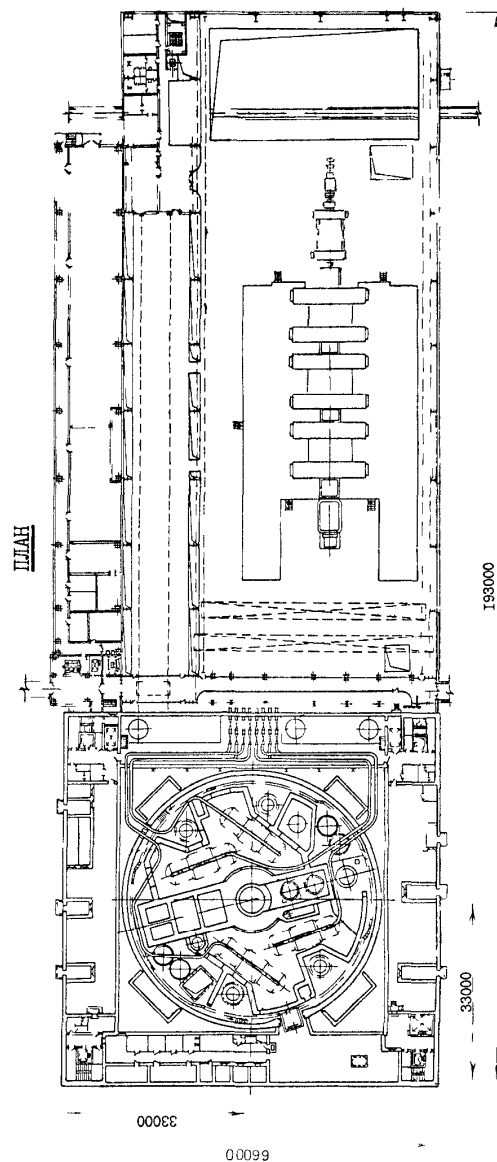
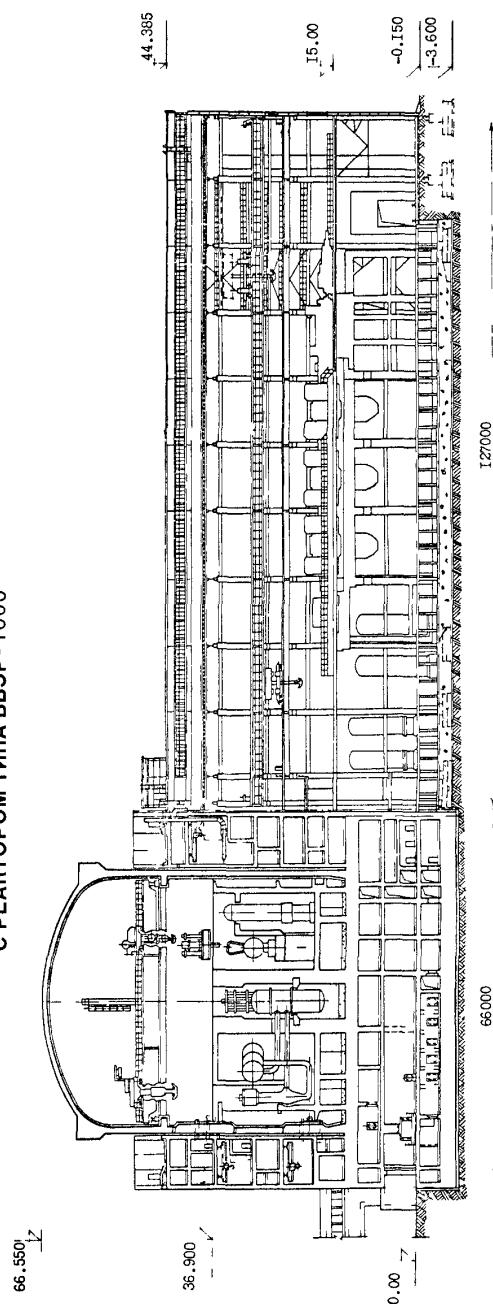
Объединенный спецкорпус (3), предусмотрен для четырех энергоблоков и соединен с энергоблоками эстакадой технологических трубопроводов, состоящей из верхнего закрытого этажа для грязных трубопроводов и нижнего, открытого - для чистых трубопроводов. Спецкорпус также соединен с энергоблоками железнодорожным путем.

Реакторные отделения энергоблоков имеют железнодорожные въезды для подачи и транспортирования топлива и оборудования.

Объединенный вспомогательный корпус (5) с установками для химводоочистки, мастерскими, лабораторно-бытовой корпус (6) и административный корпус (7) размещены на одной площадке и соединены между собой. Имеется общая столовая (8). К спецкорпусу примыкает корпус переработки радиоактивных отходов (4). На отдельной площадке расположены пропан-бутановая (9) и ацетилен-генераторная станции (10). Каждый энергоблок имеет свою насосную станцию (12).

Реакторное отделение предназначено для размещения ядерной паропроизводительной установки (ЯППУ) и вспомогательного оборудования, обеспечивающего работу ЯППУ. Первый контур размещен в герметичной зоне - цилиндрической бетонной оболочке, облицованной изнутри стальным листом. Оболочка-цилиндр диаметром 45 м с шаровым куполом общей высотой 67,45 м установлена на фундаментную негерметичную часть здания. Отметка низа герметичной оболочки – 13,2 м. В фундаментной части размещается оборудование систем аварийного охлаждения зоны реактора и обеспечения ЯППУ. В фундаментной части расположены герметичный транспортный коридор, соединенный через транспортный шлюз с реакторным отделением, и герметичное отделение бака аварийного запаса бора. Вокруг цилиндрической части здания расположена обстройка высотой 41,4 м. На крыше обстройки – вентиляционная труба энергоблока. В обстройке расположены системы вентиляции, БЩУ, деаэраторы подпитки и борного регулирования и другое оборудование станционных систем.

КОМПОНОВКА ГЛАВНОГО КОРПУСА ЭНЕРГОБЛОКА АЭС
С РЕАКТОРОМ ТИПА ВВЭР-1000



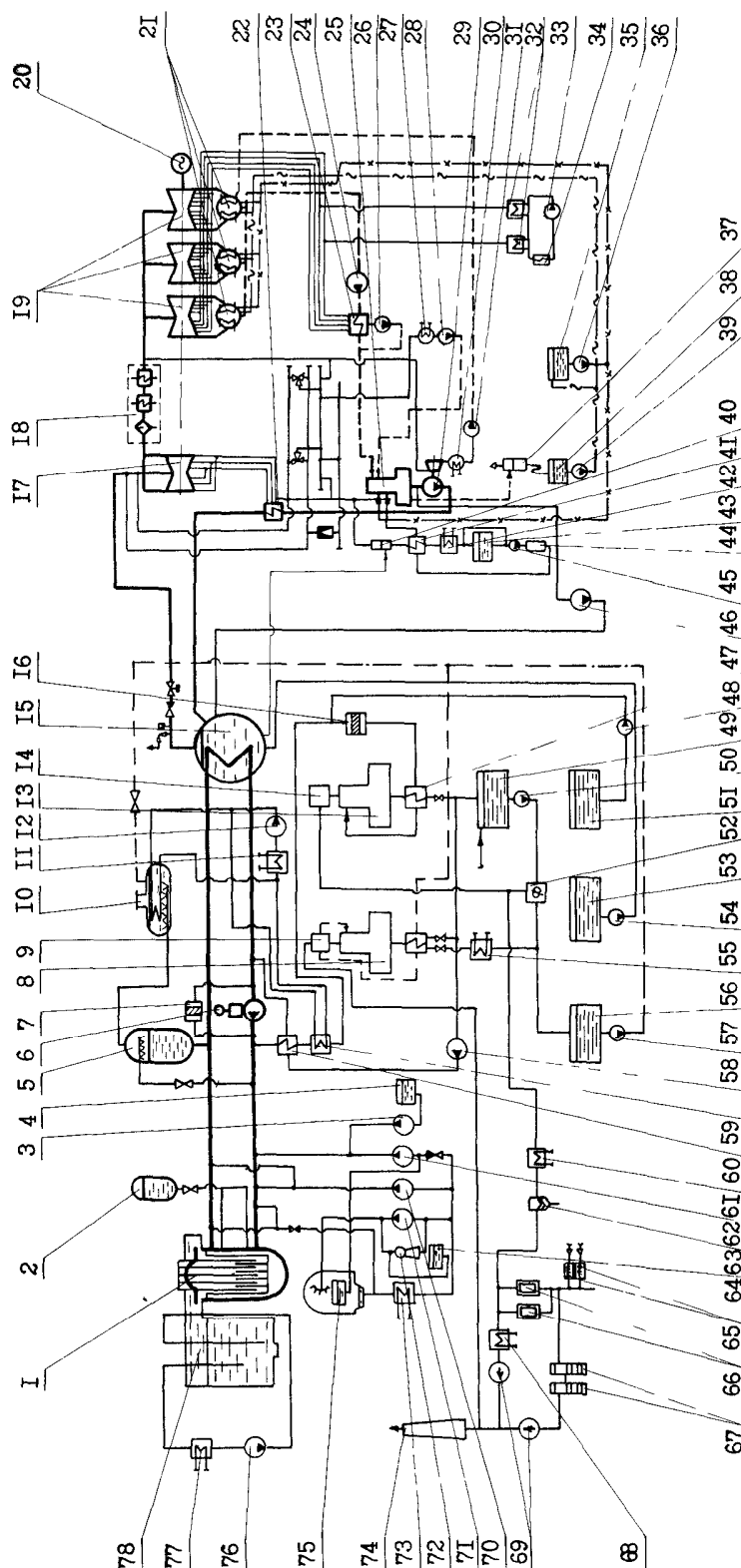
Примечание.

Компоновка
главного
корпуса по-
казана в
варианте
с турбиной
1000-60/
1500

Рис. 12.15. Компоновка главного корпуса (продольный разрез и план) энергоблока АЭС с ВВЭР-1000

Схема в части второго конту-
ра условно показана примене-
тельно к турбине К-1000-60/
1500

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ТЕПЛОВАЯ СХЕМА ЭНЕРГБЛОКА АЭС
С РЕАКТОРОМ ТИПА ВВЭР



- | | | | |
|-------------------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|--|
| 1. Реактор | 21. Конденсатор | 41. Регенеративный т/о продукты III | 61. Теплообменник системы вентиляции |
| 2. Емкость SAO3 | 22. ПИД | 42. Доохладитель продукты III | 62. Насос аварийного впрыска бора |
| 3. Насос аварийного впрыска бора | 23. ПИД | 43. Насос возврата продувочной воды | 63. Самоочищающийся фильтр |
| 4. Бак концентрированного раствора | 24. ПИД | 44. Бак продувочной воды | 64. Бак раствора реагентов |
| 5. Конденсатор давления | 25. Деаэрагор | 45. Насос возврата продувочной воды | 65. Электромагнитный клапан |
| 6. ПИД | 26. Деаэрагор | 46. Аварийный питательный насос | 66. Магистральные фильтры |
| 7. Блок температуры и давления | 27. Насос конденсата III | 47. Охлаждающий питательный насос | 67. Магистральные фильтры |
| 8. Деаэрагор бортного регулирования | 28. Насос расхолаживания | 48. Насос организованного протечек | 68. Теплообменник системы вентиляции |
| 9. Охлаждающий питательный насос | 29. Питательный турбоустановка | 49. Бак борсодержащей воды | 69. Газовый насос |
| 10. Барометр | 30. Конденсатор | 50. Бак борсодержащей воды | 70. Насос аварийного расхолаживания |
| 11. Теплообменник промконтура | 31. Конденсатор | 51. Прямой регенеративный протечек | 71. Сульфидный насос |
| 12. Насос промконтура | 32. Основной и пиковый обьемы | 52. Установка регенерации бора | 72. Волострунный насос |
| 13. Деаэрагор продукты подпитки | 33. Насос теплоотсти | 53. Бак запаса обессоленной воды | 73. Теплообменник аварийного рас-
холаживания |
| 14. Система сжигания водорода | 34. Потребители | 54. Аварийный питательный насос | 74. Вентиляционная труба |
| 15. Карбогенатор | 35. Бак запаса обессоленной воды | 55. Охлаждающий питательный насос | 75. Бак аварийного запаса бора |
| 16. Карбогенатор | 36. Расширитель давления | 56. Бак дистиллята | 76. Насос расходах бассейна выдержки |
| 17. Теплообменник установка | 37. Насос обессоленной воды | 57. Насос дистиллята | 77. Теплообменник расхолаживания |
| 18. Карбогенатор | 38. Деаэрагор | 58. Насос дистиллята | 78. Бассейна выдержки |
| 19. ПИД | 39. Деаэрагор | 59. Регенеративный теплообменник | |
| 20. Генератор | 40. Расширитель продукты | 60. Регенеративный теплообменник | |

Рис. 12.16. Принципиальная тепловая схема энергоблока АЭС с реакто-
ром ВВЭР-1000 и турбоустановкой К-1000-60/1500

Вход в герметичную зону осуществляется через шлюзы на отметках 19,3 м и 36,9 м. Транспортные операции проводятся через герметичный шлюз и вертикальную шахту.

Машинный зал и деаэраторное отделение размещены в здании каркасного типа 127 х 57 м, высотой 42 м. Оборудование расположено открыто, так как второй контур АЭС нерадиоактивен. Отметка обслуживания турбоагрегата - 15 м. Машинный зал имеет железнодорожный и автомобильный въезды.

Технологические связи осуществлены открытой эстакадой трубопроводов.

Фундаментная плита реакторного отделения толщиной 3 м выполнена из монолитного железобетона, армированного арматурными пространственными блоками. Железобетонные конструкции от подошвы фундаментной плиты до отм. 12,3 м образуют пространственную жесткую массивную коробку, на которую опирается предварительно напряженная железобетонная оболочка реакторного отделения.

Стены помещений между фундаментной плитой и плитой перекрытия на отм. 12,3 м представляют собой армоблоки с обетоненными гранями с заранее установленными закладными частями, для проходки коммуникаций и трубопроводов. Внутренняя полость стен (между обетоненными гранями) заполняется бетоном после их монтажа.

Плита перекрытия на отм. 12,3 м армируется секторными арматурными блоками, облицованными с внешней стороны. Облицовка используется как опалубка.

Шахта реактора армируется пространственными блоками с металлической облицовкой. Кольцевая арматура в шахте реактора рассчитана на восприятие аварийного давления.

Стены помещений герметичного объема, расположенного выше отм. 12,3 м, рассчитываются на аварийные нагрузки и выполняются из стальных ячеек, с использованием металлического листа облицовки как несущей арматуры.

Для конструкций реакторного отделения принята марка бетона 200, объемная масса бетона из условий биологической защиты не ниже $2,2 \text{ т/м}^3$. Несущая арматура – периодического профиля марки А-I, диаметром от 20 до 36 мм. Конструктивная арматура – из стали марки А-III диаметром от 10 до 20 мм.

Оболочка реакторного отделения выполняется из бетона марки 400 с армированием напряженными пучками из высокопрочной гладкой проволоки диаметром 5 мм, прокладываемыми в полиэтиленовых трубах диаметром 225 мм. Напряжение пучков осуществляется специальными домкратами с усилием 10 МН. Инъектирование каналов не предусматривается, для предотвращения коррозии пучки покрываются специальными смазочными составами.

КОМПОНОВКА ОБОРУДОВАНИЯ ГЛАВНОГО ЦИРКУЛЯЦИОННОГО
КОНТУРА РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ С ВВЭР-1000

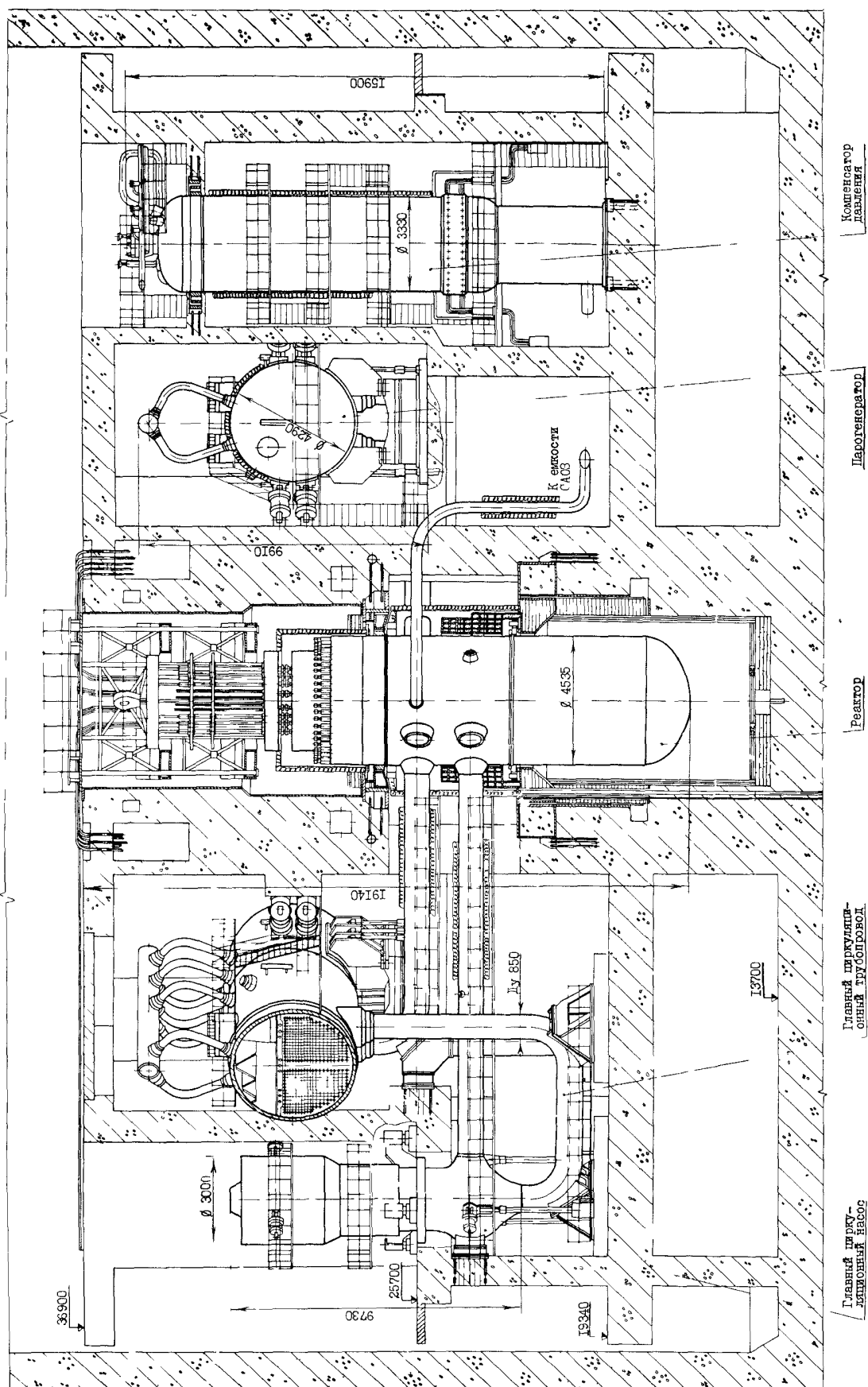


Рис. 12.17. Компонровка оборудования ГЦК реакторной установки с ВВЭР-1000

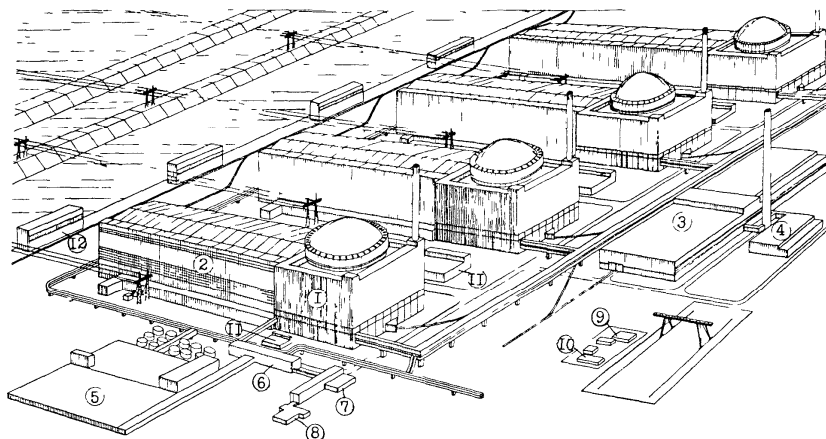


Рис. 12.18. Атомная электростанция с четырьмя серийными блоками ВВЭР-1000 (4х1000)

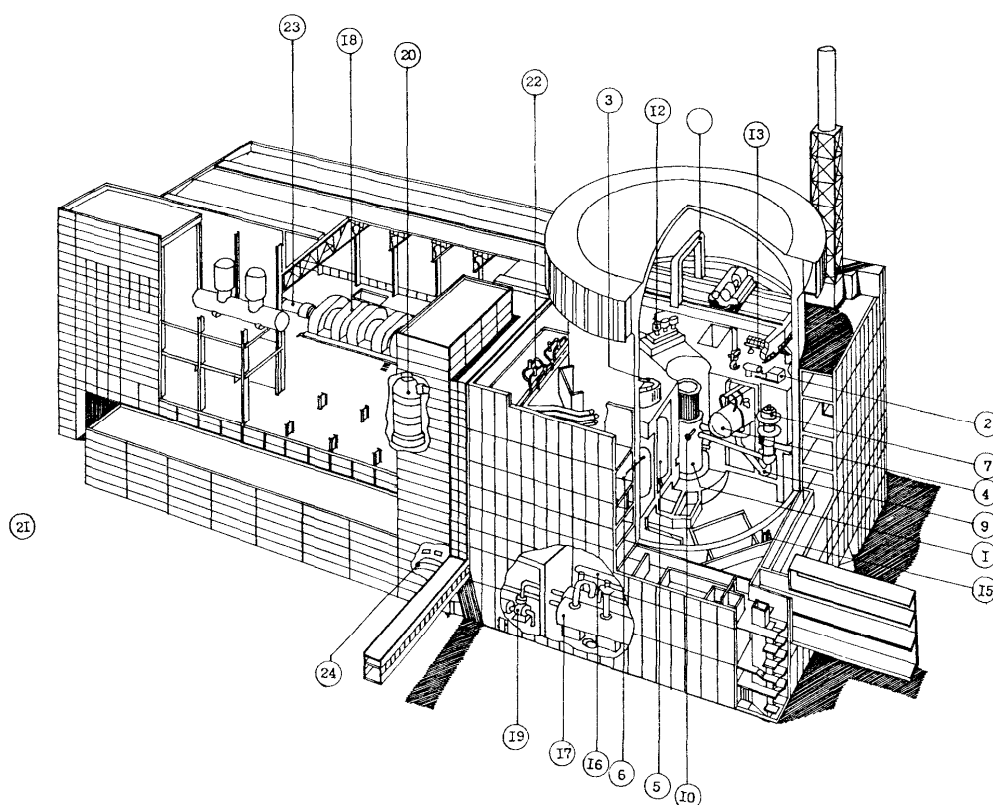


Рис. 12.19. Главный корпус серийного блока АЭС с ВВЭР-1000 (аксонометрия):

1–реактор; 2 – станки для ремонта реактора и парогенераторов; 3 – гайковерты; 4 – парогенераторы; 5 – компенсатор давления; 6 – ГЕ САОЗ; 7 – ГЦН; 9 – ГЦК; 10 – трубопроводы высокого давления; 11 – Краны мостовые, круговые; 12 – перегрузочная машина; 13 – ТТО; 15 – оборудование биологической защиты; 16 – теплообменное оборудование; 17 – оборудование спецводоочистки; 18 – турбогенератор; 19 – насосы; 20 – СПП; 21 – РДЭ; 22 – спецарматура; 23 – возбудитель; 24 – КИП и А.

Предварительное напряжение определяется исходя из возможных потерь напряжения в течение длительной эксплуатации, но несмотря на это предусматривается возможность контроля напряженности арматуры в эксплуатационный период и подтяжка пучков в случае необходимости. Кроме напрягаемых пучков оболочка армируется ненапрягаемой конструктивной арматурой для восприятия температурных усилий и местных концентраций напряжений.

Оболочка выполнена в форме цилиндра, соединенного с плоским днищем и перекрытого куполом. Радиус кривизны купола выбран в 1,5 раза больше радиуса цилиндра, так как при таком соотношении радиусов вертикальные усилия в цилиндрической части оболочки и возникающие при внутреннем давлении в куполе могут быть восприняты предварительно напряженной арматурой одного сечения. Высота цилиндрической части 68 м, внутренний диаметр цилиндрической части 45 м. Толщина стен (1,2 м) и купола (1,0 м) принята из условий биологической защиты, размеры удовлетворяют также условиям прочности.

Сопряжение цилиндра с куполом выполняется в виде кольца, в котором заанкеривается напрягаемая арматура. Цилиндр с днищем соединен жестко, с внутренней стороны зона соединения усилена вутом.

Для цилиндрической части оболочки, в отличие от широко распространенного в мировой практике ортогонального армирования, принято геликоидальное, при котором арматурные пучки, идущие навстречу друг другу по винтовой линии под углом $35^{\circ} 15'$ к горизонтальной плоскости, обеспечивают создание необходимого обжатия по вертикали и горизонтали (рис. 20).

Купол напрягается двумя группами арматурных пучков, которые в плане располагаются под углом 90° друг к другу. Траектория каждого пучка лежит в плоскости, перпендикулярной к поверхности купола.

Для обеспечения герметизации оболочки предусмотрена внутренняя металлическая облицовка, используемая при бетонировании в качестве опалубки. Облицовка выполняется из листовой углеродистой стали толщиной 8 мм, защищенной от коррозии металлизированным слоем алюминия с уплотнением пор эпоксидным покрытием. Плотность швов обеспечивается специальными нащельниками. К бетону облицовка крепится с помощью приваренных к листу уголков с анкерами.

Цилиндрическая часть оболочки возводится на всю высоту из крупно-размерных пространственных армоблоков массой до 20 т полной заводской готовности с заранее установленными металлической облицовкой и закладными технологическими деталями.

Бетонирование предусмотрено в скользящей опалубке, для чего создана конструкция односторонней опалубки, обеспечивающей непрерывность работ по всему периметру.

Для сооружения купола разработана конструкция с установкой временной поддерживающей верхней арки, позволяющей вести возведение купола независимо от мостового крана, монтирующего оборудование. К центру арки подвешивается круговой монтажный мост (рис. 21), предназначенный для

выполнения сварочных и других строительно-монтажных работ по куполу. На эту же центральную опору арки опираются концы стальных секторов с облицовкой, которые после замыкания образуют единый купол. Бетонируется первый слой купола толщиной 350 мм. Затем после раскладки арматурных пучков и конструктивной арматуры купол бетонируется на всю толщину.

После бетонирования оболочки осуществляется протягивание арматурных пучков через каналообразователи и многоступенчатое групповое их натяжение до усилия 10 МН. Для механизации этих работ разработаны специальные манипуляторы.

Оболочка для контроля за ее состоянием и работой в период строительства, предпусковых испытаний и эксплуатации оснащена контрольно-измерительными приборами.

Вопросы для самоконтроля

1. Критерии оптимальности варианта размещения АЭС.
2. Чем определяется необходимость сооружения АЭС?
3. Чем руководствуются при выборе типа электростанции?
4. Чем определяется эффективность использования установленной мощности АЭС?
5. Перечислите требования, которые предъявляются при оценке возможности строительства АЭС?
6. Что такое санитарно-защитная зона, как определяются ее размеры, как используется территория СЗЗ?
7. Какое значение при выборе площадки строительства АЭС уделяется техническому водоснабжению?
8. Перечислите требования, предъявляемые при выборе площадки строительства АЭС.
9. При каких условиях запрещено размещение АЭС?
10. Что такое инженерные изыскания и для чего они проводятся?
11. Перечислите виды инженерных изысканий и дайте характеристику каждому?
12. Что такое стадии проектирования, сколько стадий проектирования существует при проектировании АЭС?
13. Что такое ситуационный план, что на нем изображено, его масштаб, на какой стадии проектирования его составляют?
14. Что такое схема генерального плана, что на ней изображено, в каком масштабе и на какой стадии проектирования ее составляют?
15. Что такое генеральный план, что на нем изображено, в каком масштабе и на какой стадии его составляют?
16. Перечислите здания и сооружения АЭС основного производственного назначения.
17. Перечислите здания и сооружения АЭС подсобно-производственного и вспомогательного назначения.
18. Перечислите основные требования, которым должны отвечать здания АЭС.
19. Чем определяются форма и размеры зданий АЭС?
20. Что такое главный корпус АЭС? Из каких частей (элементов) он состоит? Что размещено в каждом из этих элементов?
21. В чем смысл проектирования АЭС по блочному принципу? Что входит в состав блока АЭС?

22. Что такое наблюдаемая зона? Для чего она устанавливается?
23. Что такое контролируемая зона строгого режима, неконтролируемая зона свободного режима? Для чего они устанавливаются? Как происходит перемещение людей и грузов из одной зоны в другую?
24. Принципы унификации при сооружении зданий АЭС:
 - Пролеты зданий и сооружений;
 - Шаг колонн каркасов зданий;
 - Высота многоэтажных производственных зданий;
 - Внутренние размеры помещений радиоактивного контура;
 - Ширина и высота эвакуационных дверей наземной и подземной частей зданий;
25. Особенности компоновки главного корпуса АЭС с ВВЭР (1 и 2 очередь Нововоронежской АЭС).
26. Особенности компоновки главного корпуса АЭС с ВВЭР-440 (на примере 3 очереди Нововоронежской АЭС).
27. Особенности компоновки главного корпуса первого блока АЭС с реактором ВВЭР-1000 (на примере 5 блока Нововоронежской АЭС).
28. Компоновка главного корпуса АЭС с ВВЭР-1000 по модульному принципу.
29. Защитная оболочка реакторного отделения АЭС с ВВЭР-1000: конструкция цилиндрической части, купола, предварительное напряжение бетонной части ЗО. Герметизация защитной оболочки.
30. Основы организации вентилирования необслуживаемых, полубслуживаемых и обслуживаемых помещений контролируемой зоны строгого режима.
31. Каковы отличия в проектах блоков АЭС с ВВЭР-1000 Нововоронежской АЭС, 1-го блока ЮУ АЭС (малая серия, проект 302), и серийного блока (проект 320)?

13. МОДЕРНИЗАЦИЯ, РЕКОНСТРУКЦИЯ И СНЯТИЕ С ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭБ АЭС

13.1. Состояние атомной энергетической отрасли Украины

Оценки запасов ядерного топлива в земной коре и водах океанов даже при пессимистических предположениях о возможном его извлечении показывают, что в ближайший период времени производство атомной энергии будет вестись без ресурсных ограничений.

Выход атомной энергетики на лидирующие позиции в производстве энергии будет происходить медленно. Истощение дешевых месторождений угля, нефти и газа приведет к снижению их использования и необходимости введения в энергетику более мощного энергетического ресурса. Атомная энергия обладает неограниченными ресурсами топлива, высокой энергоемкостью, возможностью высокой концентрации отходов энергетического производства. Атомная энергетическая технология обладает коммерческой конкурентоспособностью и достаточно проработанной технической безопасностью, что делает ее лидером в обеспечении потребностей энергетики в ближайшем будущем. Но увеличение доли атомной составляющей в общем объеме производства энергии не может произойти в короткий срок в силу инерции развития производства. Поэтому длительное время будут сосуществовать несколько технологий получения энергии.

В настоящее время перед ядерной энергетикой Украины стоят совершенно простые, но требующие пристального внимания задачи. Необходимо сохранить и поставить на новый уровень имеющуюся национальную базу для организации обеспечения безопасной эксплуатации и развития ядерной энергетики. Основными направлениями развития атомной отрасли Украины на ближайшие годы должны стать следующие:

- повышение безопасности действующих энергоблоков;
- продление проектного срока эксплуатации действующих блоков на основе переоценок безопасности;
- определение остаточного ресурса и осуществление мер по повышению безопасности и управлению процессами старения систем и оборудования, важных для безопасности;
- разработка и внедрение технологий снятия с эксплуатации энергоблоков Чернобыльской и других АЭС, включая преобразование объекта «Укрытие» в экологически безопасную систему;
- создание системы обращения с РАО;
- создание системы контролируемого хранения отработавшего ядерного топлива.

Повышение безопасности эксплуатации действующих энергоблоков является одной из главных задач при реализации национальной ядерно-энергетической программы. Выполнение мероприятий по повышению безопасности осуществлялось на основе результатов всестороннего анализа имеющихся

проблем безопасности, идентифицированных и распределенных на категории в соответствии с рекомендациями МАГАТЭ, с учетом опыта эксплуатации украинских и зарубежных энергоблоков, а также согласно установленным приоритетам.

Продление срока эксплуатации действующих АЭС – предмет обсуждения во многих странах. Причиной этого является возможность увеличения на 20-40 % выработки электроэнергии на работающих мощностях без больших дополнительных капитальных вложений. Для некоторых стран это один из способов обойти запрет на строительство новых атомных станций.

За рубежом планомерно работают над продлением срока службы своих АЭС. Так, три японские компании продлевают срок службы энергоблоков, отработавших по 30 лет. В США еще в 1997 г. картина для выживания ядерной энергетики была совершенно безрадостной. Предсказывали безвременную кончину половины парка ядерных энергетических реакторов. Для предотвращения этого процесса перед ядерным регулирующим органом США (NRC) была поставлена задача продления лицензий эксплуатации АЭС. Ядерные блоки в США первоначально были лицензированы на 40 лет, а продленная лицензия разрешает дополнительные 20 лет эксплуатации, причем при продлении лицензии существенное внимание уделяется проверке адекватности программ лицензиата по управлению старением оборудования. На данный момент в США 26 лицензий уже продлены. Продление лицензий на эксплуатацию блоков АЭС поможет сделать временной запас для ввода в эксплуатацию новых энергетических мощностей и создать финансовые ресурсы для реализации процесса снятия с эксплуатации энергоблоков, отработавших свой ресурс.

Не осталась в стороне от этого процесса и Украина, положение которой требует искать возможности ограничения или отказа от сооружения замещающих мощностей взамен подлежащих выводу из эксплуатации энергоблоков с реакторами ВВЭР. В настоящее время ведутся разработки методик, связанных с определением возможности продления срока службы, развиваются концептуальные подходы, модернизируются оборудование и системы безопасности, обследуется оборудование на предмет возможности его дальнейшего использования. Поэтому первоочередным шагом в вопросе дальнейшего существования и развития атомной энергетической отрасли Украины является вложение средств в модернизацию оборудования действующих АЭС с продлением, где это будет возможно, проектного ресурса работы.

Для решения этих вопросов на системной основе распоряжением Кабинета Министров Украины в мае 2004 г. утверждена «Комплексная программа работ по продлению срока эксплуатации действующих энергоблоков АЭС». В программе определены необходимые мероприятия, установлена приоритетность работ, содержится оценка необходимых для ее выполнения ресурсов и, в частности, объемы, порядок и сроки выполнения мероприятий, необходимых для обеспечения продления срока эксплуатации энергоблоков АЭС.

С точки зрения роли атомной энергетики в мировой энергетической системе выделяются следующие основные ее проблемы:

- ядерная безопасность и, прежде всего, безопасность персонала и населения при эксплуатации атомных объектов;
- экологическая безопасность при обращении с РАО;
- вывод ядерных установок из эксплуатации;
- обеспечение нераспространения материалов, потенциально пригодных для изготовления ядерного оружия;
- подтверждение экономической конкурентоспособности атомной энергетики по сравнению с энергетикой на органическом топливе;
- общественная приемлемость атомной энергетики.

Разнообразие признаков и условий атомной энергетики определяет необходимость наряду с совершенствованием ныне действующих реакторов проводить поиск и строительство реакторов нового поколения. Предпочтение при выборе направлений новых разработок должны иметь предложения, которые вносят новое качество в решение проблем атомной энергетики будущего. Исходя из существующего экономического состояния страны и учитывая прогноз на ближайший период времени, Украине, по всей видимости, предпочтительней развивать атомную энергетику путем строительства однотипных реакторных установок. Конкретный тип реакторной установки для размещения на территории Украины должен быть определен специально уполномоченной компетентной комиссией с проведением анализа всех особенностей. При проведении такого анализа в первую очередь должно отдаваться предпочтение реакторам с высоким уровнем безопасности, а также возможности использования производственных мощностей и технологических процессов, имеющихся в Украине. При этом вводить новые атомные энергетические мощности необходимо на существующих в стране площадках АЭС путем замещения установок, выработавших свой ресурс. При таком подходе происходит существенное снижение затрат, так как используется уже существующая инфраструктура и имеющийся квалифицированный персонал. Такой же подход необходимо использовать на площадке Чернобыльской АЭС, энергоблоки которой уже остановлены и ведутся работы по снятию их с эксплуатации.

13.2. Проблемы и перспективы развития АЭ Украины

АЭС с мощными энергоблоками будут сооружаться в развитых странах, владеющих обширными территориями, и в промышленных регионах, нуждающихся в большом количестве энергоресурсов. Для Украины сооружение новых АЭС большой мощности в ближайшие десятилетия ограничивается финансовыми возможностями, поскольку рассчитывать на заметное участие коммерческого капитала не приходится вследствие длительных сроков окупаемости затрат на сооружение АЭС и неопределенности развития экономики страны. Более оптимистичный прогноз участия инвестиционного капитала для малой атомной энергетики - если будут найдены проектные и организационные решения, обеспечивающие приемлемые технико-экономические характеристики, включая сроки окупаемости затрат.

Атомная энергетика требует демонстрации нового, более высокого уровня безопасности, который должен быть воспринят обществом. Это требование относится ко всем элементам топливного цикла: атомной станции, реактору, ОЯТ, хранению, транспортировке, переработке и захоронению РАО.

Обращение с РАО, образовавшимися при работе реакторов и переработке ОЯТ, и их безопасное захоронение являются основной незакрытой проблемой ядерной энергетики.

Имеющиеся в настоящее время технические решения концентрации отходов и дальнейшего их преобразования в керамические формы или стекло могут обеспечить захоронение РАО в стабильных геологических структурах, однако требуется еще значительная работа по доказательству устойчивости к внешним воздействиям и безопасности подготовленных к длительному захоронению отходов.

В Украине эта проблема пока только рассматривается с теоретической точки зрения. Нерешенные проблемы обращения с РАО и ОЯТ вызывают в обществе негативное отношение к развитию атомной энергетики. Принципиальная решаемость этих проблем не вызывает сомнения, однако достижение практических технических решений сдерживается недостаточными вложениями и трудностью практических доказательств надежности длительного захоронения отходов. Осознание обществом необходимости и приемлемости атомной энергетики произойдет лишь после решения проблем ядерного топливного цикла, связанных с выбором и обоснованием технологии обращения с РАО.

С технической точки зрения продление срока службы – это комплекс мероприятий по поддержанию или повышению безопасности АЭС, обеспечению работоспособности и долговечности основных элементов, систем и блока в целом при минимизации эксплуатационных затрат. На основе обследования технического состояния элементов, систем и конструкций блока вначале обосновывается техническая возможность продолжения эксплуатации с учетом установленного уровня безопасности за пределами назначенного срока службы так называемых незаменяемых элементов, которые не являются одинаковыми для различных типов реакторов.

Одновременно с проведением оценки технической возможности продления ресурса проводится оценка обеспечения безопасной эксплуатации энергоблока АЭС за пределами назначенного срока службы, которая заканчивается разработкой отчета по анализу безопасности. В случае получения положительных оценок разрабатываются компенсирующие мероприятия, которые должны быть реализованы для обеспечения необходимого уровня безопасности.

Но стоимость внедрения компенсирующих мероприятий может привести к существенным затратам, при которых дальнейшая эксплуатация блока станет нецелесообразной. Поэтому наряду с обеспечением установленного уровня безопасности, определением технической возможности продолжения эксплуатации необходим третий ключевой элемент в рамках управления сроком службы – расчет экономической эффективности дальнейшей эксплуатации блока. И только после проведения всех вышеуказанных оценок можно принимать решение о проведении работ по реконструкции энергоблока и внедрении ме-

роприятий по повышению безопасности. В случае же получения отрицательных оценок принимается решение о снятии энергоблока с эксплуатации.

Схема принятия решения о продлении срока эксплуатации энергоблока АЭС либо снятии его с эксплуатации приведена на рис. 2.1.

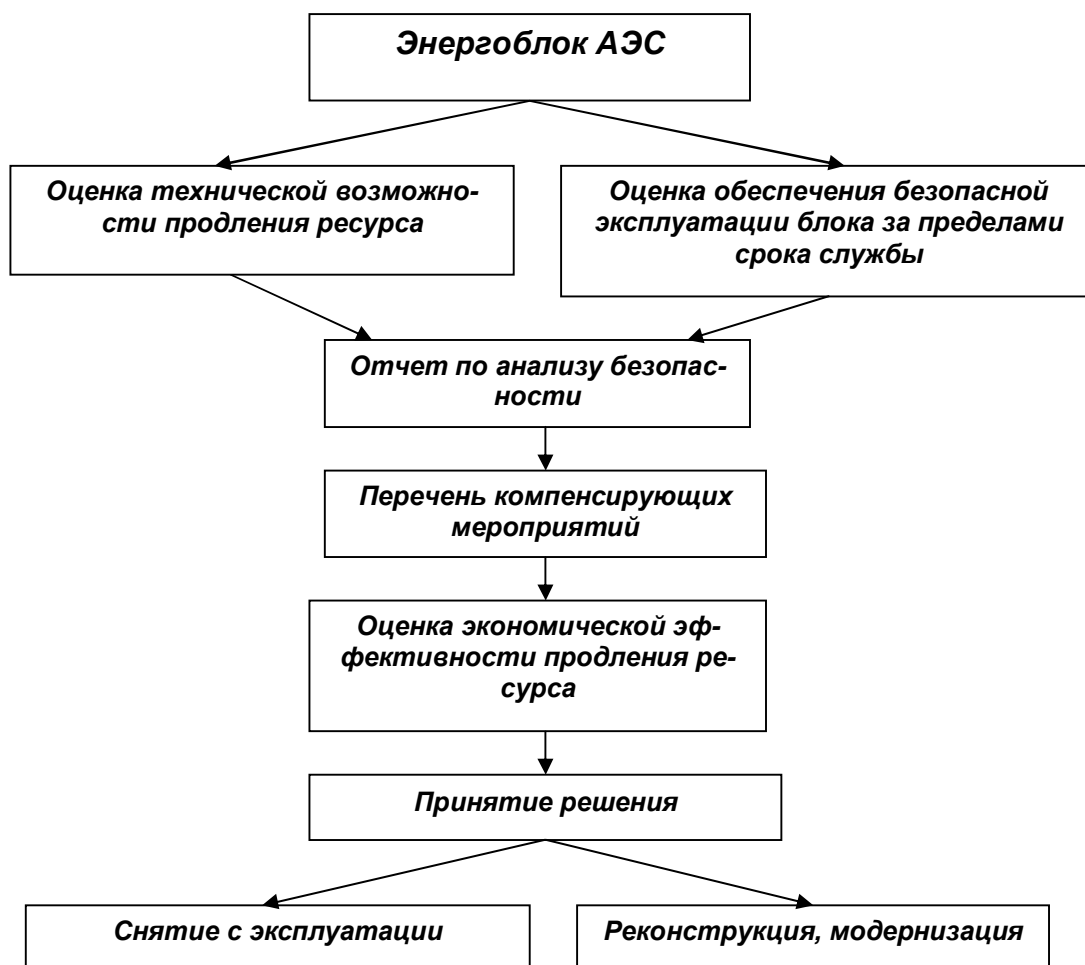


Рис. 13.1. Схема принятия решения о продлении срока эксплуатации энергоблока АЭС или снятия его с эксплуатации

Проблема останова и вывода энергоблоков из эксплуатации становится все более актуальной для многих стран. Общее количество энергоблоков с продолжительностью эксплуатации 21-25 лет составляет 23 % (71 блок), более 25 лет – 15 % (47 блоков). В США, Великобритании и Швеции количество энергоблоков с продолжительностью эксплуатации 21-25 лет составляет 50-57 %. Энергетические компании, владеющие энергоблоками АЭС, у которых заканчиваются сроки действия лицензий на их эксплуатацию, должны сделать выбор между выводом АЭС из эксплуатации или возобновлением лицензии на их дальнейшее использование. Неопределенность в подготовке мест захоронения РАО и неуверенность общества в вопросах безопасности продления ресурса делают более вероятным вывод многих энергоблоков АЭС из эксплуатации, чем возобновление лицензии на ее продолжение.

В настоящее время общее количество остановленных энергоблоков во всем мире приближается к 100. Наибольшее количество энергоблоков (22) остано-

лено или выведено из эксплуатации в США. Далее следуют Германия (13), Великобритания и Россия (по 11), Франция (10).

Таким образом, проблема останова и вывода энергоблоков АЭС из эксплуатации является актуальной для мировой атомной энергетики. Из всего множества остановленных в разных странах энергоблоков выведена из эксплуатации только небольшая их часть. Останов многих энергоблоков происходит раньше проектного срока, который составляет 30-40 лет. Средний срок эксплуатации остановленных энергоблоков составляет около 20 лет.

Темпы останова энергоблоков АЭС и вывода их из эксплуатации в ближайшие годы могут существенно увеличиться из-за роста количества энергоблоков с большими сроками эксплуатации по техническим, экологическим, общественно-политическим и другим причинам.

Таблица 13.1

Перечень АЭС Украины

Действующие энергоблоки				
Название АЭС	Номер ЭБ	Эл. Мощность, МВт	Тип реактора	Дата ввода в эксплуатацию (прекращения эксплуатации)
Запорожская	1	1000	В-320	Декабрь 1984 г.
	2	1000	В-320	Июнь 1985 г.
	3	1000	В-320	Декабрь 1986 г.
	4	1000	В-320	Декабрь 1987 г.
	5	1000	В-320	Август 1989 г.
	6	1000	В-320	Октябрь 1995 г.
Южно-Украинская	1	1000	В-302	Декабрь 1982 г.
	2	1000	В-338	Январь 1985 г.
	3	1000	В-320	Сентябрь 1989 г.
Ровенская	1	420	В-213	Декабрь 1980 г.
	2	415	В-213	Декабрь 1981 г.
	3	1000	В-320	Декабрь 1986 г.
	4	1000	В-320	Октябрь 2004 г.
Хмельницкая	1	1000	В-320	Декабрь 1987 г.
	2	1000	В-320	Август 2004 г.
Остановленные энергоблоки				
Чернобыльская	1	1000	РБМК-1000	13 ноября 1996 г.
	2	1000	РБМК-1000	11 октября 1999 г.
	3	1000	РБМК-1000	15 декабря 2000 г.
	4-«Укрытие»	Разрушенная реакторная установка РБМК-1000		26 апреля 1986 г.

Национальная экономика Украины в конце 90-х гг. XX столетия характеризовалась спадом производства, нехваткой бюджетных средств и другими неблагоприятными факторами. Закрытие Чернобыльской АЭС не только не приостанавливало эти процессы, но еще более их усиливало, потому что энергетиче-

ская система лишалась энергоблоков, вырабатывающих значительную часть электроэнергии в энергетическом балансе страны. Кроме того, остановленная Чернобыльская АЭС полностью перешла на финансирование из государственного бюджета, который и без того имеет серьезные проблемы. В государстве существует дефицит средств для проведения работ по снятию с эксплуатации, переработке и захоронению РАО и ОЯТ. Тем не менее, Украина, в соответствии со взятыми на себя обязательствами, в 1996 г. остановила 1-й энергоблок. Правительство Украины 15 марта 1999 г. приняло постановление о досрочном снятии с эксплуатации 2-го энергоблока, находящегося в режиме восстановительного ремонта после пожара на турбогенераторе в 1991 г., а 15 декабря 2000 г. был остановлен 3-й блок - последний работающий блок Чернобыльской АЭС. На момент закрытия Чернобыльской АЭС существовало два диаметрально противоположных представления о проблемах снятия с эксплуатации энергоблоков. Одно из них основывалось на том, что после остановки реактора и отключения турбогенераторов от сети не останется серьезных проблем, требующих пристального внимания; другое включает необоснованно завышенные требования, вовлекающие в решение этой задачи колоссальные материальные, моральные и человеческие ресурсы. Интересы многих людей оказались тесно переплетенными вокруг этих крайностей, и поэтому проблема приобрела скорее политическую, нежели научную или техническую окраску. Проблема вышла за пределы внутригосударственного уровня и стала проблемой мировой значимости. К ней подключаются все более высокие инстанции как в Украине, так и за ее пределами. Руководители и политические лидеры, спекулируя на проблеме Чернобыльской АЭС, все более политизируют эту проблему и рассматривают ее в отрыве от технического, инженерного и экономического решений.

Для принятия конкретных технических решений по снятию с эксплуатации обязательно необходимо полное изучение технического состояния оборудования, зданий, территории промышленной площадки, коммуникационных и других систем. Это необходимо для того, чтобы ограничить необоснованное расширение объема предстоящих работ, особенно наиболее трудоемких. Обычно к моменту снятия с эксплуатации АЭС оборудование, системы, здания и сооружения имеют значительный износ, и это требует принятия дополнительных решений.

Актуальность и сложность задач, связанных с выводом из эксплуатации энергоблоков АЭС, наличие специфических факторов и обстоятельств требуют проведения комплекса следующих научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ:

- разработка концептуальных и стратегических документов, обосновывающих вывод из эксплуатации каждой реакторной установки с учетом конструктивных особенностей, состояния на момент прекращения работы, места расположения, радиологических и других условий;
- выбор критериев для оптимизации работ по финансовым, материальным, трудовым затратам, дозовым нагрузкам, количеству радиоактивных отходов, числу и сложности оборудования для демонтажа и другим показателям;

- разработка технико-экономического обоснования и проектов снятия с эксплуатации;
- создание системы обращения с ОЯТ и РАО;
- обоснование безопасности работ по выводу из эксплуатации.

13.3. Модернизация и реконструкция действующих ЭБ АЭС

Эксплуатируемые в настоящее время в Украине энергоблоки были построены по проектам шестидесятых, семидесятых и восьмидесятых годов, разработанным на основе действовавших в то время НД и отвечавшим требованиям безопасности на тот период времени.

С учетом накопленного опыта эксплуатации, а также анализа причин и последствий аварий на станции "Три Майл Айленд" и Чернобыльской АЭС, требования к обеспечению безопасности АС существенно изменились.

По этой причине для обеспечения безопасной эксплуатации АЭС всех поколений разработаны и находятся в процессе реализации мероприятия по повышению надежности и безопасности их работы с учетом состояния и особенностей каждого конкретного ЭБ.

В первую очередь выполнен анализ каждого из действующих ЭБ на соответствие современным требованиям безопасности (ОАБ), а также оценен реальный уровень их безопасности. При оценке безопасности ЭБ АЭС с разными типами реакторных установок использовалась методология экспертов МАГАТЭ, примененная для анализа безопасности АЭС с реакторами ВВЭР-440 (В-213). В основу идентификации недостатков и отступлений от требований современных НТД для этой серии ЭБ легли общепризнанные принципы и нормы безопасности, такие как нормы и руководящие принципы и рекомендации МАГАТЭ, NUSS и INSAG, а также опыт экспертов из разных стран мира. В качестве основного критерия оценки значимости для безопасности того или иного несоответствия выбрана *оценка состояния глубоко эшелонированной защиты*.

К настоящему времени завершен анализ каждого из действующих ЭБ и разработаны корректирующие меры, направленные на повышение безопасности в рамках планов и графиков технического перевооружения и модернизации АЭС, разработанных ГП НАЭК «Энергоатом». Основными целями реконструкции и модернизации ЭБ АЭС являются устранение отступлений от современных требований по безопасности и обеспечение эксплуатации ЭБ всех поколений на приемлемом уровне безопасности вплоть до их планового снятия с эксплуатации.

Положительные выводы, полученные в результате всесторонней оценки безопасности, согласуются с выводами экспертов международных миссий по оценке безопасности на украинских АЭС. По мнению экспертов уровень эксплуатационной безопасности АЭС Украины является приемлемым и по ключевым направлениям отвечает международной практике. Ситуация сегодня существенно отличается в лучшую сторону по сравнению с ситуацией на момент проведения аналогичных миссий в 1990 г. Улучшена подготовка персонала.

Повсеместно используются полномасштабные тренажеры, современные методики обучения персонала, лицензирование персонала. Успешно внедряются передовые технологии и методики для углубленной оценки безопасности АЭС Украины (ВАО).

Недостатки и слабые места в проекте, выявленные по результатам оценки безопасности, легли в основу мероприятий по их устранению. Эти вопросы решаются в рамках реализации Программы по модернизации и повышению безопасности энергоблоков АЭС, которая была сформирована по результатам углубленной оценки безопасности.

Основные работы и мероприятия по реконструкции и модернизации действующих АЭС сводятся к решению следующих задач.

Первое поколение ЭБ АЭС с ВВЭР-440/213 (I и II блоки Ровенской АЭС)

Планами реконструкции, которые были сформулированы и одобрены на специальном совещании во время ППР 2005, предусмотрено (без остановки ЭБ на реконструкцию) выполнить:

- 1) внедрение дополнительной системы аварийной подпитки ПГ по второму контуру от дизель-насосов;
- 2) модернизацию системы электроснабжения собственных нужд и системы надежного питания;
- 3) реконструкцию системы технического водоснабжения ответственных потребителей (включая сооружение дополнительной насосной станции);
- 4) внедрение системы сброса давления и очистки выбросов из гермообъемов системы локализации аварий, включая систему аварийного удаления водорода из гермообъема.

ЭБ АЭС с ВВЭР-1000 ("малая серия") (I и II блоки Южноукраинской АЭС)

Проекты "малой серии" АС с ВВЭР-1000 являются первыми в Украине разработками ЭБ с ВВЭР-1000, и по принятым техническим решениям и безопасности они, в основном, соответствуют нормам и требованиям, предъявляемым к АЭС с ВВЭР второго поколения. Мероприятиями по реконструкции и модернизации ЭБ с ВВЭР-1000 "малой серии" предусмотрено:

- 1) внедрение современных автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП);
- 2) повышение надежности электроснабжения собственных нужд;
- 3) реконструкция ряда систем безопасности;
- 4) внедрение системы дожигания водорода в гермообъеме защитной оболочки.

ЭБ АЭС с ВВЭР-1000 третьего поколения (I–III блоки Запорожской АЭС, III ЭБ Ровенской с реакторами типа В-320).

По своему техническому уровню и уровню безопасности эти ЭБ, в основном, отвечают современным требованиям и соответствуют западным проектам АЭС с PWR. Однако действующие ЭБ Запорожской АЭС требуют проведения

работ по их усовершенствованию с целью приведения в соответствие с НТД, введенной после 1988 г. К таким работам относятся:

1) внедрение технических средств по управлению запроектными авариями (включая создание резервного пункта по управлению авариями);

2) замена оборудования, не соответствующего современным требованиям.

Модернизацию ЭБ Запорожской АЭС намечено выполнять во время проведения плановых ремонтов.

Результаты анализа безопасности введенных в эксплуатацию 2-го ЭБ Хмельницкой АЭС и 4-го ЭБ Ровенской АЭС позволяют планировать доведение уровня безопасности других украинских ЭБ до уровня безопасности указанных ЯЭУ.

Для оценки реального достигнутого уровня безопасности АЭС всех типов проводятся вероятностные анализы безопасности и ежегодно выпускаются отчеты по определению текущего уровня безопасности (ТУБ), в которых оценивается эффективность применяемых в рамках реконструкции технических мер.

13.4. Законодательные и нормативные требования при снятии с эксплуатации

Вопросы снятия с эксплуатации энергоблоков АЭС отражены в следующих законодательных актах Украины:

Закон Украины «Об использовании ядерной энергии и радиационной безопасности». Устанавливает порядок снятия с эксплуатации и ограничения эксплуатационных характеристик ядерных установок и объектов, предназначенных для обращения с РАО;

Закон Украины «Об обращении с радиоактивными отходами». Определяет основы государственной политики в сфере обращения с РАО, в том числе с РАО, образовавшимися при снятии с эксплуатации энергоблоков АЭС;

Закон Украины «О защите человека от воздействия ионизирующих излучений». Определяет права человека на возмещение ущерба, нанесенного воздействием ионизирующих излучений.

Кроме того, существует ряд документов, введенных регулирующим органом Украины, и регламентирующих процедуру проведения работ, нормы и стандарты, связанные с вопросами безопасности при снятии с эксплуатации:

«Нормы радиационной безопасности Украины» (НРБУ-97). Устанавливают систему принципов, критериев, нормативов и правил по обеспечению противорадиационной защиты и радиационной безопасности до приемлемых уровней облучения как отдельного человека, так и общества в целом, в том числе и при проведении работ по снятию с эксплуатации энергоблоков АЭС;

«Общие положения обеспечения безопасности при снятии с эксплуатации атомных электростанций и исследовательских ядерных реакторов» (ОПБ-СЭ). Устанавливают этапы снятия с эксплуатации АЭС, определяют порядок получения государственных разрешений (лицензий) на право проведения работ по снятию с эксплуатации;

«Положение по организации и проведению государственной экспертизы по ядерной и радиационной безопасности». Определяет перечень документов в области снятия с эксплуатации, подлежащих государственной экспертизе, и устанавливает порядок проведения экспертизы;

«Порядок освобождения радиоактивных отходов и побочных радиоактивных материалов от регулирующего контроля». Устанавливает критерии и порядок обеспечения безопасности при освобождении от регулирующего контроля радиоактивных отходов и побочных радиоактивных материалов.

Кроме этих документов на территории Украины действуют нормативно-технические документы, разработанные организациями бывшего Советского Союза и используемые на украинских АЭС:

«Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций» (СП АС-88). Регламентируют санитарно-гигиенические требования обеспечения радиационной безопасности персонала и населения, охраны окружающей среды при проектировании, строительстве, эксплуатации и снятия с эксплуатации АЭС;

«Правила радиационной безопасности при эксплуатации атомных станций» (ПРБ АС-89). Регламентируют радиационные и организационно-технические требования обеспечения радиационной безопасности персонала и населения, охраны окружающей среды при вводе в эксплуатацию, в процессе эксплуатации и снятия с эксплуатации энергоблоков АЭС;

«Санитарные правила обращения с радиоактивными отходами» (СПОРО-85). Устанавливают требования по обеспечению радиационной безопасности при сборе, временном хранении, транспортировке, переработке и захоронении РАО. Действуют за пределами площадки АЭС.

ОПБ-СЭ вводят следующие определения:

Снятие с эксплуатации – комплекс мероприятий после удаления ядерного топлива и прекращения эксплуатации установки, исключающий использование установки в целях, для которых она была построена, и обеспечивающий безопасность персонала, населения и окружающей природной среды.

Прекращение эксплуатации – заключительный этап эксплуатации установки, реализуемый после принятия решения о снятии ее с эксплуатации, в течение которого эта установка приводится в состояние, отвечающее отсутствию ядерного топлива на занимаемой ею территории или его нахождению в пределах этой территории только в хранилищах ОЯТ, которые предназначены для долгосрочного безопасного хранения.

Процесс снятия установки с эксплуатации делится на следующие этапы:

окончательное закрытие – этап снятия установки с эксплуатации, в течение которого она приводится в состояние, исключающее возможность использования данной установки в целях, для которых она была построена;

консервация – этап снятия установки с эксплуатации, в течение которого она приводится в состояние, соответствующее безопасному хранению на протяжении определенного периода находящихся в ней источников ионизирующих излучений (НИИ);

выдержка — этап снятия установки с эксплуатации, в течение которого она находится в законсервированном состоянии, соответствующем безопасному хранению находящихся в ней источников ионизирующих излучений;

демонтаж — этап снятия установки с эксплуатации, в течение которого находящиеся на установке источники ионизирующих излучений удаляются либо размещаются на территории в хранилищах РАО.

Деятельность по снятию с эксплуатации подлежит государственному регулированию и осуществляется на основе отдельных разрешений. Снятию установки с эксплуатации предшествует этап прекращения эксплуатации. Деятельность на этапе прекращения эксплуатации осуществляется в рамках лицензии на эксплуатацию установки, однако на реализацию этого этапа требуется отдельное разрешение регулирующего органа. Для получения такого разрешения эксплуатирующая организация должна предоставить следующие документы:

программу прекращения эксплуатации установки;

отчет по анализу безопасности;

изменения к технологическому регламенту эксплуатации установки.

В соответствии с современными требованиями национальных стандартов Украины еще на стадии проектирования ядерной установки необходимо разработать концепцию снятия ее с эксплуатации. Начальная концепция снятия установки с эксплуатации должна быть предоставлена эксплуатирующей организацией при подаче документов для получения лицензии на строительство. Концепция снятия установки с эксплуатации должна пересматриваться с учетом опыта ведения работ и получения новых знаний о проблеме.

Снятие установки с эксплуатации осуществляется в соответствии с одобренным регулирующим органом – проектом снятия с эксплуатации, который включает программу радиационной защиты, программу обращения с РАО, программу обеспечения качества, план мероприятий на случай радиационной аварии и план мероприятий по физической защите установки.

Лицензия на снятие с эксплуатации установки предусматривает получение отдельных разрешений на реализацию каждого этапа снятия установки с эксплуатации. Для получения такого разрешения эксплуатирующая организация должна предоставить:

проект реализации этапа снятия установки с эксплуатации;

отчет по анализу безопасности;

технологический регламент снятия установки с эксплуатации.

Для каждого этапа снятия установки с эксплуатации органами Государственного санитарного надзора должен быть оформлен санитарный паспорт установки. Санитарный паспорт должен содержать основные санитарные, радиационные и дозиметрические характеристики установки, снимаемой с эксплуатации, позволяющие определить уровень радиационной безопасности для персонала, населения и окружающей природной среды.

По завершению этапа прекращения эксплуатации установки, а также каждого этапа снятия установки с эксплуатации эксплуатирующая организация предоставляет в регулирующий орган отчет, содержащий информацию о проведенных на данном этапе работах. В отчете должны быть представлены дан-

ные о радиационном и других опасных воздействиях на персонал, население и окружающую природную среду и доказательства того, что установка приведена в запланированное проектом состояние.

Международное агентство по использованию атомной энергии (МАГАТЭ) представляет собой специализированную организацию в рамках системы Организации Объединенных Наций. Основная цель программы МАГАТЭ по проблеме снятия с эксплуатации состоит в активном содействии странам-участникам при снятии с эксплуатации ядерных объектов безопасным, своевременным и экономичным способом, а также в поддержании общих доз радиоактивного облучения ниже допустимых уровней. Для достижения этих целей МАГАТЭ приобщает к решению проблем другие международные организации, а также страны, имеющие значительный опыт в решении данной проблемы. Хотя МАГАТЭ не является регулирующей организацией, многие из его стандартов безопасности и процессуальных кодексов широко используются в регулирующих целях. Эти документы, кроме того, являются основой стандартов и норм во многих странах.

Процесс снятия с эксплуатации ЯЭУ является сложным многоэтапным процессом. В соответствии с рекомендациями МАГАТЭ существуют три варианта снятия АЭС с эксплуатации:

- *хранение АЭС под наблюдением;*
- *захоронение;*
- *ликвидация.*

Намечаемые этапы снятия АЭС с эксплуатации не обязательно означают непрерывную, выполняемую шаг за шагом процедуру: они могут выполняться в зависимости от подхода, принятого в конкретной стране, и зависят от экономических, социальных и общественных условий.

В настоящее время в большинстве стран принят примерно одинаковый подход к выводу из эксплуатации стационарных реакторных установок. Основные положения такого подхода при выборе вариантов представлены на рис. 13.2.

Вариант *«хранение под наблюдением»* предусматривает состояние, при котором реакторную установку и все остальные радиоактивные системы и оборудование консервируют, изолируют от внешней среды и поддерживают в безопасном состоянии с последовательной дезактивацией до уровня, позволяющего ее неограниченное использование в будущем. При осуществлении этого варианта возможно выполнение подготовительных работ, демонтаж, удаление чистого и низкоактивного оборудования с их последующей утилизацией и переработкой, перепрофилирование освобождаемых помещений, зданий и сооружений, последовательная переработка низкоактивных РАО, проведение частичной дезактивации и т. д.

В варианте *«захоронение»* наиболее опасные радиоактивные узлы, в том числе реактор, оборудование первого контура и др., заключают в оболочку, например, из бетона, и выдерживают до тех пор, пока в результате распада радионуклидов их излучение не достигнет приемлемого уровня. В этом варианте используется свойство самоликвидации активности в результате радиоактивно-

го распада. Также возможно выполнение работ по частичной дезактивации помещений, демонтажу и утилизации оборудования, находящегося вне герметичной зоны, и других видов деятельности, не приводящих к нарушению целостности указанных барьеров.

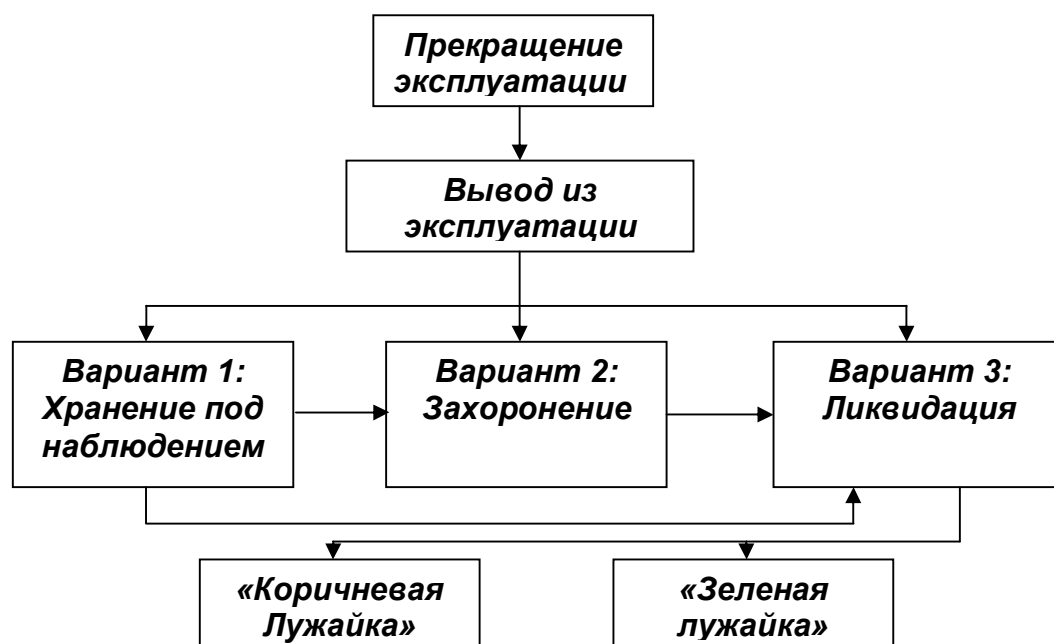


Рис. 13.2. Варианты вывода из эксплуатации реакторных установок

Вариант «ликвидация» подразумевает достижение возможных двух стадий конечного состояния реакторной установки. Освобождение площадки предусматривает демонтаж оборудования, зданий и сооружений, не предназначенных для дальнейшего использования, переработку и вывоз всех РАО с площадки реакторной установки и доведение площадки до состояния, пригодного для нужд ядерной энергетики, например, для строительства нового энергоблока или хранилища РАО. Такое состояние площадки называют «коричневая лужайка», и именно этот подход учитывает специфику и особенности как украинской, так и российской ядерной энергетики. К этим особенностям относятся: наличие на площадке значительного количества энергоблоков, выделение под строительство бросовых земель, поэтапный ввод и вывод из эксплуатации отдельных блоков, отсутствие национальных и региональных хранилищ РАО, наличие вблизи АЭС городов-спутников с населением 30-100 тыс. человек с развитой инфраструктурой, сложная общественно-политическая обстановка, недостаток финансовых ресурсов.

Состояние площадки в виде «зеленой лужайки» предусматривает демонтаж зданий и сооружений реакторной установки, переработку, упаковку и удаление радиоактивных и нерадиоактивных отходов, рекультивацию освободившейся территории для ее неограниченного дальнейшего использования. Отметим, что ликвидация может осуществляться после каждого из указанных вариантов в разной последовательности.

По окончании проектного срока службы ЭБ АЭС, кроме продления его, возможна также конверсия или использование зданий и сооружений АЭС по новому назначению, например, для организации полигона для отработки промышленной технологии, испытательной установки, тренажера для обучения персонала, музея.

Российская концепция снятия АЭС с эксплуатации соответствует основным положениям концепции МАГАТЭ. Она базируется на следующих принципах:

1. Снятие с эксплуатации отдельных ЭБ или АЭС в целом осуществляется после завершения проектного или уточненного ресурса работы, а также в случаях технической невозможности обеспечения дальнейшей безопасной эксплуатации.

2. При планировании снятия с эксплуатации ЭБ АЭС необходимо исходить из принципа реновации (полного восстановления) или замещения выбывающих энергомошностей новыми усовершенствованными и более безопасными ЭБ. Это позволит избежать снижения общей мощности действующих АЭС и перевести ядерную энергетику страны на более высокий уровень надежности и безопасной эксплуатации.

3. Максимально возможное полезное использование площадок АЭС, снимаемых с эксплуатации. Тем более, что многие площадки действующих АЭС (например, Нововоронежской, Кольской, Курской) имеют возможности для дальнейшего развития и сооружения новых современных ЭБ повышенной безопасности.

4. Максимально возможное использование зданий, сооружений и оборудования снимаемых с эксплуатации АЭС с целью расширения стендовой и испытательной базы ядерной энергетики для отработки проектно-конструкторских решений при создании новых ядерных энергетических установок и для выполнения научных исследований в области безопасности действующих и проектируемых АЭС.

5. Перепрофилирование снимаемых с эксплуатации ЭБ АЭС для их использования для других практических целей и в первую очередь в ядерной энергетике. В том числе необходимо рассматривать варианты возможного перевода ЭБ АЭС в режим работы атомных станций теплоснабжения или перепрофилирования АЭС в тепловые электростанции на органическом топливе с использованием отдельных зданий, сооружений и части традиционного энергетического и вспомогательного оборудования.

В соответствии с федеральными правилами США процедура вывода энергоблока из эксплуатации определена как безопасное прекращение его эксплуатации, уменьшение остаточной активности до уровня, который позволяет использовать стационарное оборудование без ограничений, и прекращение действия лицензии. В США реализуют три метода вывода энергоблоков из эксплуатации:

DECON немедленный демонтаж оборудования, удаление радиоактивных компонентов и материалов с площадки станции, дезактивация до такой степени, когда оборудование можно использовать на площадке без ограничений;

SAFSTOR растянутое во времени снижение активности элементов энергоблока после окончания его эксплуатации до уровня, позволяющего производить его безопасный демонтаж;

ENTOMB заключение радиоактивных структур энергоблока в бетон или в другой долгоживущий материал, проведение технического обслуживания и мониторинга этих структур до тех пор, пока радиация не снизится до уровня, допускающего обращение с ними без каких-либо ограничений.

Наиболее распространенным вариантом является **SAFSTOR**. По этому способу выведены из эксплуатации 10 энергоблоков.

По методу DECON из эксплуатации выведены 4 энергоблока.

По методу ENTOMB из эксплуатации выведены только две небольшие установки, принадлежащие Министерству энергетики США.

В Украине, как уже упоминалось ранее, на ЧАЭС находится 3 остановленных блока и объект «Укрытие».

Текущее состояние зоны отчуждения Чернобыльской АЭС и перспективы, связанные с преобразованием объекта «Укрытие», делают маловероятным доведение площадки станции до состояния «зеленой лужайки» в ближайшем будущем. Следовательно, упаковка части конструкций в стабильные материалы могла бы рассматриваться как жизнеспособная альтернатива для конечной стадии снятия с эксплуатации и позволить сократить профессиональное облучение и общую стоимость проекта. С другой стороны, принимая во внимание состояние системы обращения с РАО в Украине, создание комплекса обращения с РАО на площадке АЭС также может стать одним из жизнеспособных вариантов.

Так или иначе, но в Украине существует зона Чернобыльской АЭС. И эта зона будет существовать еще долгие десятилетия. Конечно же, при проведении дополнительных радиационных исследований можно уточнить и значительно уменьшить размеры зоны отчуждения, но в любом случае определенная часть территории зоны останется запретной на длительное время. Да и та часть территории зоны отчуждения, которую уже сейчас можно вернуть в хозяйственную деятельность, не очень-то и нужна. Во-первых, земли украинско-белорусского Полесья не обладают высокими плодородными качествами, и к тому же на территории Украины в настоящее время существует достаточное количество пустующих и гораздо более плодородных земель. Во-вторых, для создания работоспособной инфраструктуры на возвращаемых землях требуются большие капитальные затраты, которых в Украине сегодня нет, а старая инфраструктура практически полностью разрушена и не подлежит восстановлению. Да и вряд ли стоит ожидать массового добровольного возвращения жителей на территории, которые до настоящего времени относятся к радиоактивно загрязненным. Поэтому территорию зоны Чернобыльской АЭС необходимо использовать, и использовать именно для развития атомной энергетической отрасли Украины. На территории зоны находится мощная инфраструктура Чернобыльской АЭС. Ведется строительство комплексов по обращению с жидкими и твердыми РАО и ОЯТ. Эти комплексы предназначены для переработки и последующего хранения РАО, образовавшихся в процессе эксплуатации Черно-

быльской АЭС, и ликвидации последствий аварии 1986 г., а также отходов, которые будут образовываться в процессе ведения работ по снятию с эксплуатации энергоблоков ЧАЭС и преобразования объекта «Укрытие» в экологически безопасную систему. Но при определенной ситуации мощности этих комплексов можно расширить с целью переработки отходов всех АЭС Украины, а может быть, даже АЭС других стран. Сегодня этот подход вызывает сильное противодействие со стороны общественности Украины, но если начать целенаправленную плановую политику разъяснения экономической целесообразности использования существующей зоны для этих целей при условии соблюдения принципов экологической безопасности, то можно получить ощутимый положительный результат.

На площадке Чернобыльской АЭС необходимо активизировать работы по разработке и внедрению технологий снятия с эксплуатации ядерных установок, в том числе по преобразованию объекта «Укрытие» в экологически безопасную систему, отрабатывая их с целью применения данного опыта для других типов реакторов. Эти технологии и методы будут востребованы в будущем как в Украине, так и за ее пределами. Поэтому становится актуальным второе направление по использованию площадки Чернобыльской АЭС как полигона для разработки и внедрения новых технологий по снятию с эксплуатации и отработке методов и технологий ликвидации крупных техногенных аварий. Саму зону отчуждения было бы целесообразно переименовать в радиоэкологический заповедник, в котором ученые различных стран могли бы вести научные исследования воздействия ионизирующих излучений на объекты природной среды. Причем для этих целей нет необходимости постоянного присутствия самих ученых в зоне радиоактивного загрязнения. В городе Славутич создана и действует Международная радиоэкологическая лаборатория, оснащенная современным аналитическим лабораторным оборудованием, миссией которой является оказание поддержки любым ученым по исследованию радиоэкологии зоны отчуждения. В саму же зону исследователи имеют возможность выезжать только для отбора проб.

При благоприятной экономической ситуации в Украине необходимо рассматривать вопрос строительства блока АЭС нового поколения на Чернобыльской площадке. И это будет правильное государственное решение. Т.к. там имеется в наличии инфраструктура Чернобыльской АЭС, квалифицированный коллектив инженеров и рабочих, которые могут быть задействованы в развитии энергетической отрасли.

В Украине только ЧАЭС имеет опыт проведения Комплексного инженерного и радиационного обследования (КИОРО).

КИОРО – это комплекс организационно-технических мероприятий по обследованию оборудования, зданий, помещений, строительных конструкций и пр., с целью получения полной информации о техническом и радиационном состоянии ЭБ.

При проведении КИОРО создается база данных об инженерном и радиационном состоянии ЭБ, которая используется при разработке концепции, стратегии, программы прекращения эксплуатации, проекта снятия с эксплуатации,

ОАБ и другой документации, связанной со снятием ЭБ АЭС. Достигается это путем сбора и анализа информации о фактическом составе, радиационных и инженерных характеристиках оборудования, трубопроводов, помещений, конструктивных элементов, зданий и сооружений, а также прилегающей к блоку территории промплощадки.

Для организации и проведения КИОРО на АЭС назначается руководитель КИОРО – должностное лицо, наделенное соответствующими полномочиями.

Непосредственное проведение работ поручается рабочим комиссиям, создаваемым из представителей подразделений АЭС. Рабочие комиссии отвечают за проведение работ в соответствии с требованиями рабочей документации и за полноту и достоверность информации.

Перед проведением КИОРО разрабатывается необходимая документация, которая состоит из документов 3 уровней.

Документы первого уровня – руководство по проведению КИОРО и план-график проведения КИОРО (перечень технологических систем, перечень зданий, сооружений и помещений, перечень вскрываемого оборудования для проведения радиационного и химического обследования).

Документы второго уровня – рабочая документация: рабочие программы, методики проведения отдельных видов обследования, инструкции по наполнению базы данных.

Документы третьего уровня – отчетная документация, которая включает: заполненные карты обследования, отчеты по результатам обследования, инструкции по содержанию и использованию базы данных, итоговый отчет по КИОРО.

На основании данных отчета по КИОРО намечается вариант (варианты) снятия с эксплуатации.

В настоящее время нормативными документами требуется разработка концепции снятия с эксплуатации уже на стадии разработки проекта строительства блока. Этот документ в концептуальной форме отображает такие вопросы снятия с эксплуатации:

- очередность и продолжительность этапов снятия с эксплуатации, основные мероприятия на каждом этапе;
- комплекс основных мероприятий по обращению с РАО;
- планы использования в дальнейшем материалов и компонентов установки, а также территории, которую она занимает;
- оборудование и технологии, которые необходимы для снятия с эксплуатации;
- основные мероприятия по радиационной защите и мониторингу окружающей среды;
- основные мероприятия на случай радиационной аварии;
- основные мероприятия по физической защите установки;
- подготовка и привлечение персонала во время снятия установки с эксплуатации;
- финансовое обеспечение снятия с эксплуатации;
- основные мероприятия по обеспечению качества.

Концепция снятия с эксплуатации периодически пересматривается для учета новых данных о факторах, влияющих на снятие установки, а именно: состояние установки, развитие техники и технологии снятия с эксплуатации и обращения с РАО, о требованиях нормативных документов, о финансовом обеспечении, опыте снятия установки с эксплуатации, социальных аспектах и т.п.

Вопросы для самоконтроля

1. Дайте характеристику трем поколениям ЭБ АС, эксплуатируемым в настоящее время в Украине.
2. Назовите основной критерий оценки значимости для безопасности ЭБ АЭС.
3. Каковы мероприятия для повышения безопасности, необходимые для выполнения на ЭБ всех типов и поколений?
4. На каких принципах базируется концепция снятия ЭБ АЭС с эксплуатации?
5. Расскажите о мероприятиях по реконструкции и модернизации действующих ЭБ с ВВЭР-440.
6. Какие работы необходимо выполнить для удовлетворения современным нормам и требованиям по безопасности на ЭБ с ВВЭР-1000?
7. В чем состоит технологическая последовательность снятия с эксплуатации ЭБ украинских АЭС?
8. Чем отличаются варианты снятия ЭБ АЭС с эксплуатации?
9. Каково содержание работ, которое отражается в КИОРО?
10. Расскажите о целях и содержании технико-экономических исследований по прекращению эксплуатации ЭБ АС.
11. Какие работы выполняются на ЭБ АЭС после окончательной остановки РУ?

Литература

1. Маргулова Т.Х. Атомные электрические станции 5-е изд., М., ИздАТ, 1994 – 289 с.
2. Иванов В.А. Эксплуатация АЭС: Учебник для вузов.– СПб. Энергоатомиздат, Санкт-Петербургское отд.1994 – 384 с.
3. Острейковский В.А. Эксплуатация атомных станций: Учебник для вузов.–М.: Энергоатомиздат, 1999 – 928 с.
4. Тевлин С.А. Атомные электрические станции с ВВЭР-1000: Учеб. пособ. для вузов – 2-е изд. доп. М.: Издательский дом МЭИ, 2008 – с. 358

Учебное издание

Учебное пособие по дисциплине Атомные электрические станции для студентов специальности 8.090502 – Атомная энергетика.

Данное пособие предназначено для изучения дисциплины Атомные электрические станции студентами всех видов обучения, а также для выполнения курсовых проектов, курсовых работ и дипломных проектов и для прохождения всех видов практики.

Составитель: Владимир Степанович Киров

Одесский Национальный политехнический университет

65044 Одесса, пр. Шевченко, 1