

# СОДЕРЖАНИЕ

## Предисловие к пятому изданию

## Введение

### Глава 1. Энергетические ресурсы и производство электрической энергии

- 1.1. Основные показатели отечественной электроэнергетики
- 1.2. Энергетические ресурсы
- 1.3. График электрической и тепловой нагрузки
- 1.4. Энергетические системы

### Глава 2. Основы атомной энергетики

- 2.1. О составе ядерного горючего
- 2.2. Классификация атомных электростанций
- 2.3. Работа основного технологического оборудования АЭС

### Глава 3. Выбор параметров пара на АЭС с водным теплоносителем

- 3.1. Выбор начальных параметров пара
- 3.2. Термодинамические циклы паротурбинной установки в  $T, s$  - диаграмме
- 3.3. Выбор конечных параметров пара
- 3.4. Реальные процессы в паротурбинной установке и показатели тепловой экономичности АЭС
- 3.5. Тепловой баланс на АЭС и общая экономичность АЭС

### Глава 4. Регенеративный подогрев питательной воды

- 4.1. Предельный регенеративный цикл и реализация регенеративного подогрева в тепловых схемах АЭС
- 4.2. Тепловая экономичность паротурбинной установки с регенеративным циклом
- 4.3. Оптимальное распределение регенеративного подогрева по ступеням турбины АЭС и выбор числа подогревателей
- 4.4. Типы регенеративных подогревателей и схемы их включения
- 4.5. Материалы и конструкции ПНД и ПВД
- 4.6. Особенности регенеративных систем турбины АЭС

### Глава 5. Деаэрационная и питательная установка

- 5.1. Назначение деаэрационной установки
- 5.2. Основы термической деаэрации и ее схемное и конструктивное оформление
- 5.3. Выбор параметров работы деаэратора
- 5.4. Деаэрационные баки и схемы включения деаэраторов
- 5.5. Питательная установка

### Глава 6. Парогенераторная установка АЭС с ВВЭР

- 6.1. Теплотехнические схемы включения
- 6.2. Гидродинамическое совершенствование парогенераторной установки АЭС с ВВЭР
- 6.3. Водный режим парогенератора
- 6.4. Баланс расходов и примесей во втором контуре АЭС с ВВЭР
- 6.5. О развитии парогенератора АЭС с ВВЭР

6.6. Перспективы применения метода ступенчатого испарения для парогенераторной установки

## **Глава 7. Реакторная установка с водным теплоносителем**

7.1. Тенденции развития реакторной установки с водным теплоносителем

7.2. Требования к повышению надежности и безопасности атомной электростанции

7.3. Главный циркуляционный насос

7.4. Система компенсации давления в контуре ВВЭР

7.5. Система обеспечения безопасности

7.6. Система байпасной очистки реакторной воды

7.7. Вспомогательные системы реакторной установки

7.8. О перспективах развития реакторов с водным теплоносителем для двухконтурной АЭС

## **Глава 8. Паротурбинная установка АЭС с водным теплоносителем**

8.1. Особенности паротурбинной установки на насыщенном паре

8.2. Развитие турбины насыщенного пара

8.3. Выбор разделительного давления между ЦСД и ЦНД и температуры промежуточного перегрева

8.4. Особенности работы турбинной установки на радиоактивном паре

8.5. Об очистке сепарата на одноконтурной АЭС с РБМК

## **Глава 9. Конденсационная установка**

9.1. Задачи и основные элементы конденсационной установки и выбор вакуума в конденсаторе

9.2. Отсос парогазовой смеси из парового объема конденсатора

9.3. Методы борьбы с присосами охлаждающей воды в конденсатор

9.4. Современные конденсаторы турбины насыщенного пара

9.5. О перспективности бесприсосного конденсатора

## **Глава 10. Техническое водоснабжение**

10.1. Назначение системы технического водоснабжения

10.2. Охлаждение конденсатора турбины

10.3. Основы работы охладителей оборотных систем водоснабжения

10.4. Основные типы охладительных устройств оборотных систем водоснабжения

10.5. Выбор циркуляционного насоса системы технического водоснабжения

10.6. О возможности использования морской воды для охлаждения конденсаторов турбин АЭС

## **Глава 11. Генеральный план АЭС**

11.1. Выбор промышленной площадки для строительства АЭС

11.2. Требования к генеральному плану и пример его осуществления

11.3. О некоторых уроках аварии на Чернобыльской АЭС

## **Глава 12. Компоновка оборудования АЭС**

12.1. Основные требования к главному корпусу АЭС

12.2. Компоновка машинного зала

12.3. Компоновка реакторного и реакторно-парогенераторного цехов

12.4. Примеры компоновок АЭС с ВВЭР и АЭС с РБМК

12.5. О выводе оборудования АЭС из эксплуатации

### **Глава 13. Вентиляционные и дезактивационные установки АЭС**

13.1. Назначение вентиляционных и дезактивационных установок

13.2. Основы проектирования технологической вентиляции

13.3. Обеспечение допустимой температуры воздуха в помещениях АЭС

13.4. Вентиляционный центр атомной электростанции и вентиляционная труба

13.5. Удаление твердых радиоактивных отложений из контуров и помещений АЭС

13.6. Дезактивация газоздушных потоков на АЭС

13.7. Дезактивация жидких радиоактивных отходов и оборудование спецводоочистки

13.8. Организация дозиметрического контроля вокруг АЭС

### **Глава 14. Трубопроводы и арматура на АЭС**

14.1. Трубопроводы атомной электростанции

14.2. Арматура трубопроводов

14.3. Редукционные установки

### **Глава 15. Тепловые схемы АЭС**

15.1. Основное назначение АЭС

15.2. Принципиальная тепловая схема АЭС

15.3. Развернутая тепловая схема АЭС

15.4. Расход электроэнергии на собственные нужды АЭС

### **Глава 16. Атомные электростанции с натриевым теплоносителем**

16.1. Жидкий натрий как теплоноситель

16.2. АЭС с реактором БН-350

16.3. АЭС с реактором БН-600

### **Глава 17. Атомные станции с газовым теплоносителем**

17.1. Преимущества и недостатки газового теплоносителя на АЭС

17.2. АЭС с углекислотным теплоносителем

17.3. АЭС с гелиевым теплоносителем

### **Заключение**

### **Список литературы**

### **Перечень правил, норм и инструкций по безопасности в атомной энергетике**

**МАРГУЛОВА  
ТЕРЕЗА  
ХРИСТОФОРОВНА**

**(14.08.1912-30.06.1994)**

доктор технических наук, профессор кафедры "Атомные электростанции" Московского энергетического института, создатель первой в России кафедры атомных электростанций в 1956 году.



Первое издание учебника "Атомные электрические станции" (1969 г.) было удостоено Государственной премии СССР. Второе издание вышло в 1973 г. и было награждено специальным дипломом ВДНХ СССР, оно было переведено и издано на шести языках. Третье издание учебника вышло в 1977 г., четвертое издание вышло в том же издательстве "Высшая школа" в 1984 г., то есть до Чернобыльской аварии. В настоящем пятом издании учтены уроки аварии на ЧАЭС, а также вопросы развития международной атомной энергетики за прошедшее время.

Автор широко известна в научных кругах, она является Заслуженным деятелем науки и техники Российской Федерации, Почетным доктором Будапештского технического университета (Венгрия), Почетным доктором Высшей инженерной школы в Циттау (Германия).

Кроме трудов по атомной энергетике, широко известна монография автора, вышедшая двумя изданиями, "Применение комплексонов в теплоэнергетике", также удостоенная Государственной премии СССР.

Т. Х. Маргулова избрана Действительным Почетным членом Российской инженерной академии, является автором более трехсот научно-технических статей в отечественных и зарубежных журналах, награждена высшими орденами СССР.

## **ПРЕДИСЛОВИЕ К ПЯТОМУ ИЗДАНИЮ**

Данный учебник "Атомные электрические станции" для студентов энергетических и политехнических высших учебных заведений выходит пятым изданием в Издательстве по атомной технике (ИздАТ), все четыре предыдущих издания (1969 г., 1974 г., 1978 г., 1984 г.) выходили в издательстве "Высшая школа".

Особенность учебника заключается в том, что его изложение подчинено обеспечению экономичности и надежности ядерно-энергетической установки в процессе преобразования выделяющейся энергии деления ядерного топлива в тепловую, а затем в механическую и электрическую энергию без ссылок на обычную теплоэнергетику, как это делалось прежде и сейчас в других книгах.

Подготовленное пятое издание переработано и дополнено с учетом опыта атомной энергетики, полученного после аварии на Чернобыльской АЭС.

Осуществление пятого издания оказалось возможным благодаря материальной поддержке Министерства Российской Федерации по атомной энергии и его ведущих научно-исследовательских институтов, а также благодаря усилиям многих коллег, в частности, Е. В. Куликова, А. А. Абагына, Ю. В. Егорова, Г. Г. Малкина, которым автор приносит свою глубокую благодарность.

27 июня 1994 года

**Т. Х. Маргулова**

**От Издательства**

Это издание является последним трудом Терезы Христофоровны Маргуловой, рукопись находилась в работе, когда автора не стало. Поэтому некоторые идеи и предложения, высказанные автором при подготовке издания, не удалось реализовать в учебнике в полной мере.

## **ВВЕДЕНИЕ**

Атомная энергетика родилась сравнительно недавно — 27 июня 1954 года в СССР начала действовать Первая в мире *атомная электростанция* (АЭС) электрической мощностью 5 МВт. Опыт пуска и работы этой станции показал реальность использования атомной энергии для промышленного производства электроэнергии. Наиболее передовые индустриальные державы приступили к проектированию и строительству АЭС различных типов в порядке промышленного эксперимента. В 1956 г. была пущена первая АЭС в Великобритании, а в 1957 г. — первая АЭС в США. Опыт эксплуатации и работы по совершенствованию оборудования способствовали развитию строительства АЭС — уже в 1964 г. суммарная мощность АЭС составила 5000 МВт, т. е. за десять лет она выросла в

1000 раз. Главный итог развития атомной энергетики к этому времени заключался в том, что электростанции на ядерном топливе стали давать электроэнергию, себестоимость которой оказалась такой же, как на тепловых электростанциях, сжигающих уголь. С этого времени атомная энергетика начинает вносить заметный вклад в общее производство электроэнергии. В табл. В.1 приведены сведения о конструкциях реакторов, используемых в АЭС мира, а на рис. В.1 показано развитие атомной энергетики мира; видно, что 1970 год можно считать началом широкого развития атомной энергетики. В последующие пятилетия атомная энергетика развивалась все более интенсивными темпами: 55 МВт, 70 МВт и достигла наивысшего развития в период 1980 — 1985 гг. — 117 МВт. Можно было ожидать еще большего

**Таблица В.1. Мощность АЭС стран мира (без стран Восточной Европы) по типам реакторов, на 1 января 1992 года, МВт**

Страна	Тип реактора							Итого
	PWR	BWR	GGR	AGR	CANDU	FBR	Прочие	
США	77187	31472	—	—	—	—	1140	109799
Франция	51528	—	1955	—	—	1450	—	54933
Япония	13969	17290	—	—	—	—	165	31424
Германия	15102	7210	—	—	—	—	300	22612
Канада	—	—	—	—	14756	—	—	14758
Великобритания	—	—	5770	7982	—	250	100	14102

*Продолжение таблицы*

Страна	Тип реактора							Итого
	PWR	BWR	GGR	AGR	CANDU	FBR	Прочие	
Швеция	2780	6940	—	—	—	—	—	9720
Испания	5913	1435	500	—	—	—	—	7848
Южная Корея	6960	—	—	—	680	—	—	7640
Бельгия	5750	—	—	—	—	—	—	5750
Тайвань	1902	3230	—	—	—	—	—	5132
Швейцария	2735	330	—	—	—	—	—	3065
Финляндия	880	1380	—	—	—	—	—	2260
ЮАР	1930	—	—	—	—	—	—	1930
Индия	—	410	—	—	1145	—	—	1555
Италия	270	680	210	—	—	—	—	1340
Мексика	—	675	—	—	—	—	—	675
Бразилия	680	—	—	—	—	—	—	660
Югославия	660	—	—	—	—	—	—	660
Аргентина	640	—	—	—	—	—	—	640
Нидерланды	480	50	—	—	—	—	—	530
КНР	500	—	—	—	—	—	—	500
Пакистан	—	—	—	—	130	—	—	130
<b>Итого</b>	<b>189846</b>	<b>71282</b>	<b>8435</b>	<b>7982</b>	<b>16711</b>	<b>1700</b>	<b>1705</b>	<b>297661</b>

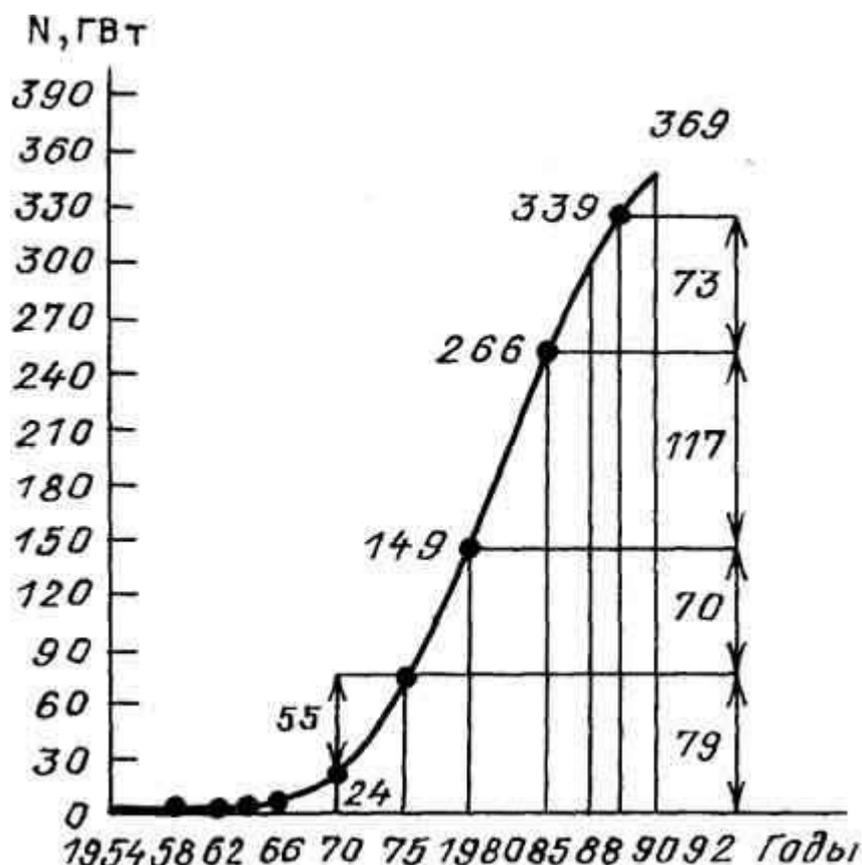


Рис. В.1. Развитие атомной энергетики мира

темпа развития или хотя бы сохранения того же темпа. К сожалению, авария, происшедшая на 4—м энергоблоке Чернобыльской АЭС, перечеркнула многие планы, что видно из сопоставления таблиц В.2а и б, а также из табл. В.3 и из рис. В.2: после аварии на ЧАЭС резко снизился ввод мощности на АЭС мира, вводились только те станции, сооружение которых было практически завершено до аварии на ЧАЭС. Ряд стран прекратил ввод новых мощностей (см. рис. В.2) после 1985 г.

Таблица В.2а. Ввод новых мощностей на АЭС мира (без стран Восточной Европы) за пять лет до аварии на Чернобыльской АЭС, МВт

Страна	1981	1982	1983	1984	1985	Итого
США	4390	4300	3165	6920	10430	29205
Франция	7600	1870	3740	6390	4970	24570
Япония	1600	—	2510	2840	1990	8940
Германия	1300	—	1320	5335	330	8255
Канада	—	1900	540	2310	—	4750
Испания	930	—	1860	975	930	4695
Бельгия	—	1880	—	—	2130	4010
Швеция	930	960	—	—	2060	3950

Тайвань	985	985	—	951	951	3872
Великобритания	—	—	1980	—	1320	3300
Южная Корея	—	680	650	—	960	2290
ЮАР	—	—	—	965	965	1930
Швейцария	—	—	—	1045	—	1045
Бразилия	—	660	—	—	—	660
Югославия	660	—	—	—	—	660
Аргентина	—	—	640	—	—	640
Индия	—	—	235	—	235	470
<b>Итого</b>	<b>18395</b>	<b>13235</b>	<b>16640</b>	<b>27731</b>	<b>26276</b>	<b>103242</b>

*Таблица В.2б. Ввод новых мощностей на АЭС мира (без стран Восточной Европы) за пять лет после аварии на Чернобыльской АЭС, МВт*

Страна	1986	1987	1988	1989	1990	Итого
США	6089	8732	3641	3564	2398	24424
Франция	6436	3679	2726	—	1382	14223
Япония	2260	1100	—	2489	1100	6949
Германия	1395	—	2771	1316	—	5462
Канада	1455	890	—	—	936	3281
Испания	—	992	1041	—	—	2033
Бельгия	—	—	—	—	—	—
Швеция	—	—	—	—	—	—
Тайвань	—	—	—	—	—	—

*Продолжение таблицы*

Страна	1986	1987	1988	1989	1990	Итого
Великобритания	—	—	2021	701	—	2722
Южная Корея	1910	950	950	905	—	4715
ЮАР	—	—	—	—	—	—
Швейцария	—	—	—	—	—	—
Бразилия	—	—	—	—	—	—

Югославия	—	—	—	—	—	—
Аргентина	—	—	—	—	—	—
Индия	—	—	—	—	—	—
Итого	19545	16343	13150	8975	5816	63829

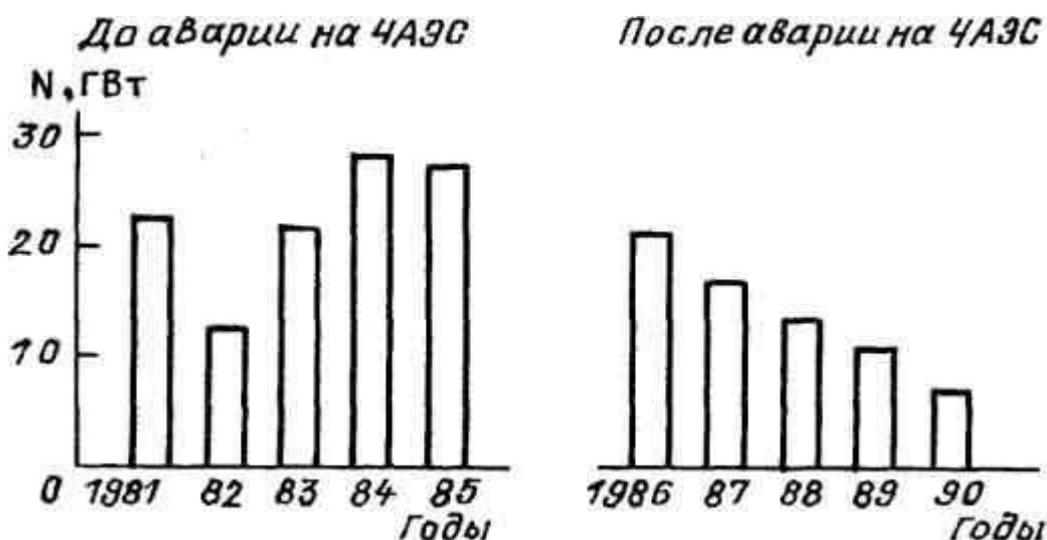


Рис. В.2. Ввод новых мощностей на АЭС мира до и после аварии на ЧАЭС (без стран Восточной Европы)

Из табл. В.1 видно, что наиболее распространены в мире реакторы с водным теплоносителем *некипящим* (PWR — Power Water Reactor) и *кипящим* (BWR-Boiling Water Reactor). В нашей стране также наиболее распространены реакторы с водным теплоносителем. Русская аббревиатура ВВЭР (Водо-Водяной Энергетический Реактор) соответствует международному обозначению PWR. Но кипящие корпусные реакторы типа BWR в нашей стране не создаются, вместо них сооружаются реакторы РБМК единичной мощностью 1000 и 1500 МВт: аббревиатура РБМК означает *реактор большой мощности канальный*. Для него, как и для BWR, теплоносителем является пароводяная смесь, но замедлителем служит графит.

Реакторы с водным теплоносителем требуют замедления нейтронов до скорости теплового движения молекул, в связи с чем они получили общее наименование "реакторов на тепловых нейтронах". Именно этим реактором и уделено в данном учебнике основное внимание.

Таблица В.3. Выработке электроэнергии на АЭС в сравнении с общей выработкой электроэнергии, %

Регион	Годы		
	1975—1980	1980—1985	1985—1990
Мир в целом	20	54	24
СССР	29	38	25

Таблица В.4. Мощность атомных электростанций во отдельных регионах СНГ и для СНГ в целом на 1 января 1992 года, МВт

Тип АЭС и реактора	Россия	Украина	Казахстан	Всего
Двухконтурная схема с реактором ВВЭР	8640	10880	—	19520
Одноконтурная схема с реактором РБМК	11000	3000	—	14000
Трехконтурная схема с реактором БН	600	—	350	950
<b>Итого</b>	<b>20240</b>	<b>13880</b>	<b>350</b>	<b>34470</b>

В табл. В.4 приведено состояние атомной энергетики в СНГ в настоящее время, причем так же, как и в табл. В.1, приведены данные и о реакторах на быстрых нейтронах, использование урана в зоне воспроизводства которых не требует его обогащения (аббревиатура FBR — Fast Breeder Reactor в табл. В.1 и БН в табл. В.4).

Из сопоставления табл. В.4 с табл. В.1 следует, что атомная энергетика СНГ находится на третьем месте в мире по своей мощности, то есть после США и Франции.

В связи с авариями на ряде АЭС мира была разработана под эгидой Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ) Международная школа, которая введена в нашей стране с сентября 1990 г., она содержит семь уровней:

1. Незначительное происшествие.
2. Происшествие средней тяжести.
3. Серьезное происшествие.
4. Авария в пределах АЭС.
5. Авария с риском для окружающей среды.
6. Тяжелая авария.
7. Глобальная авария (катастрофа).

Первые три уровня называются происшествиями (инцидентами), а последние четыре — авариями. Опасность для здоровья персонала и населения, а также для окружающей среды могут представлять лишь события, относящиеся к последним четырем уровням. Так, Чернобыльская катастрофа в 1986 году — это беспрецедентная авария в атомной энергетике, приведшая к крупномасштабным воздействиям на окружающую среду и здоровье людей в больших регионах, поэтому она относится к наивысшему, седьмому уровню.

В 1979 г. произошла авария на АЭС "Три-Майл-Айленд" (США), в ходе которой была серьезно повреждена активная зона реактора. Но при наличии защитного колпака над реакторной установкой АЭС выброс радиоактивных продуктов за пределы АЭС был незначительным, что дало основание классифицировать эту аварию по пятому уровню.

В 1989 г. на испанской АЭС "Вандельос" возник пожар, который привел к повреждению систем безопасности станции. Хотя повреждений активной зоны и внешнего выброса радиоактивности не было, риск таких событий велик, что побудило экспертов отнести эту аварию к третьему уровню.

После 1954 года, когда родилась атомная энергетика, Госплан СССР планировал ее развитие только из необходимости наращивания производства электроэнергии при сокращении расходования органического топлива, без анализа надежности и безопасности отечественных атомных реакторов. Кроме того, планирование размещения атомной энергетике делалось без согласования с населением, без учета общего экономического развития региона, без учета зарубежного опыта. При проведении на АЭС различных экспериментов не был обязателен авторский надзор, не было строгого обязательного соблюдения всех технологических регламентов, что и привело к трагедии при проведении эксперимента на Чернобыльской АЭС. После этой аварии строительство ряда АЭС было прекращено, некоторые строившиеся АЭС были законсервированы, государство понесло огромные убытки, рост электроэнергетики стал отставать от планируемого уровня, а население стало протестовать против развития атомной энергетике вообще.

В отдельных странах мира отношение к развитию атомной энергетике неоднозначно. Так, США, Франция, Япония, Канада, Южная Корея безусловно считают атомную энергетике важнейшей отраслью народного хозяйства и находят соответствующую поддержку у подавляющей части населения. Эти страны развивают и будут развивать атомную энергетике, причем не только для своей страны, но и для соседних стран. Франция уже сейчас имеет наибольшую суммарную мощность АЭС в Европе. Кроме того, во Франции завершается строительство еще пяти блоков с реакторами типа PWR на общую мощность 6850 МВт. В то же время правительства ряда стран Европы под давлением общественного мнения отказываются от строительства новых АЭС и даже прекращают эксплуатацию ранее действовавших АЭС, покупая недостающую им электроэнергию у Франции. К ним относятся, например, Италия, Бельгия, Швеция и др., хотя это вовсе не означает отсутствия риска от действующей атомной энергетике Франции.

Человечество забывает, что вся его деятельность, особенно в эпоху научно-технического прогресса, связана с риском, еще до появления атомной энергетике. На ряде предприятий игнорируют сооружение необходимых очистных сооружений. Между тем с точки зрения экологии атомная энергетике является наиболее "чистой", так как очистные объекты органически входят в состав проекта АЭС, которая не может работать без них.

Напомним, что Генеральный директор Международного агентства по атомной энергике (МАГАТЭ) проф. Х. Блике считает, что "в ядерной энергетике, как и в любой другой промышленной технологии, невозможно достичь нулевого риска, т. е. полной безопасности, но *риск, связанный с ядерной энергетикой, во много раз меньше, чем в любой другой отрасли техники*".

Негативное отношение к развитию атомной энергетике может быть объяснено широкой осведомленностью о воздействии радиации на организм человека. Это безусловно надо иметь в виду, всемерно повышая безопасность и надежность реакторных систем. Поэтому Президент Исполнительного комитета Мировой энергетической конференции М. Буатэ полагает, что "основное направление повышения безопасности реакторных систем должно заключаться в том, чтобы при возникновении аварийных ситуаций было бы невозможно их развитие до аварии за счет незамедлительного останова реактора независимо от действия персонала".

Правительство России в начале 1993 г. приняло решение "О развитии атомной энергетике", согласно которому до 1995 года будут введены следующие реакторы ВВЭР-

1000: на Балаковской АЭС (4-й блок) и на Калининской АЭС (3-й блок), предусматривается ввод еще двух блоков на Балаковской АЭС — до 2000 года 5-й блок и до 2006 года 6-й блок, предстоит сооружение к 2000 году 6-го и 7-го блоков ВВЭР-1000 на Нововоронежской АЭС. В г. Сосновый Бор будет сооружен новый блок типа ВВЭР мощностью 630 МВт повышенной безопасности. В последующем на Кольской АЭС будут установлены три реактора того же типа, что и в г. Сосновый Бор. Предстоит начать строительство новой Южноуральской АЭС с блоками типа БН, а также установка на Белоярской АЭС 4-го блока такого же типа. На более дальние сроки планируется создание новых АЭС — в Дальневосточном и Приморском краях, получит дальнейшее развитие Билибинская АТЭЦ.

## Глава 1

# ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ И ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

### 1.1. Основные показатели отечественной электроэнергетики

О степени научно-технического развития страны принято судить по годовой выработке электроэнергии и по установленной мощности в расчете на душу населения. Эти показатели приведены в табл. 1.1 (по данным за 1989 год). В настоящее время электроэнергия вырабатывается на электростанциях трех типов: тепловых электростанциях, сжигающих органическое топливо (ТЭС); гидравлических электростанциях, использующих энергию воды (ГЭС) и тепловых электростанциях, использующих внутриядерную энергию (АЭС). Последняя явилась результатом использования фундаментальных открытий текущего столетия. Несмотря на относительно недлительное производство электроэнергии на АЭС, они уже дают значительный вклад в ее развитие, позволяя значительно экономить ресурсы органического топлива — из табл. 1.2 видно, что вклад АЭС в производство электроэнергии практически равен вкладу гидроэнергетики, хотя мощность ГЭС существенно превышает мощность АЭС, как это видно из сопоставления табл. 1.2 и табл. 1.3.

### 1.2. Энергетические ресурсы

Выработка электроэнергии производится за счет *возобновляемых* и *невозобновляемых* природных энергетических ресурсов. Первые из них — солнечная энергия, энергия ветра, воды рек, горячих (геотермальных) подземных вод, энергия морских приливов и отливов. Вынужденная переменность параметров установок, использующих энергию ветра и солнечную энергию, затрудняет их использование.

Из возобновляемых энергоресурсов особое место занимает энергия воды. Гидроэнергетика — одна из важнейших в

**Таблица 1.1. Годовая выработка электроэнергии и установленная мощность на душу населения за 1989 год**

Страна	Выработка электроэнергии на душу населения, кВт · ч/(чел·год)	Установленная мощность на душу населения, кВт/чел
США	11,964	3,06
Франция	7,4315	0,74
ФРГ	7,215	0,78
Япония	6,092	0,61
Великобритания	5,383	0,54
СССР	5,986	1,19

**Таблица 1.2. Выработка электроэнергии на электростанциях различного типа в странах Европы в процентах общей выработки электроэнергии в стране в 1990 году**

Страна	Тип электростанций			
	АЭС	ТЭС	АЭС+ТЭС	ГЭС
Франция	75,0	11,0	86,0	14,0
Бельгия	60,2	38,5	98,7	1,3
Венгрия	49,0	50,4	99,4	0,6
Испания	35,7	47,1	82,8	17,2
Финляндия	35,1	44,0	79,1	20,9
Болгария	34,8	60,8	95,6	4,4
Великобритания	21,0	77,1	98,1	1,9
СССР	12,5	74,5	87,0	13,0

**Таблица 1.3. Установленная мощность электростанций СССР отдельных типов в процентах общей мощности**

Установленная мощность	1980	1985	1989	1990
Общая	100	100	100	100
АЭС	4,7	8,9	10,9	10,7
ТЭС	75,7	71,5	70,2	70,5
АЭС+ТЭС	80,4	80,4	81,1	81,2
ГЭС	19,6	19,6	18,9	18,8

настоящее время отраслей электроэнергетики. Из-за различных природных условий роль гидроэнергетики в выработке электроэнергии не одинакова для различных стран мира.

Так, доля установленной мощности на ГЭС для Дании составляет всего 0,13% общей мощности по стране, а доля ГЭС в общей мощности электростанций по Норвегии составляет 99%.

Невозобновляемые энергетические ресурсы — нефть, природный газ, угли (каменные, бурые, антрациты) и горючие сланцы — обычно объединяют понятием органические (или реже ископаемые) топлива. За счет высвобождения химически связанной в топливе энергии в процессе его горения человечество издавна получало тепловую энергию. В XIX в. широко распространилось превращение тепловой энергии в механическую, а затем в XX в. в электрическую.

В большинстве стран (см. табл. 1.2) выработка электроэнергии производится в основном на тепловых электростанциях (ТЭС). Между тем топливные ресурсы располагаются неравномерно в пределах одной (особенно такой большой, как наша) страны. Так, значительные ресурсы углей расположены в Казахстане (Экибастузские угли) и Сибири (угли Канско-Ачинского бассейна). Из-за высокой зольности этих углей их перевозка экономически нерентабельна, поэтому их целесообразно сжигать вблизи места добычи, тем более, что они залегают неглубоко и добыча их производится относительно легко. Уже начато освоение этих углей в созданных топливно-энергетических комплексах (ТЭК) с передачей выработанной на них электроэнергии в Европейскую часть страны. Энергетическим топливом будет также природный газ. Жидкие топлива — нефть, мазут и продукты перегонки нефти — будут использоваться только для химической промышленности, для целей транспорта и сельского хозяйства; в определенной мере — для экспорта. В Европейской части страны проживает около 80% населения, а размещение топливных ресурсов — обратное, поэтому атомные электростанции размещаются преимущественно в Европейской части страны.

Атомная энергетика имеет большие преимущества перед обычной тепловой. Однако важнейшим ее требованием является ее безусловная безопасность.

АЭС не потребляют кислорода, не выбрасывают в атмосферу большого количества вредных веществ, даже радиационный фон вокруг них меньше, чем для ТЭС, но они обладают и специфическими особенностями, которые должны учитываться при эксплуатации и при проектировании.

### **1.3. График электрической и тепловой нагрузок**

Основное назначение тепловой (в том числе и атомной) энергетике заключается в том, чтобы народное хозяйство страны и нужды населения в электроэнергии были удовлетворены. В меньшей мере, чем обычная тепловая энергетика, должна быть удовлетворена потребность обеспечения и теплотой. В настоящее время считается преждевременным сооружение теплофикационных установок на базе атомных электростанций. Теплопотребление от АЭС как обязательное должно удовлетворяться только от нерегулируемых отборов паровых турбин, чтобы была полностью обеспечена потребность

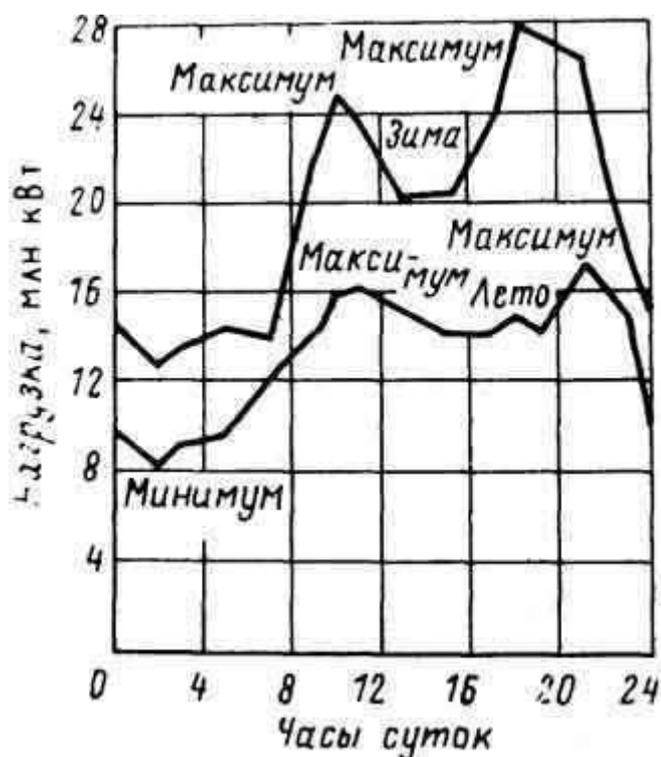


Рис. 1.1. Суточный график коммунально-бытовой электрической нагрузки в рабочие дни

жилого поселка АЭС. Поэтому основой проектирования является именно график электрических нагрузок.

По своим характеристикам промышленная и коммунально-бытовая электрические нагрузки существенно различаются как по объему, так и по переменности в течение суток. Потребности в электроснабжении характеризуются графиком электрических нагрузок. Зависимость нагрузки от времени суток называется *суточным графиком электрической нагрузки*. Он может составляться как для отдельной электростанции, так и для энергетической системы, в которую входит электростанция, или даже для большой объединенной энергетической системы.

Наиболее существенно изменение электрической нагрузки, связанное с коммунально-бытовыми нуждами. На рис. 1.1 представлен такой суточный график, из которого видно, что электрическая нагрузка зимой больше, чем летом и резко снижается в ночные часы. Наименьшее ее значение называют *минимумом нагрузки*. В дневные и вечерние часы наблюдается повышение нагрузки, причем более значительное изменение — зимой. Имеется два максимума нагрузки — утренний и вечерний. График электрических нагрузок должен обеспечиваться ("покрываться") в обязательном порядке. Поэтому стремятся провести все необходимые ремонты в летний период, чтобы практически все оборудование ЭС могло использоваться для обеспечения зимнего максимума. Этот максимум называют *пиком нагрузки*.

Для характеристики плотности графика нагрузок используют два коэффициента:  $\alpha$  — отношение минимальной нагрузки к максимальной;  $\beta$  — отношение средней нагрузки к максимальной. Для коммунально-бытовой электрической нагрузки  $\alpha = 0,45$  как летом, так и зимой; коэффициент  $\beta$  существенно выше:  $\beta = 0,88$  летом и  $0,78$  — зимой.

Основная электрическая нагрузка связана с потребностями промышленности. На рис. 1.2 приведен суточный график промышленной (2) и полной (1) нагрузок. Из графика видно, что и здесь нагрузка переменна в течение суток — имеются минимумы и максимумы. Однако плотность графика

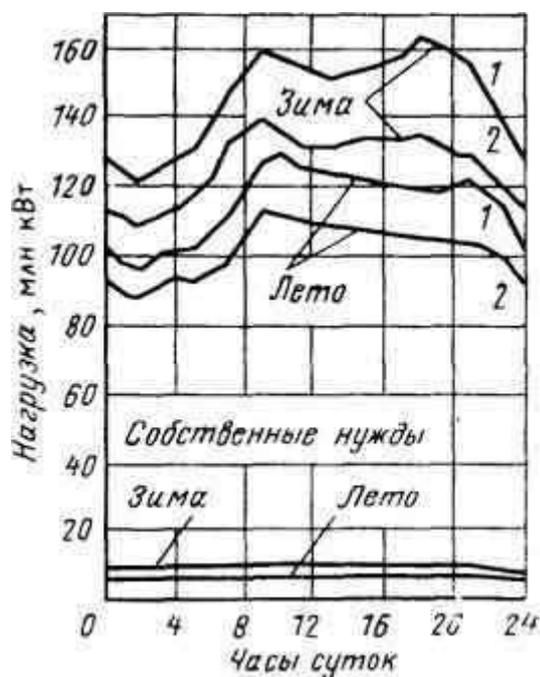


Рис. 1.2. Суточный график промышленной электрической нагрузки в рабочие дни

на рис. 1.2 выше ( $\alpha = 0,75$  зимой и  $0,76$  — летом;  $\beta = 0,90$  зимой и  $0,89$  — летом) и, кроме того, различие в коэффициентах  $\alpha$  и  $\beta$  для условий зимы и лета практически отсутствует. Это объясняется определяющим влиянием более постоянной в течение суток промышленной нагрузки, значение которой примерно в шесть раз больше коммунально-бытовой.

Приведенная на рисунке полная электрическая нагрузка больше, чем отпускаемая потребителям. Часть электрической энергии расходуется самими электростанциями, Например для электроприводов многочисленных насосов и вентиляторов. Этот расход на *собственные нужды* (3) (рис. 1.2) составляет около 7%. Кроме того, в процессе передачи электроэнергии по проводам существуют потери непосредственно в электрических сетях, составляющие около 10%.

Промышленная электрическая нагрузка более равномерна при обслуживании предприятий, работающих в три смены; наименее равномерна для предприятий, работающих в одну смену.

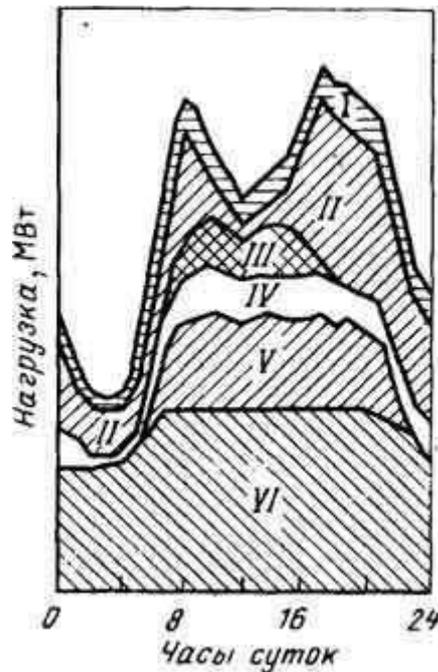


Рис. 1.3. Полный суточный график электрической нагрузки крупного промышленного района в зимний период:

I — потери в сетях и собственные нужды электростанции; II — коммунально-бытовая нагрузка; III — односменные промышленные предприятия; IV — электрифицированный транспорт; V — двухсменные промышленные предприятия; VI — трехсменные промышленные предприятия

Для построения полного суточного графика электрической станции или электрической системы необходимо кроме промышленной и коммунально-бытовой нагрузок учесть также потребление электроэнергии электрифицированным транспортом, потери электроэнергии в электрических сетях системы и расход электроэнергии на собственные нужды. Такой полный суточный график представлен на рис. 1.3.

Графики электрических нагрузок, изображенные на рис. 1.1 — 1.3, соответствуют рабочим дням недели. Электрическая нагрузка в субботу, воскресенье и праздничные дни снижается примерно вдвое по сравнению с рабочими. Это может потребовать останова ряда крупных энергетических агрегатов, что снижает их эксплуатационные показатели. Но, с другой стороны, это позволяет энергетическим системам проводить в эти дни профилактические ремонты оборудования и таким образом повышать надежность его работы.

Для электростанции или для энергетической системы суточный график электрических нагрузок строят по месяцам года, а затем на основании этих данных — годовой график электрических нагрузок по продолжительности. Этот график характеризует число часов в год  $\tau_i$ , в течение которых нагрузка энергосистемы равна определенному значению  $N_{\tau i}$ .

Для построения графика нагрузок по продолжительности ломаные линии суточных графиков нагрузок заменяют ступенчатыми. Кривая  $N_{\tau} = f(\tau)$ , полученная в результате такой суммарной обработки наиболее характерных суточных графиков нагрузок для годового периода, показана на рис. 1.4. Площадь под кривой  $N_{\tau} = f(\tau)$  соответствует годовому производству электроэнергии  $\mathcal{E}_{\text{год}}$  (кВт·ч) в рассматриваемой системе.

Нагрузку, характерную для наибольшего числа часов работы, называют *базовой* (I); для наименьшего — *пиковой* (III). Обычно в покрытии годового графика нагрузок системы участвуют агрегаты и станции разной экономичности. Распределяют суммарную нагрузку по отдельным станциям (агрегатам) так, чтобы обеспечить наиболее экономичную работу системы в целом. Этого можно достичь, если станции, имеющие меньшие затраты на топливо, будут загружаться большее число часов в году, а станции с большими затратами на топливо — меньше. Станции, работающие с наибольшей возможной нагрузкой значительную часть года и тем самым участвующие в покрытии нижней части графика продолжительности нагрузки, называют *базовыми*; станции, используемые в течение небольшой части года только для покрытия пиковой нагрузки, — *пиковыми*. Кроме того, в системе имеется ряд электростанций, несущих *промежуточную* (II) нагрузку между базовой и пиковой.

Для покрытия пиковых нагрузок в системах, имеющих в своем составе гидростанции, наиболее целесообразно

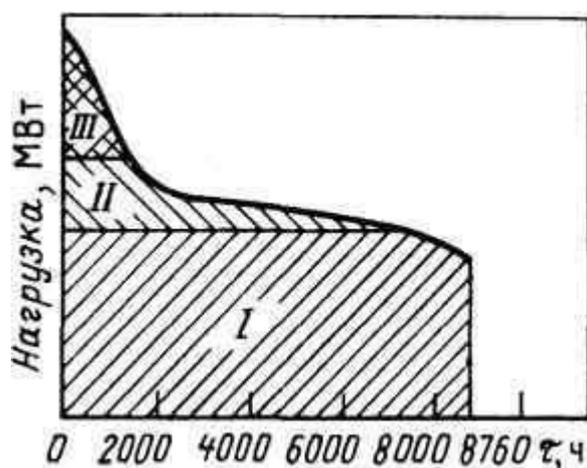


Рис. 1.4. Годовой график электрических нагрузок по продолжительности

использовать *гидроаккумулирующие электростанции* (ГАЭС). В периоды "провала" нагрузки ГАЭС работает в насосном режиме, затрачивая электроэнергию, вырабатываемую другими ЭС, для закачки воды из нижнего водохранилища в верхнее. Это выравнивает график. В период увеличения нагрузки ГАЭС работает в турбинном режиме, сбрасывая уровень воды из верхнего водохранилища и сокращая участие тепловых ЭС в регулировании нагрузки. В качестве пиковых могут сооружаться также установки, специально предназначенные для этой цели и приспособленные для частых пусков и остановов. Тепловая экономичность пиковых электростанций обычно ниже, чем у базовых, из-за работы в переменных режимах, но это несущественно в связи со сравнительно небольшой выработкой ими электроэнергии. К числу пиковых установок относятся, например, газотурбинные.

Одна из основных характеристик электростанции — *установленная мощность*, определяемая как сумма номинальных мощностей электрогенераторов. *Номинальная мощность генератора* — это наибольшая мощность, при которой он может работать длительное время в режимах, оговоренных техническими условиями.

Переменность электрической нагрузки во времени заставляет выбирать мощность электростанции по максимуму нагрузки в зимнее время. Это означает, что в остальное

время оборудование станции используется неполностью. Для оценки полноты использования установленного оборудования ЭС пользуются *коэффициентом использования установленной мощности станции*  $\mu_{уст}$  — это отношение количества выработанной электроэнергии в течение года  $\mathcal{E}_{год}$  (кВт · ч) к тому количеству, которое могло быть выработано при годовой работе станции с установленной мощностью, т. е. к  $N_{уст} \cdot 8760$  (кВт · ч):

$$\mu_{уст} = \mathcal{E}_{год} / (N_{уст} \cdot 8760), \quad (1.1)$$

где 8760 — число часов в году.

Работа станции может также характеризоваться *годовым числом часов использования установленной мощности*

$$\tau_{уст} = \mathcal{E}_{год} / N_{уст}, \quad (1.2)$$

Коэффициент использования установленной мощности и число часов использования установленной мощности связаны между собой соотношением

$$\mu_{уст} = \tau_{уст} / 8760 \quad (1.3)$$

Число часов использования установленной мощности зависит от того, в каком режиме работает станция. Для базовых станций число часов использования установленной мощности составляет обычно 6000 — 7000 (в среднем около

5500 ч/год), а для специальных пиковых агрегатов  $\tau_{уст}$  может быть 2000 ч/год и менее.

Тепловые электростанции в отличие от гидравлических должны снабжать промышленность и население не только электрической, но и тепловой энергией. Это относится и к атомным электростанциям. Действующие в настоящее время атомные электростанции решают вопросы теплоснабжения практически только жилого поселка АЭС, или иногда и для близко расположенных предприятий, обеспечивающих занятость трудом членов семей сотрудников АЭС.

На рис. 1.5 и рис. 1.6 приведен график тепловых нагрузок для обеспечения горячего водоснабжения, отопления и вентиляции в зависимости от времени года.

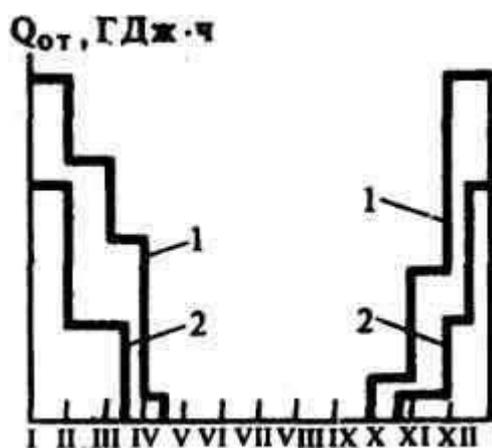


Рис. 1.5. Годовой график тепловой отопительной нагрузки по месяцам: 1 — максимальные значения; 2 — минимальные значения

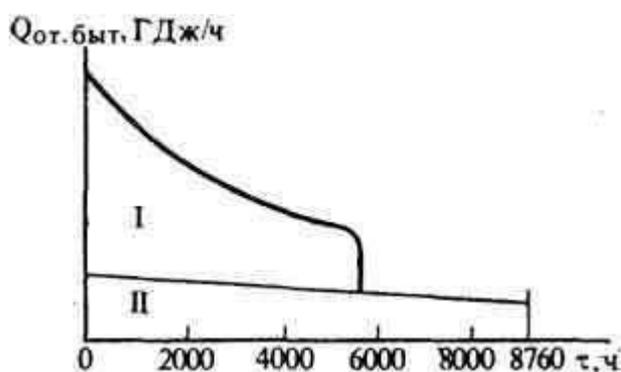


Рис. 1.6. Годовой график тепловой нагрузки по продолжительности для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения: I — отопительный период; II — только горячее водоснабжение

#### 1.4. Энергетические системы

На территории бывшего СССР действовало 11 энергообъединений с централизованным диспетчерским управлением. Межсистемные связи позволяли, учитывая географические координаты, передавать в Европейскую часть СССР электрическую энергию из восточных районов страны и тем самым более полно использовать колоссальные энергетические ресурсы Сибири и Средней Азии.

Непрерывность производства и потребления энергии предъявляет весьма высокие требования к надежности работы электрических станций, так как перебои в снабжении электроэнергией и теплотой отражаются не только на экономических показателях самой станции, но и на показателях обслуживаемых ею промышленных предприятий и транспорта. Для обеспечения бесперебойности электроснабжения и уменьшения резерва электрогенерирующих мощностей отдельные электрические станции объединяют в *энергетические системы*. (ЭС). Такое объединение позволяет наиболее рационально использовать специфические особенности различных типов электростанций. Например, в паводковый период необходимо максимально загружать гидроэлектростанции. Станции с высоким КПД, так же как и работающие на дешевом топливе, целесообразно использовать более полно. И наоборот, электростанции с большими затратами на топливо лучше использовать менее продолжительное время. Атомные электростанции относятся к числу

станций с большими капиталовложениями и низкой топливной составляющей в общей стоимости электроэнергии, поэтому их предпочтительнее загружать возможно полнее.

Еще более высокая ступень научно-технического развития энергетики — объединение отдельных энергетических систем (ОЭС). Одна из крупнейших в мире — Объединенная энергетическая система Центра СССР, вместе с объединенными системами Северо-Запада Европейской части СССР, Юга Европейской части, Сибири, Средней Волги, Урала, Северного Кавказа, Закавказья и Казахстана, была соединена в единую энергетическую систему СССР. Предполагалось завершить подсоединение к ней также системы Средней Азии. Систему Дальнего Востока присоединять не предполагалось, так как ее мощность невелика, а расстояния для линий электропередачи значительны. Энергетическая система соединяла 11 мощных систем-объединений (ОЭС) и являлась огромным достижением бывшего СССР.

К сожалению, с распадом СССР некоторые объединенные системы оказались за пределами России. Так, вышла из объединенной энергосистемы самая мощная система — система Юга, через которую осуществлялась передача электроэнергии на Украину и Молдову, а также производился экспорт электроэнергии в страны бывшего СЭВ и в другие страны. Оказались вне СНГ еще три энергообъединения — Закавказья (Азербайджан, Грузия и Армения), Казахстана (вместе с периодически присоединявшейся к нему системой Средней Азии (Узбекистан, Кыргызстан, Таджикистан и Туркмения) и республики Прибалтики, а также часть Северо-Запада. Остальные семь объединений (см. табл. 1.4) действуют в России, образовав Единую энергосистему России, утвержденную в декабре 1992 года как акционерное общество. Из всех семи систем, приведенных в табл. 1.4, три системы несут значительную нагрузку, составляющую 3/4 производства электроэнергии всей энергосистемы России.

Определенные сложности возникли при расчетах за электроэнергию. В связи с этим, по-видимому, придется создавать новые линии электропередачи. В первую очередь это потребует сооружения электропередачи Урал — Сибирь, так как в системе

**Таблица 1.4. Единая энергетическая система России — производство и потребление в ней за 1991 год**

Регион	Производство электроэнергии, млрд кВт·ч	Потребление электроэнергии, млрд кВт·ч (без учета экспорта электроэнергии)
1. Северо-Запад	74,6	71,2
2. Центр	307,0	294,3
3. Средняя Волга	109,6	103,2
4. Северный Кавказ	57,0	63,6
5. Урал	252,5	251,3
6. Сибирь	197,6	195,6
7. Дальний Восток	31,7	31,0

Всего	1030,0	1010,2
-------	--------	--------

бывшего СССР такой линии электропередачи не было — Урал и Сибирь соединились между собой через Казахстан. Предполагается подсоединение Северного Кавказа к системе Средняя Волга, так как ранее Северный Кавказ получал электроэнергию через систему Юг. В отдельных случаях электростанции могут работать и изолированно. К числу таких электростанций относится, например, Билибинская АТЭЦ в малонаселенном районе Чукотки. Аналогичное решение может применяться и в других, особенно северных районах, испытывающих трудности с доставкой топлива. Опыт работы Билибинской АТЭЦ оказался положительным.

Сооружаемые крупные АЭС будут действовать, как и в настоящее время, в составе крупных энергообъединений. Однако существовавший в нашей стране опыт участия крупных АЭС в регулировании нагрузки привел к выводу о целесообразности поддержания *нагрузки АЭС практически постоянной*, то есть в базовом режиме без участия в регулировании мощности. Изменения нагрузки в энергосистемах будут происходить предпочтительно с привлечением специальных маневренных блоков, работающих на органическом топливе, например с помощью газовых турбин. Пример такого графика показан на рис. 1.7.

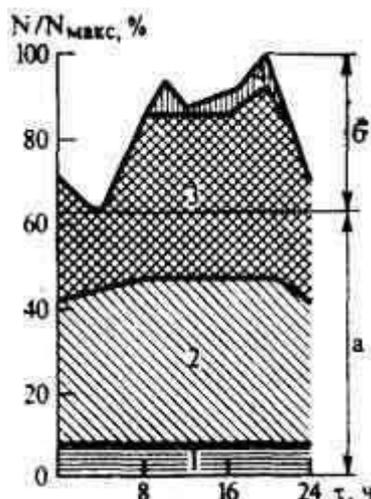


Рис. 1.7. Суточный график электрической нагрузки Европейской части страны (на перспективу)

*a* и *б* — постоянная и переменная части графика электрических нагрузок; 1 — дальняя электропередача от мощных ГЭС и ТЭС с востока, 2 — АЭС; 3 — ТЭС и ТЭЦ; 4 — регулирующие электростанции

## ОСНОВЫ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

### 2.1. О составе ядерного горючего

Атомная энергетика реализует в своей схеме внутриядерную энергию деления урана. В зависимости от типа реактора АЭС в ее системе может быть реализовано основное количество этой энергии или ее весьма малая часть. На обычной ТЭС, работающей на органическом топливе, химически связанная в нем теплотворная способность может практически полностью выделяться в процессе его горения в топке. В последующих газоходах происходит реализация теплоты продуктов горения, температура которых

достигает после котла довольно низких значений — для современных котлов примерно 140 °С. При такой температуре дальнейшее использование продуктов горения нерентабельно и они выбрасываются в атмосферу, повышая так называемый "парниковый эффект". Таким образом, для ТЭС всегда имеется *разомкнутый цикл*, точнее — цикла для органического топлива вообще не существует. Выгружаемое из активной зоны отработанное топливо не может выбрасываться, так как оно представляет большую энергетическую ценность. К тому же оно высокорadioактивно. В этом главное отличие атомной энергетики от ее обычного (традиционного) исполнения.

В процессе использования ядерного горючего, добытого на соответствующем предприятии, происходят значительные изменения в его составе, если речь идет о наиболее распространенных реакторах, активная зона которых охлаждается водным теплоносителем. Эти изменения показаны на рис. 2.1 для реактора типа ВВЭР-1000 (для иных условий данные будут иными).

Известно, что делящимся на тепловых нейтронах изотопом урана является  $^{235}\text{U}$ , но его в природном уране всего 0,7%, то есть 7 кг/т природного урана. Реакторы на тепловых нейтронах требуют загрузки в них, а также для дальнейшей подпитки существенно большей концентрации  $^{235}\text{U}$ . Так, для ВВЭР-1000 (см. рис. 2.1) требуется обогащение подпитки, равное 4,4%, то есть после требуемого обогащения из одной тонны природного урана получают 100 кг обогащенного, содержащего 4,4 кг

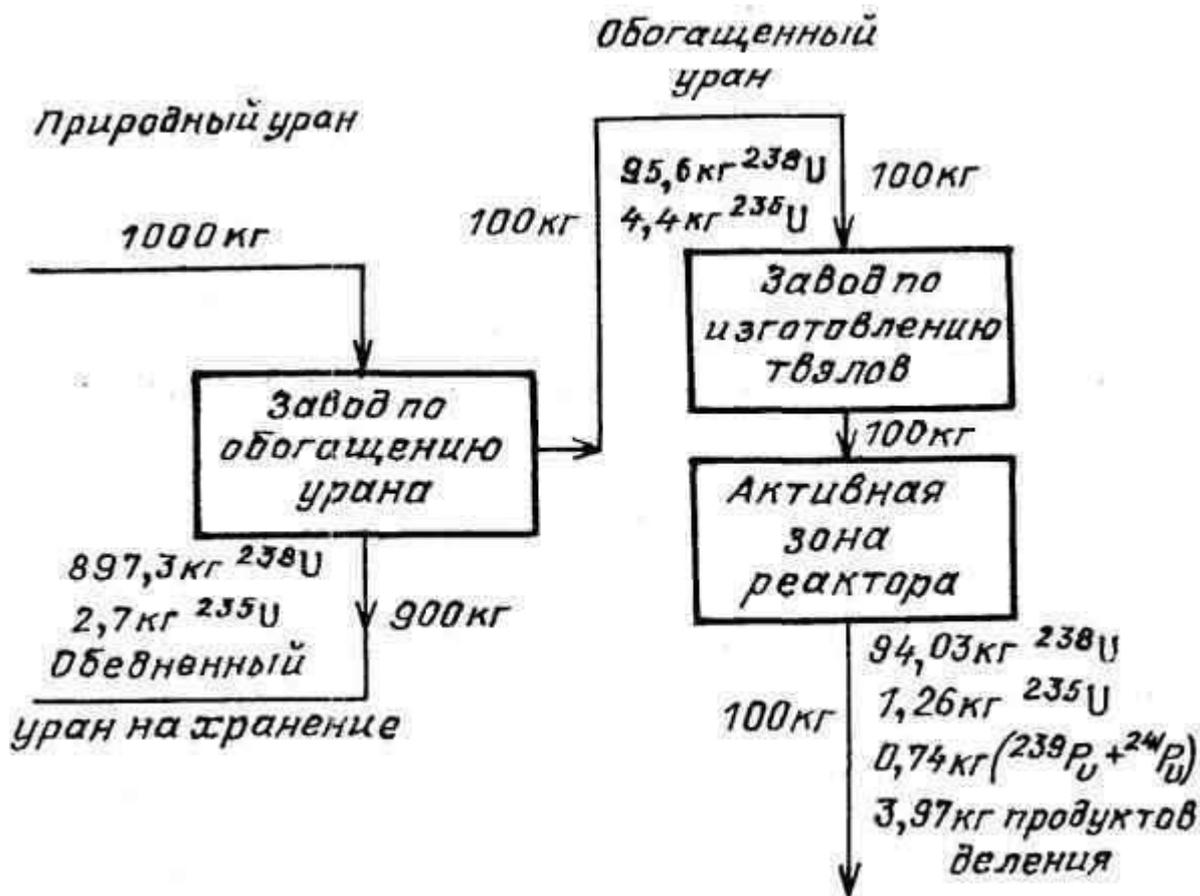


Рис. 2.1. Изменения состава ядерного горючего в открытом (разомкнутом) топливном цикле для ВВЭР-1000

$^{235}\text{U}$ , а в отвал уходит 900 кг обедненного урана. Иными словами, ~90% добытого урана уходит в отвал и не может использоваться в реакторах на тепловых нейтронах. Известно, что обедненный уран, так же как и природный уран, может участвовать в процессе деления в реакторах на быстрых нейтронах, но при этом требуется загрузка в их активную зону или сильно обогащенного урана (до 25%), или плутония, причем последнее более предпочтительно. Это означает, что требуется в течение некоторого времени одновременная, совместная работа и "тепловых", и "быстрых" реакторов, чтобы можно было обеспечить быстрые реакторы необходимым количеством плутония, получая его в реакторах на тепловых нейтронах. Иными словами, требуется длительная работа реакторов обоих типов, учитывая, что в мире скопилось более миллиона тонн обедненного урана.

Во введении было сказано, что основным типом реактора на АЭС являются реакторы на тепловых нейтронах и, особенно, при их работе на водном теплоносителе; реакторов на быстрых нейтронах в мире всего пять — по два в СНГ (в Казахстане и России) и во Франции, и один в Великобритании. Эти реакторы работают на жидком натрии; они являются наиболее дорогими и наиболее сложными в эксплуатации.

Из рис. 2.1 следует, что:

из реактора выгружается тоже 100 кг, как и было в него загружено;

вместо ядерного топлива из реактора выгружается 3,97 кг продуктов деления;

по отношению к природному урану из реактора выгружается только 0,397%, а все остальное уходит на хранение, ожидая переработки.

Из сказанного следует, что отсутствует какая-либо аналогия между расходом органического топлива на ТЭС и расходом ядерного горючего на АЭС. Поэтому расчет экономичности делается различно, а именно — для ТЭС важнейшее значение имеет расход топлива и к его величине относят количество электроэнергии. Что же касается АЭС, то полезно полученное количество электроэнергии относят к тепловыделению в активной зоне, но не к расходу ядерного топлива. Напомним, что действительный расход ядерного горючего вообще не может быть определен на АЭС; для этого потребовалось бы выгруженную радиоактивную массу подвергнуть разделению на специальном химическом предприятии.

## 2.2. Классификация атомных электростанций

Наиболее важной классификацией для АЭС является их классификация по числу контуров. Различают АЭС *одноконтурные*, *двухконтурные* и *трехконтурные*. В любом случае на современных АЭС в качестве двигателя применяют паровые турбины.

В системе АЭС различают *теплоноситель* и *рабочее тело*. Рабочим телом, то есть средой, совершающей работу, с преобразованием тепловой энергии в механическую, является водяной пар. Требования к чистоте пара, поступающего на турбину, настолько высоки, что могут быть удовлетворены с экономически приемлемыми показателями только при конденсации всего пара и возврате конденсата в цикл. Поэтому контур рабочего тела для АЭС, как и для любой современной тепловой электростанции, всегда

замкнут и добавочная вода поступает в него лишь в небольших количествах для восполнения утечек и некоторых других потерь конденсата.

Назначение теплоносителя на АЭС — отводить теплоту, выделяющуюся в реакторе. Для предотвращения отложений на тепловыделяющих элементах необходима высокая чистота теплоносителя. Поэтому для него также необходим замкнутый контур и в особенности потому, что теплоноситель реактора всегда радиоактивен.

Если контуры теплоносителя и рабочего тела не разделены, АЭС называют *одноконтурной* (рис. 2.2а). В реакторе происходит парообразование, пар направляется в турбину, где производит работу, превращаемую в генераторе в электроэнергию. После конденсации всего пара в конденсаторе конденсат

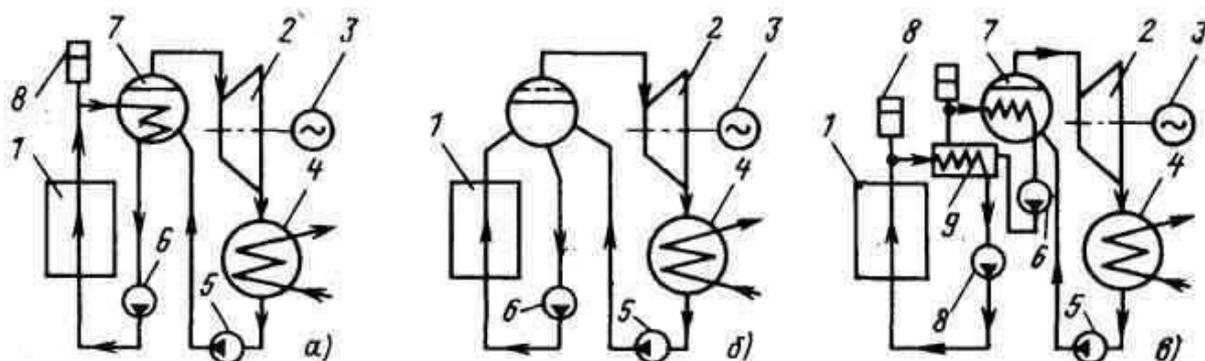


Рис. 2.2. Классификация АЭС в зависимости от числа контуров:

а — одноконтурная; б — двухконтурная; в — трехконтурная;  
1 — реактор; 2 — паровая турбина; 3 — электрический генератор; 4 — конденсатор; 5 — питательный насос; 6 — циркуляционный насос; 7 — компенсатор объема; 8 — парогенератор; 9 — промежуточный теплообменник

насосом подается снова в реактор. Такие реакторы работают с принудительной циркуляцией теплоносителя, для чего устанавливают главный циркуляционный насос.

В одноконтурной схеме все оборудование работает в радиационных условиях, что осложняет его эксплуатацию. Большое преимущество таких схем — простота и большая экономичность. Параметры пара перед турбиной и в реакторе отличаются лишь на значение потерь в паропроводах. По одноконтурной схеме работают Ленинградская, Курская и Смоленская АЭС.

Если контуры теплоносителя и рабочего тела разделены, то АЭС называют *двухконтурной* (рис. 2.2б). Соответственно контур теплоносителя называют *первым*, а контур рабочего тела — *вторым*. В такой схеме реактор охлаждается теплоносителем, прокачиваемым через него и парогенератор главным циркуляционным насосом. Образованный таким образом контур теплоносителя является радиоактивным, он включает в себя не все оборудование станции, а лишь его часть. В систему первого контура входит *компенсатор объема*, так как объем теплоносителя изменяется в зависимости от температуры.

Пар из парогенератора двухконтурной АЭС поступает в турбину, затем в конденсатор, а конденсат из него насосом возвращается в парогенератор. Образованный таким образом второй контур включает в себя оборудование, работающее в отсутствие радиации; это упрощает эксплуатацию станции. На двухконтурной АЭС обязателен

*парогенератор* — устройство, разделяющее оба контура, поэтому оно в равной степени принадлежит как первому, так и второму. Передача теплоты через поверхность нагрева требует перепада температур между теплоносителем и кипящей водой в парогенераторе. Для водного теплоносителя это означает поддержание в первом контуре более высокого давления, чем давление пара, подаваемого на турбину. Стремление избежать закипания теплоносителя в активной зоне реактора приводит к необходимости иметь в первом контуре давление, существенно превышающее давление во втором контуре. По двухконтурной схеме работают Нововоронежская, Кольская, Балаковская и Калининская АЭС.

В качестве теплоносителя в схеме АЭС, показанной на рис. 2.2б, могут быть использованы также и газы. Газовый теплоноситель прокачивается через реактор и парогенератор *газодувкой*, играющей ту же роль, что и главный циркуляционный насос, но в отличие от водного для газового теплоносителя давление в первом контуре может быть не только выше, но и ниже, чем во втором.

Каждый из описанных двух типов АЭС с водным теплоносителем имеет свои преимущества и недостатки, поэтому развиваются АЭС обоих типов. У них имеется ряд общих черт, к их числу относится *работа турбин на насыщенном паре средних давлений*. Одноконтурные и двухконтурные АЭС с водным теплоносителем наиболее распространены, причем в мире в основном предпочтение отдается двухконтурным АЭС.

В процессе эксплуатации возможно возникновение неплотностей на отдельных участках парогенератора, особенно в местах соединения парогенераторных трубок с коллектором или за счет коррозионных повреждений самих трубок. Если давление в первом контуре выше, чем во втором, то может возникнуть перетечка теплоносителя, приводящая к радиоактивному загрязнению второго контура. В определенных пределах такая перетечка не нарушает нормальной эксплуатации АЭС, но существуют теплоносители, интенсивно взаимодействующие с паром и водой. Это может создать опасность выброса радиоактивных веществ в обслуживаемые помещения. Таким теплоносителем является, например, жидкий натрий. Поэтому создают дополнительный, *промежуточный* контур для того, чтобы даже в аварийных ситуациях можно было избежать контакта радиоактивного натрия с водой или водяным паром. Такую АЭС называют *трехконтурной* (рис. 2.2в).

Радиоактивный жидкометаллический теплоноситель насосом прокачивается через реактор и промежуточный теплообменник, в котором отдает теплоту нерадиоактивному жидкометаллическому теплоносителю. Последний прокачивается через парогенератор по системе, образующей промежуточный контур. Давление в промежуточном контуре поддерживается более высоким, чем в первом. Поэтому перетечка радиоактивного натрия из первого контура в промежуточный невозможна. В связи с этим при возникновении неплотности между промежуточным и вторым контурами контакт воды или пара будет только с нерадиоактивным натрием. Система второго контура для трехконтурной схемы аналогична двухконтурной схеме. Трехконтурные АЭС наиболее дорогие из-за большого количества оборудования.

По трехконтурной схеме работают Шевченковская АЭС и третий блок Белоярской АЭС.

Кроме классификации атомных электростанций по числу контуров можно выделить отдельные типы АЭС в зависимости от:

- типа реактора — на тепловых или быстрых нейтронах;
- параметров и типа паровых турбин, например, АЭС с турбинами на насыщенном или перегретом паре;
- параметров и типа теплоносителя — с газовым теплоносителем, теплоносителем "вода под давлением", жидкометаллическим и др.;
- конструктивных особенностей реактора, например, с реакторами канального или корпусного типа, кипящим с естественной или принудительной циркуляцией и др.;
- типа замедлителя реактора, например, графитовым или тяжеловодным замедлителем, и др.

Наиболее полная характеристика АЭС объединяет все классификации, например,

**Нововоронежская** двухконтурная атомная электростанция с реактором корпусного типа на тепловых нейтронах с теплоносителем "вода под давлением" и турбинами на насыщенном паре;

**Ленинградская** одноконтурная атомная электростанция с реактором канального типа на тепловых нейтронах с графитовым замедлителем и турбинами на насыщенном паре;

**Шевченковская** трехконтурная атомная электростанция с реактором на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем и турбинами на перегретом паре.

### 2.3. Работа основного технологического оборудования АЭС

На рис. 2.2 показано основное технологическое оборудование АЭС. Сердцем АЭС является реактор 1. Для АЭС по рис. 2.2а активная зона охлаждается пароводяной смесью; реакторы АЭС по рис. 2.2б, в охлаждаются однофазной жидкостью — вода под давлением (рис. 2.2б), жидкий натрий (рис. 2.2в). Однофазность теплоносителя вызывает необходимость включения в состав АЭС компенсатора объема (давления) 7, задачу которого в одноконтурной АЭС выполняет барабан-сепаратор. Обязательным агрегатом АЭС по рис. 2.2б, в является парогенератор 8.

Циркуляция теплоносителя в реакторе обеспечивается главным циркуляционным насосом 6. Для всех схем, изображенных на рис. 2.2, двигателем является паровая турбина 2, но ее параметры и соответственно конструктивная схема различаются — для водного теплоносителя это турбина насыщенного пара среднего давления; для жидкометаллического — турбина перегретого пара высокого давления. В связи с этим в первом случае возникает необходимость таких элементов, как междуцилиндровый

сепаратор и промежуточный пароперегреватель. Для схемы, изображенной на рис. 2.2а, пар на турбину поступает из реактора; для схем, показанных на рис. 2.2б, в — из парогенераторов.

Отработавший в турбине пар конденсируется в конденсаторе 4 и насосом возвращается в парообразующий аппарат — реактор (рис. 2.2а) или парогенератор 8 (рис. 2.2б, в).

Таким образом, технологический процесс производства электроэнергии на АЭС включает в себя: повышение температуры конденсата до температуры насыщения и получение из него пара; расширение пара в турбине со снижением давления и температуры от начального значения перед турбиной до значения, отвечающего вакууму в конденсаторе. Суммарное протекание этих процессов определяет термодинамический цикл АЭС, особенности которого рассматриваются в гл. 3. При этом выявляется необходимость дополнения реальных тепловых схем АЭС рядом вспомогательных элементов, имеющих важное значение для повышения экономичности и надежности работы АЭС.

Во введении были указаны преимущества развития атомной энергетики. В качестве одного из ее преимуществ указывалось на значительную чистоту воздушного бассейна вокруг АЭС в сравнении с обстановкой вокруг ТЭС. Из табл. 2.1 следует, что даже в отношении к долгоживущим радионуклидам обстановка в воздушном бассейне для ТЭС хуже, чем для АЭС, так как с золой органических топлив в атмосферу выбрасываются радиоактивные изотопы радия. В наибольшей степени радиоактивные выбросы имеют место при сжигании в котлах горючих сланцев. Однако АЭС будет сохранять свои преимущества в отношении чистоты воздушного бассейна только при условии нормального выброса из вентиляционной трубы, причем существующие нормы, к сожалению, не требуют повседневного контроля этого выброса, требуя только соблюдения ежемесячных норм выброса для короткоживущих радионуклидов и годовых норм — для долгоживущих радионуклидов. Это противоречит совершенно бесспорному требованию, приведенному во Введении, высказанному Президентом МЭК М. Буатэ, согласно которому реактор должен автоматически выключаться при любом нарушении, независимо от действий персонала.

*Таблица 2.1. Годовые выбросы от ТЭС мощностью 1000 МВт*

Вид выбросов	Масса годовых выбросов по видам органического топлива, т		
	уголь	мазут	газ
Сернистые газы	$138 \cdot 10^3$	$98 \cdot 10^3$	13,00
Оксиды азота	$20,9 \cdot 10^3$	$21,8 \cdot 10^3$	$12,2 \cdot 10^3$
Оксид углерода	500	9,0	—
Углеводороды	210	680	—
Альдегиды	50	120	30
Золотая пыль	$4,5 \cdot 10^3$	730	450
Суммарные нерадиоактивные выбросы	$164,8 \cdot 10^3$	$121,3 \cdot 10^3$	$12,7 \cdot 10^3$
Радиоактивные выбросы, кюри			
$^{226}\text{Ra}$	$17,2 \cdot 10^{-3}$	$0,15 \cdot 10^{-3}$	—
$^{228}\text{Ra}$	$10,8 \cdot 10^{-3}$	$0,35 \cdot 10^{-3}$	

### Глава 3

## ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ ПАРА НА АЭС С ВОДНЫМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ

### 3.1. Выбор начальных параметров пара

Во Введении отмечено, что наибольшее распространение в мире получили АЭС с водным теплоносителем. Именно такие АЭС и будут рассматриваться в качестве основного содержания данного учебника и лишь в последних главах будут рассмотрены АЭС с другими теплоносителями.

На всех современных АЭС работа, превращаемая в электроэнергию, производится в паровых турбинах. Параметры пара, поступающего на турбину, находятся в прямой зависимости от параметров теплоносителя, отличающихся для различных типов АЭС.

Для одноконтурной АЭС (см. рис. 2.2а) теплоносителем реактора является вода и пароводяная смесь. При принятом в нашей стране канальном выполнении таких реакторов и графитовом замедлителе стенки технологических каналов, выполненные из циркониевого сплава, находятся под полным давлением теплоносителя. С ростом давления в реакторе повышаются параметры пара и тепловая экономичность паровой турбины, по одновременно увеличивается толщина стенок технологических каналов. Это приводит к ухудшению нейтронно-физических характеристик реактора и может потребовать применения более обогащенного урана. Удорожание реактора в связи с большим расходом циркониевых сплавов и повышением обогащения ядерного топлива может повлиять на экономическую эффективность АЭС даже негативно, несмотря на рост термической эффективности. На основе расчетных проработок и опыта эксплуатации

одноконтурных АЭС давление теплоносителя в таком реакторе в настоящее время принимается равным 7 МПа, то есть парообразование в реакторе одноконтурной АЭС отвечает температуре воды в реакторе, равной 285 °С, соответственно начальные параметры пара перед турбиной составляют 6,5 МПа и 280 °С.

Для двухконтурной АЭС (см. рис. 2.2б) теплоносителем является вода под давлением, которая одновременно служит и замедлителем, циркониевые сплавы, используемые для кассет активной зоны, не испытывают перепада давлений. Это позволяет выбрать давление теплоносителя в реактора максимально возможным по условиям изготовления мощных корпусов. При современном состоянии мирового и отечественного реакторостроения таким давлением является 16 МПа. Условие однофазности теплоносителя на выходе из реактора — его недогрев до кипения. Соответственно ограничивается не только температура теплоносителя на выходе из реактора, но и температура на входе в реактор (на выходе из парогенератора), которая принимается равной 290 °С. С учетом необходимого перепада температур в парогенераторе (между теплоносителем и пароводяной смесью) температура парообразования составляет 278 °С, что отвечает давлению 6,4 МПа. Начальные параметры пара перед турбиной 6 МПа и 274 °С.

Если теплоноситель для двухконтурной АЭС (см. рис. 2.2б) газообразный, то его предельная температура зависит прежде всего от теплофизических свойств. Так, для углекислого газа CO<sub>2</sub> существуют определенные температурные ограничения; если реактор охлаждается гелием, то предельная температура теплоносителя ограничивается только стойкостью конструкционных материалов. Эти вопросы, а также выбор параметров пара перед турбиной и давления теплоносителя, которое в отличие от водного теплоносителя не связано с уровнем температуры, рассмотрены в гл. 17.

Для трехконтурной АЭС (см. рис. 2.2в) пока практически единственным теплоносителем является жидкий натрий. Его предельная температура определяется только стойкостью конструкционных материалов, а давление, как и для газового теплоносителя, не связано с уровнем температуры. Выбор параметров пара перед турбиной для трехконтурных АЭС рассмотрен в гл. 16.

Не указывая в данном параграфе конкретных значений параметров пара перед турбиной для газообразного и жидкометаллического теплоносителей, отметим, что уровень этих температур выше критической температуры воды. Соответственно выше критической температуры может быть и начальная температура пара перед турбиной. Для водного теплоносителя температура пара перед турбиной (см. выше) ниже критической. Это важное обстоятельство должно быть учтено при анализе термодинамических циклов.

### **3.2. Термодинамические циклы паротурбинной установки в $T, s$ — диаграмме**

Известно, что наивысшее значение термического КПД имеет *цикл Карно*, состоящий из двух изотерм и двух изоэнтроп (адиабат). Термический КПД цикла Карно тем выше, чем больше начальная ( $T_1, K$ ) и меньшая конечная ( $T_2, K$ ) температуры цикла:

$$\eta_i^* = (T_1 - T_2) / T_1 = 1 - T_2 / T_1 \quad (3.1)$$

Но свойства водяного пара таковы, что в результате изэнтропийного сжатия невозможно подогреть воду до наивысшей температуры цикла; поэтому идеальным термодинамическим циклом тепловой электростанции является не цикл Карно, а *цикл Ренкина*, в котором увеличение энтальпии воды до значения, соответствующего температуре насыщения, происходит практически по нижней пограничной кривой. В связи с этим термический КПД идеального цикла Ренкина  $\eta_t$  меньше, чем для цикла Карно:

$$\eta_t < \eta_t^k \quad (3.2)$$

В § 3.1 отмечено, что температура пара перед турбиной для газообразного и жидкометаллического теплоносителя реактора может быть выше критической, например, примем ее равной 500 °С.

Для цикла Ренкина на перегретом паре, как и для цикла Карно, термический КПД тем выше, чем больше начальная температура пара. Но для цикла Ренкина на насыщенном паре зависимость термического КПД от начальной температуры пара неоднозначна, так как для насыщенного пара неоднозначна зависимость его энтальпии от температуры кипения. Из рис. 3.1 видно, что максимальный КПД цикла Ренкина на насыщенном паре достигается при начальном давлении пара 13 — 15 МПа, причем наиболее существенный рост КПД происходит до давления 7,5 МПа, замедленный рост КПД — при увеличении давления от 7,5 до 13 МПа и снижение КПД при дальнейшем увеличении давления пара. Это подтверждает целесообразность выбора начального давления насыщенного пара перед турбиной по § 3.1.

В данном параграфе рассмотрим только идеальные, то есть обратимые, циклы. Анализ их удобно проводить с использованием  $T, s$  — диаграммы. Приняв конечное давление цикла

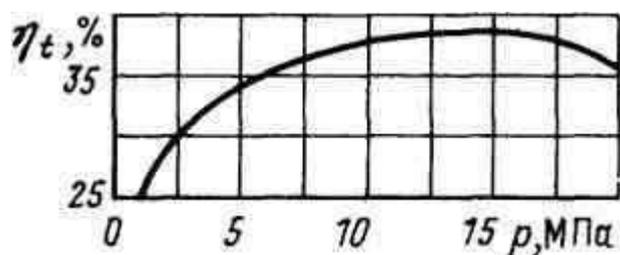


Рис. 3.1. Термический КПД для турбины на насыщенном паре в зависимости от начального давления

постоянным и равным 0,005 МПа, рассмотрим влияние начальных параметров пара при отсутствии жестких ограничений по температуре теплоносителя.

На рис. 3.2 представлена  $T, s$  — диаграмма водяного пара. На ней для температуры 500 °С пунктирными линиями нанесен идеальный цикл Карно. Количество теплоты для этого цикла характеризуется площадями: для горячего источника  $a'' b \delta \delta''$ ; для холодного источника —  $a'' b \delta \delta''$ ; для холодного источника —  $a'' a \delta' \delta''$ ; для превращенной в работу —  $a b \delta \delta'$ . Соответственно, КПД цикла Карно  $\eta^k$  составит отношение площадей  $a b \delta \delta'$  и  $a'' b \delta \delta''$ .

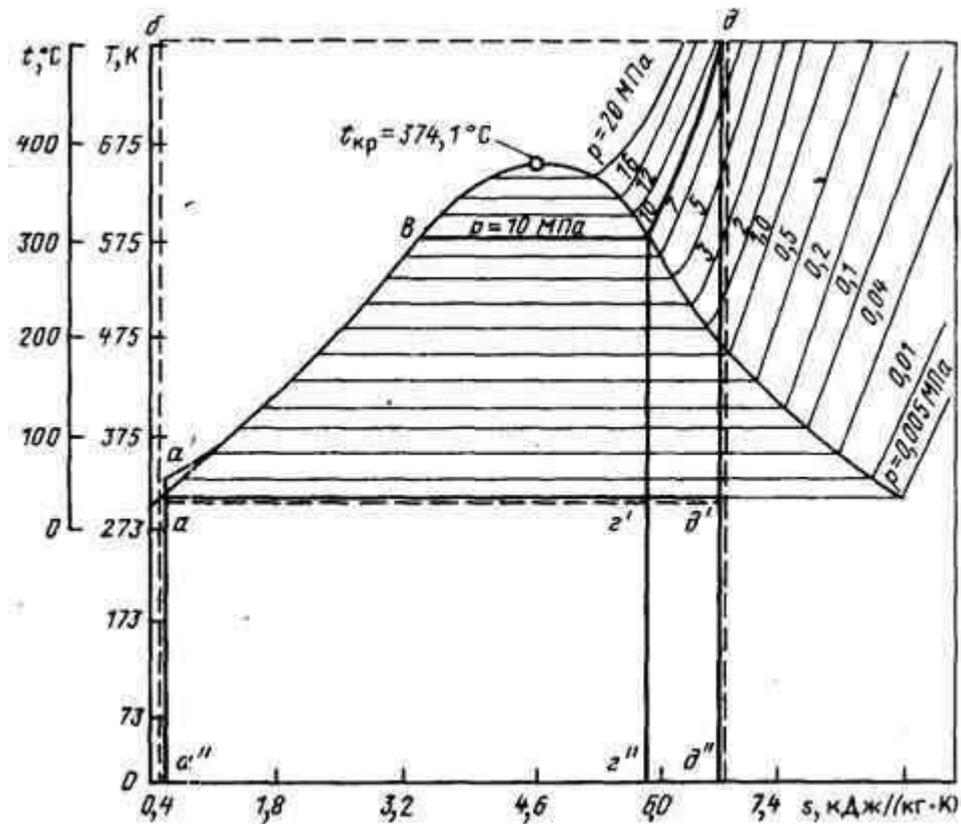


Рис. 3.2.  $T, s$  — диаграмма для АЭС с турбиной на перегретом паре высокого давления

Идеальный цикл Ренкина для начальной температуры  $500\text{ }^{\circ}\text{C}$ , означающий для водяного пара работу на перегретом паре, на рис. 3.2 нанесен сплошными линиями для начального давления, например,  $10\text{ МПа}$  (без учета регенерации). При этом отдельные процессы этого цикла отвечают:  $aa'$  — повышению давления воды до рабочего;  $a'v$  — повышению температуры воды до рабочей;  $vg$  — парообразованию;  $gd$  — перегреву пара;  $dd'$  — расширению пара;  $d'a$  — отводу теплоты в холодном источнике. Процесс  $aa'$  происходит в насосе; процессы  $a'v$ ,  $vg$  и  $gd$  — в парогенераторе двухконтурной или трехконтурной АЭС; процесс  $dd'$  — в турбине и  $d'a$  — в конденсаторе. Количество теплоты для этого цикла характеризуется площадями: для горячего источника  $a''a'vgdd''$ ; для холодного источника  $a''ad'd''$ ; превращенной в работу  $aa'vgdd'$ .

Соответственно КПД идеального цикла Ренкина на перегретом паре составит отношение площадей  $aa'vgdd'$  и  $a''a'vgdd''$ .

Сопоставление идеальных циклов Карно и Ренкина для начальной температуры  $500\text{ }^{\circ}\text{C}$  подтверждает сказанное о меньшем КПД цикла Ренкина в сравнении с циклом Карно. Действительно, количество теплоты, отводимой в холодном источнике, для обоих циклов равно, а количество теплоты, превращаемой в работу, существенно различно.

По рис. 3.2 можно представить себе и идеальный цикл АЭС на насыщенном паре, например, так же для давления  $10\text{ МПа}$ , как и для цикла перегретого пара. Количество теплоты для этого цикла характеризуется площадями: для горячего источника  $a''a'vgg''$ , для холодного источника  $a''ag'g''$ ; для превращенного в работу  $aa'vgg'$ . Соответственно КПД идеального цикла Ренкина на насыщенном паре составит отношение площадей  $aa'vgg'$  и  $a''a'vgg''$ .

Из сопоставления идеальных циклов Ренкина для перегретого и насыщенного пара на рис. 3.2 видны преимущества перегретого пара перед насыщенным *при равном начальном давлении пара*. Действительно, за счет перегрева получается дополнительная работа, характеризуемая площадью  $z'g\delta\delta'$ , которая больше, чем дополнительный отвод теплоты в холодном источнике (площадь  $z''z'\delta'\delta''$ ).

Более высокая тепловая экономичность приводит к меньшему расходу пара, что имеет и самостоятельное значение — облегчение конструирования мощных турбин и удешевление всего оборудования АЭС.

Перегретый пар всегда повышает тепловую экономичность, если сопоставлять его работу с насыщенным паром того же давления. Если введение перегрева требует снижения давления, а такое положение имеет место, если предельная температура теплоносителя меньше критической температуры воды, то есть для АЭС с водным теплоносителем (см. § 3.1), то насыщенный пар оказывается более выгодным. Рассмотрим, почему введение перегрева для таких АЭС может вызвать снижение давления пара.

На рис. 3.3 показаны циклы перегретого и насыщенного пара для случая, когда начальная температура пара составляет 274 °С (параметры пар перед турбиной для энергоблока ВВЭР-1000). Для перегретого пара с этой температурой давление отвечает температуре насыщения по линии  $бг$ , а не по линии  $б'в$ . Из рис. 3.3 отчетливо видно снижение КПД при переходе от насыщенного пара к перегретому при одном и том же значении начальной температуры. В самом деле, выигрыш при работе на перегретом паре, составляющий площадь  $в'г\delta\delta'в''$ , не только меньше теряемой в связи со снижением давления работы (площадь  $бб'ев'$ ), но и вызывает большой дополнительный отвод теплоты в холодном источнике — площадь  $в''в'\delta'\delta''$ .

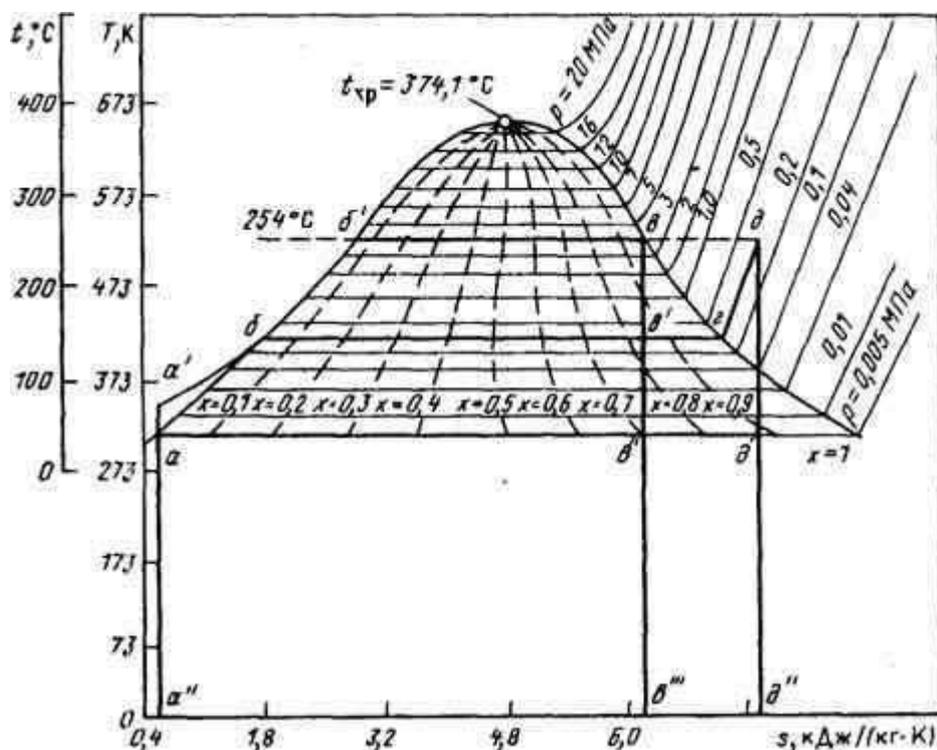


Рис. 3.3. Сопоставление циклов на перегретом и насыщенном паре для одинаковой начальной температуры пара

Таким образом, если начальная температура цикла ограничена и отвечает докритическим давлениям водяного пара, то цикл насыщенного пара обладает более высокой тепловой экономичностью, чем цикл перегретого пара для той же начальной температуры.

Атомные электрические станции на насыщенном паре не могут полностью использовать цикл, показанный на рис. 3.3. В процессе расширения насыщенного пара в турбине его влажность непрерывно увеличивается и достигает значений, недопустимых по условиям эрозионного износа проточной части. В связи с этим идеальный цикл для АЭС с водным теплоносителем (рис. 3.4) включает в себя промежуточную сепарацию: пар, достигший предельно допустимых значений влажности, после головного цилиндра турбины отводится в специальный сепаратор и осушается в нем — линия  $gd$  — при постоянном давлении (температуре). При этом полезная работа возрастает на значение площади  $g'd'd'$ . В результате сепарации влаги можно осуществить еще и промежуточный перегрев пара за счет конденсации части пара начальных параметров. Это позволяет при последующем расширении пара в турбине обеспечить в ее последних ступенях допустимую влажность пара. Перегрев производится в поверхностном теплообменнике, в связи с чем конечная температура промежуточного перегрева будет меньше начальной температуры греющего свежего пара на значение температурного напора  $\Delta t$  (рис. 3.4).

Из рис. 3.4 видно, что промежуточная сепарация пара увеличивает полезную работу на значение площади  $g'g'dd'$ , но одновременно увеличивается (и более значительно) отвод

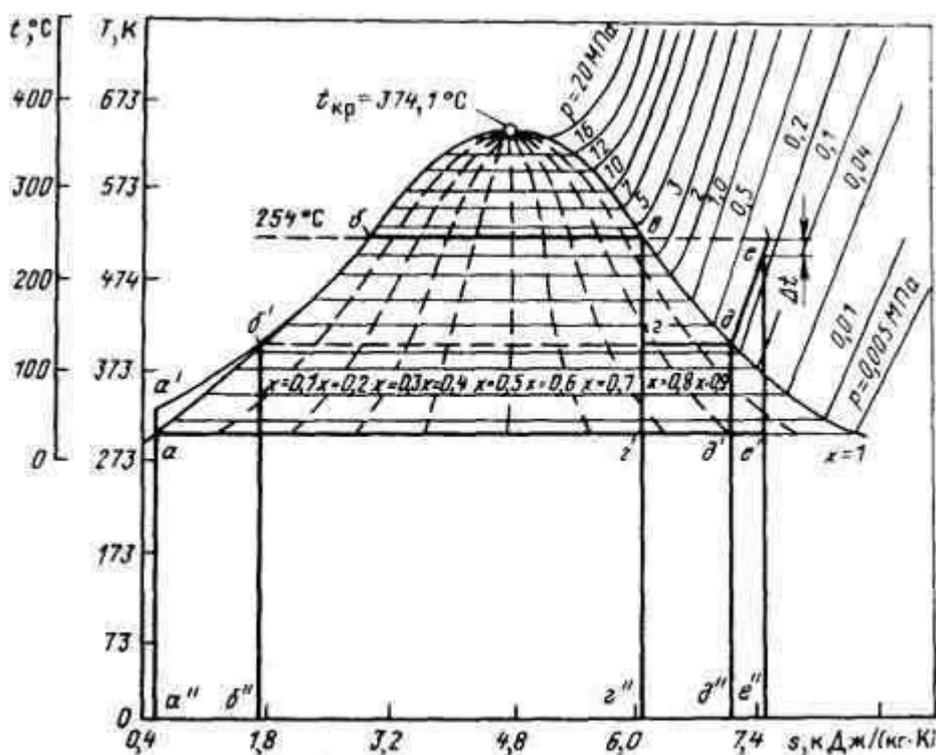


Рис. 3.4. Идеальный термодинамический цикл, реализуемый в современных паротурбинных установках АЭС с водным теплоносителем без учета регенеративного подогрева питательной воды

теплоты в холодном источнике (площадь  $g''g'd'd''$ ). Аналогично влияние и промежуточного перегрева, так как площадь  $d'dee'$ , соответствующая росту полезной работы, меньше площади  $d''d'e'e''$ , соответствующей увеличению отвода теплоты в

холодном источнике. Таким образом, КПД цикла с промежуточными сепарацией и перегревом пара оказывается меньшим, чем для цикла без промежуточных сепарации и перегрева пара. Но, как уже было сказано выше, невозможно осуществление цикла без сепарации и перегрева при давлении в холодном источнике 0,005 МПа. Поэтому такое прямое сопоставление неправомерно. Цикл с сепарацией и промежуточным перегревом надо сопоставлять с циклом при их отсутствии при допустимой конечной влажности. Тогда цикл без сепарации будет иметь давление в холодном источнике существенно выше 0,005 МПа. Полезная работа при этом определяется площадью  $b' бег$ , отвод в холодном источнике — площадью  $b'' б' зз''$ , а КПД такого цикла — отношением площадей  $b' бег$  и  $b'' б' бег''$ , то есть будет существенно ниже, чем при промежуточных сепарации и перегреве пара. Следует также иметь в виду, что влажность пара вызывает снижение внутреннего относительного КПД турбины, поэтому промежуточный перегрев повышает  $\eta_{oi}$  (см. § 3.4). КПД турбинной установки при введении промежуточного перегрева может не только не уменьшиться, но и сохраниться тем же или даже увеличиться.

Кроме того, введение промежуточного перегрева, снижающего конечную влажность, позволяет глубже расширять пар в турбине и повысить КПД цикла.

Увеличение работы, производимой каждым килограммом пара (и поэтому возможность снижения расхода пара при той же мощности) позволяет при промежуточных сепарации и перегреве конструировать турбины значительной мощности даже для средних параметров, обоснованных выше. Таким образом, промежуточные сепарация и перегрев пара признаны обязательными для АЭС с водным теплоносителем.

Приведенные выше циклы рассматривались при отсутствии регенеративного подогрева питательной воды. В таких условиях весьма значителен бесполезный отвод теплоты в холодном источнике. Известно, что одним из главных недостатков водяного пара является большая теплота парообразования (или, что то же, теплота конденсации) при давлении, выбираемом на выходе из проточной части турбины (см. § 3.3), между тем как часть этой теплоты могла бы быть использована для подогрева питательной воды перед ее поступлением в парогенерирующую установку (парогенератор двухконтурной АЭС или реактор одноконтурной АЭС) в специальных *регенеративных подогревателях*. Для осуществления этого регенеративного подогрева питательной воды влажный пар из ступеней турбины может отводиться для частичной конденсации в регенеративных подогревателях и затем возвращаться в турбину для дальнейшего производства работы в ней.

Такой идеальный цикл для насыщенного пара представлен на рис. 3.5 в сопоставлении с аналогичным циклом при отсутствии регенеративного подогрева. Анализ этого цикла показывает снижение отвода теплоты в холодном источнике на значение площади  $z'' z' в' в''$  при регенеративном подогреве. При этом уменьшается и полезная работа на значение площади  $z' зв'$ . Но сравнение значений этих площадей свидетельствует о повышении термического КПД цикла, который соответствует отношению площадей  $aa' бвгг'$  и  $a'' a' бег z' z''$ . Смысл регенеративного подогрева питательной воды может быть пояснен и несколько иначе, а именно: из рис. 3.5 видно, что для подогрева воды от точки  $a'$  до точки  $b'$  используется не теплота, выделяемая в реакторе, а теплота частичной конденсации пара, работающего в турбине. За счет теплоты, выделяемой в реакторе, будут осуществляться процессы по линиям  $b' б$  и  $бв$ . Таким образом, температура воды после регенеративного подогрева, то есть в точке  $b'$ , всегда будет, во-первых, существенно ниже температуры насыщенного пара (температуры кипения воды) и, во-вторых,

несколько ниже температуры, характерной для точки г, в связи с необходимостью иметь температурный напор  $\Delta t$  в обычно применяемых поверхностных регенеративных подогревателях.

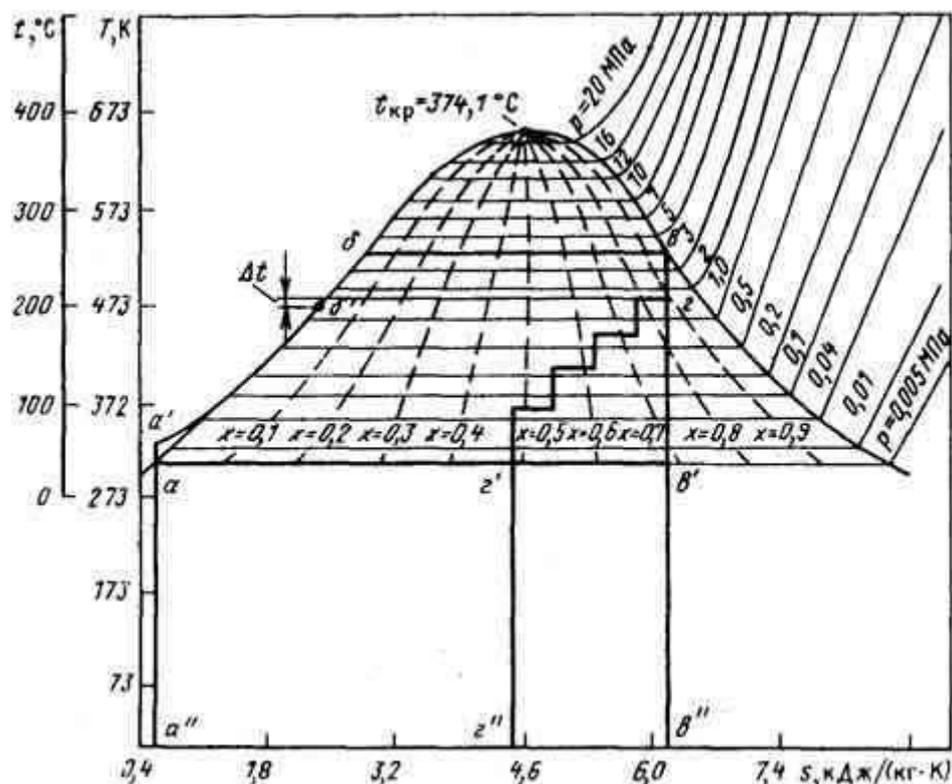


Рис. 3.5. Сопоставление идеальных термодинамических циклов насыщенного пара при наличии и отсутствии регенеративного подогрева питательной воды

Значительное и легко достижимое увеличение термического КПД при использовании регенеративного подогрева питательной воды привело к обязательному его использованию во всех паротурбинных установках.

### 3.3. Выбор конечных параметров пара

В § 3.2 рассматривался вопрос о выборе начальных параметров пара в условиях одинаковых конечных параметров. Но из рис. 3.2 — 3.5 видно, что на тепловую экономичность паротурбинной установки влияют не только начальные, но и конечные параметры пара — чем ниже давление за турбиной (давление в конденсаторе), тем больше производимая работа и больше термический КПД установки. С учетом этого обстоятельства для современных энергоблоков ТЭС сверхкритических параметров на органических топливах расчетное давление в конденсаторе принимается около 0,0035 МПа.

Из рис 3.6. видно, что переход от давления 0,0035 МПа в конденсаторе к 0,0045 МПа снижает термический КПД примерно на 1,5%, но одновременно (рис. 3.7) почти в 1,3 раза уменьшает удельный объем пара — от 40,2 до 31,7 м<sup>3</sup>/кг. Увеличение удельного объема пара при одном и том же массовом расходе требует соответствующего роста проходных сечений последних ступеней турбины. Если же учесть упомянутый выше повышенный

расход пара на турбинах насыщенного пара, то станет очевидной практическая невозможность создания мощных турбин насыщенного пара с конечным давлением 0,0035 МПа. Поэтому, несмотря на некоторое снижение

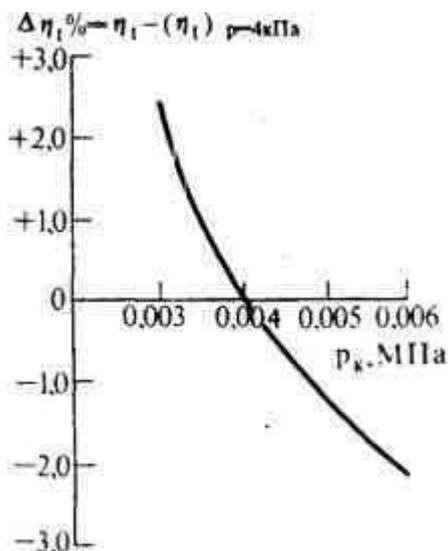


Рис. 3.6. Термический КПД паротурбинной установки в зависимости от вакуума (при неизменных начальных параметрах)

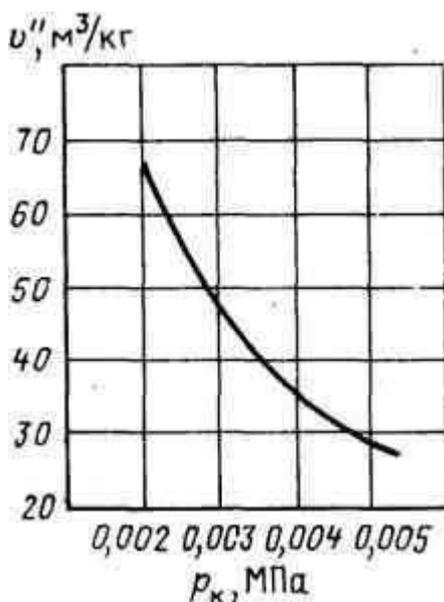


Рис. 3.7. Удельный объем насыщенного пара в зависимости от давления пара в конденсаторе

тепловой экономичности, конечное давление пара для АЭС с водным теплоносителем принимается не ниже 0,0040 МПа, а для мощных турбин предпочтительнее 0,0045 МПа. Конкретный выбор конечного давления пара связан с частотой вращения турбины — 50 или 25  $\text{с}^{-1}$ , причем для быстроходных турбин окружные скорости выше и поэтому допустимая влажность меньше.

### 3.4. Реальные процессы в паротурбинной установке и показатели тепловой экономичности АЭС

Выше рассматривались обратимые идеальные циклы. В действительности все процессы, составляющие циклы паротурбинных установок АЭС, протекают с потерями, снижающими тепловую экономичность. Анализ циклов получается наиболее наглядным при рассмотрении их в  $T, s$ -диаграмме. Однако для изучения реальных процессов и тем более для тепловых расчетов элементов АЭС использование  $T, s$ -диаграммы слишком трудоемко, так как определения количества теплоты требуют планиметрирования площадей. Более удобным является использование  $h, s$ -диаграммы для водяного пара, в которой по оси ординат откладываются значения энтальпии. На рис. 3.8 представлена  $h, s$ -диаграмма водяного пара в пределах значений давления, температуры и влажности, характерных для АЭС с водным теплоносителем. Обращает на себя внимание наличие наибольших значений энтальпии насыщенного пара в области давления 2,5 — 3,6 МПа, что связано с теплофизическими свойствами водяного пара.

Рассмотрим на рис. 3.8 значения энтальпии в разных точках идеального цикла насыщенного пара. В процессе идеального цикла в турбине происходит адиабатное расширение пара от начального давления перед турбиной  $p_a$  до давления в конденсаторе  $p_k$ . При этом энтальпии влажного пара перед турбиной  $h_o$  снижается до энтальпии влажного пара перед конденсатором  $h_{ка}$ . Разность этих значений энтальпии называется располагаемым адиабатным перепадом энтальпии:

$$H_a = h_o - h_{ка} \quad (3.3)$$

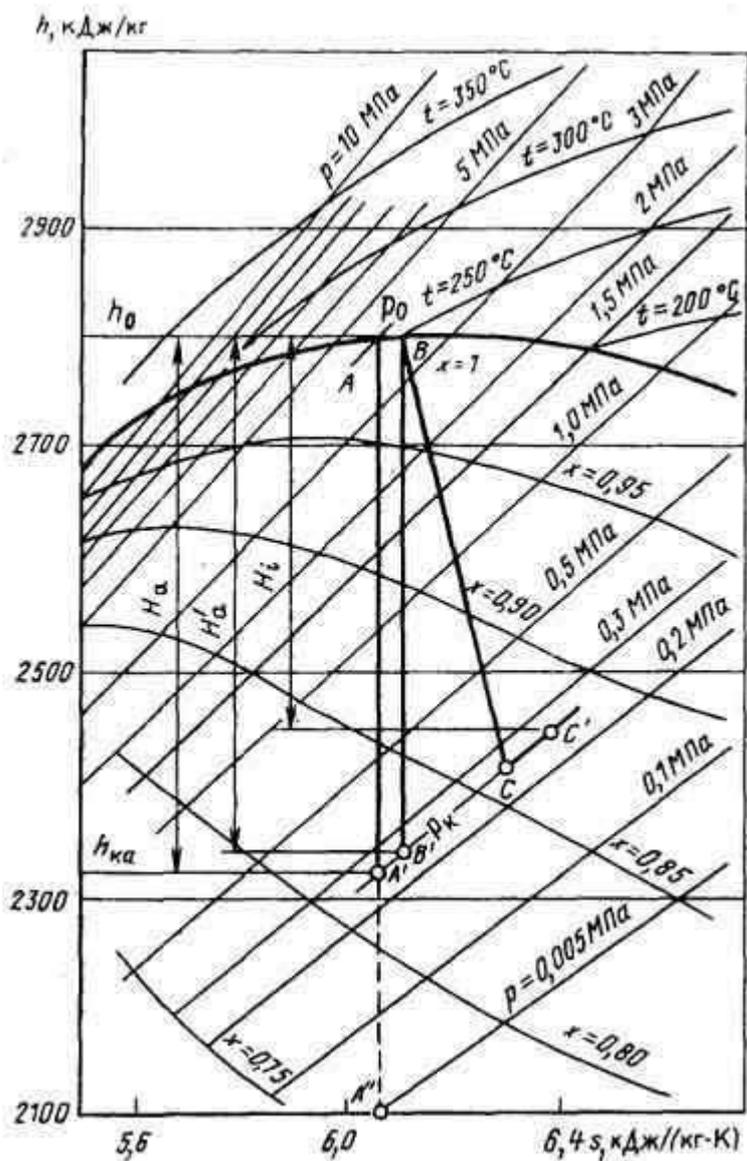


Рис. 3.8. Идеальный и реальный процессоры в паротурбинной установке на насыщенном паре в  $h, s$ -диаграмме без промежуточных сепарации и пароперегрева

Ее также называют удельной располагаемой внутренней работой идеального цикла:

$$W_a = H_a \quad (3.4)$$

В холодном источнике происходит конденсация отработавшего пара. Энтальпия конденсата равна энтальпии воды при температуре насыщения для давления в насосе (в одном или, как обычно, в двух последовательных — конденсатном и питательном) до рабочего, энтальпия конденсата увеличивается до значения  $h_{к.на}$ . Соответственно адиабатный перепад энтальпии в насосе

$$H_{на} - h_{к.на} - h'_{к} = w_{на}, \quad (3.5)$$

где  $w_{на}$  — удельная внутренняя работа насоса.

В процессе изобарного подвода теплоты конденсат превращается в сухой насыщенный пар и энтальпия пара возрастает до  $h_o$ . Разность значений энтальпии  $h_o$  и  $h_{к.на}$  называется *удельной располагаемой теплотой турбины*:

$$q_o = h_o - h_{к.на} \quad (3.6)$$

Отношение адиабатного перепада энтальпии в турбине к удельной располагаемой теплоте составляет термический КПД идеального цикла Ренкина:

$$\eta_t = H_a / q_o = w_a / q_o \quad (3.7)$$

В (3.7) не учтен расход энергии на работу насоса, то есть это КПД без учета расхода на собственные нужды, называемый *КПД-брутто*. С учетом расхода на собственные нужды станции (в данном случае на работу насоса) удельная полезная внутренняя работа идеального цикла Ренкина

$$W_t = W_a - W_{на} \quad (3.8)$$

Коэффициент полезного действия *КПД-нетто* с учетом расхода на собственные нужды

$$\eta_{тнт} = (H_a - H_{на}) / q_o = w_t / q_o = (w_a - w_{на}) / q_o \quad (3.9)$$

На рис. 3.8 показаны  $h_o$ ,  $h_{ка}$  и  $H_a$ . Процесс  $AA'$  подтверждает сказанное в § 3.2 о неизбежности промежуточной сепарации пара — даже для начального давления пара 4,4 МПа (ВВЭР-440) влажность пара превосходит допустимое значение (около 17%) уже при давлении 0,25 МПа, а при конечном давлении пара 0,005 МПа (пунктир до точки  $A''$ ) влажность пара после турбины достигла бы 23%.

В отличие от идеального цикла в реальном цикле Ренкина имеют место потери теплоты. В реальном рабочем процессе в турбине вследствие этого используется не весь располагаемый перепад энтальпии  $H_a$ , а лишь часть его  $H_i$ , называемая действительным перепадом энтальпии. Соответственно и внутренняя работа 1 кг пара  $w_i = H_i$  меньше располагаемой  $w_a$ . Отношение использованного перепада энтальпии  $H_i$  к располагаемому  $H_a$  (или внутренней работы 1 кг пара в турбине  $w_i$  к располагаемой работе  $w_a$ ) характеризует совершенство проточной части турбины (или ее отдельных цилиндров) и паровпускных устройств. Его называют внутренним относительным КПД турбины (цилиндра)  $\eta_{oi}$ .

Рассмотрим потери теплоты в турбине. При входе в турбину теплота теряется за счет дросселирования пара в регулирующих органах. Этот процесс (AB на рис. 3.8) происходит при постоянной энтальпии, но увеличивает энтропию и уменьшает располагаемый адиабатический перепад энтальпии до  $H'_a$ . Соответственно коэффициент дросселирования

$$\eta_{др} = H'_a / H_a \quad (3.10)$$

В проточной части турбины имеют место потери, в результате которых процесс расширения отличается от адиабатического (изоэнтروпийного). Процесс расширения происходит по политропе с ростом энтропии. Конечная энтальпия после турбины будет при этом характеризоваться точкой  $C$ , а с учетом потерь в выходном патрубке турбины — точкой  $C'$ , соответственно

$$\eta_{oi} = H_i / H_a \quad (3.11)$$

Для характеристики собственно проточной части турбины используют соотношение

$$\eta'_{oi} = H_i / H'_a \quad (3.12)$$

Некоторая часть пара отбирается при давлении  $p < p_0$  с подачей на уплотнения вала турбины и штоков клапанов и последующим возвратом в промежуточные ступени турбины. В результате внутренняя работа 1 кг пара, подведенного к турбине, уменьшится на  $\Delta w_{np}$  и составит

$$w'_i = w_i - \Delta w_{np} = w_i (1 - \xi_{np}), \quad (3.13)$$

где  $\xi_{np} = (0,5 \div 1,0) 10^{-2}$  — коэффициент потерь с протечками.

Величина  $w'_i$  является фактической работой, совершенной 1 кг пара в турбине. Этой работе соответствует внутренний абсолютный КПД турбины

$$\eta_i = w'_i / q_o = H_i (1 - \xi_{np}) / q_o = \eta_t \eta_{oi} (1 - \xi_{np}); \quad (3.14)$$

Удельная работа на муфте турбины  $w_e$  меньше  $w'_i$  на значение механических потерь, а удельная энергия, снимаемая с выводов генератора  $w'_g$ , меньше, чем  $w_e$  на потери в генераторе, то есть

$$w_e = w'_i \eta_{мех}; \quad w'_g = w_e \eta_g, \quad (3.15)$$

где  $\eta_{мех} = 0,96 \div 0,98$  — механический КПД;  $\eta_g$  — КПД генератора, равный при воздушном охлаждении 0,97 — 0,98, при водородном 0,98-0,99.

С учетом потерь с протечками, механических и в генераторе определяют относительный эффективный КПД турбо-установки:

$$\eta_{oc} = \eta_{oi} (1 - \xi_{np}) \eta_{мех}; \quad (3.16)$$

абсолютный эффективный КПД турбоустановки:

$$\eta_c = \eta_t \eta_{oc} = w_c / q_o = \eta_t \eta_{oi} (1 - \xi_{np}) \eta_{мех}; \quad (3.17)$$

относительный электрический КПД турбоустановки:

$$\eta_{0.э} = \eta_{oi}(1 - \xi_{пр}) \eta_{мех} \eta_{г}; \quad (3.18)$$

абсолютный электрический КПД-брутто турбоустановки:

$$\eta_{э} = \eta_{г} \eta_{oi} = W_{э} / Q_0 = \eta_{г} \eta_{oi} (1 - \xi_{пр}) \eta_{мех} \eta_{г} \quad (3.19)$$

Для определения абсолютного КПД-нетто турбоустановки должен быть прежде всего определен расход энергии на привод питательного насоса. Остальные насосы турбоустановки (конденсатные, дренажные и др.) имеют небольшую мощность, и их относят условно к общестанционным механизмам.

Если расход электроэнергии на привод питательного насоса составляет  $w_{э.н}$ , то удельная выработка электроэнергии нетто

$$W_{э.н.г} = W_{э} - W_{э.н}; \quad (3.20)$$

и электрический КПД-нетто турбоустановки

$$\eta_{э.н.г} = W_{э.н.г} / Q_0 = (W_{э} - W_{э.н}) / Q_0. \quad (3.21)$$

Приведенные выше соотношения отвечают простому циклу Ренкина. Они могут быть распространены и на сложные циклы — с регенерацией и промежуточными сепарацией и перегревом пара. В этом случае удельная располагаемая теплота турбины

$$q_0 = h_0 + \alpha_{п.п} \Delta h_{п.п} - q_{п.в} - h_{к.на}, \quad (3.22)$$

где  $\alpha_{п.п}$  — доля пара, прошедшего промежуточный перегрев;  $\Delta h_{п.п}$  — приращение энтальпии пара в промежуточном пароперегревателе;  $q_{п.в}$  — теплота, подведенная к питательной воде в регенеративной системе.

Влияние регенеративного подогрева на тепловую экономичность турбинной установки рассматривается в следующей главе.

Для сложных циклов расход пара по отсекам турбины изменяется. При этом удельную внутреннюю работу всей турбинной установки определяют как сумму работ по отдельным частям турбины, что находит свое отражение в методике расчета тепловой схемы турбинной установки.

Для того, чтобы перейти от КПД турбинной установки к КПД всей АЭС, нужно учесть также потери теплоты в реакторном контуре и в трубопроводах. Для двухконтурных АЭС существуют еще потери теплоты в парогенераторе, а потери теплоты в трубопроводах должны учитываться раздельно для I и II контуров. Эти потери теплоты учитываются через КПД реакторного контура  $\eta_p$ , парогенератора  $\eta_{г}$ , трубопроводов одноконтурной станции  $\eta_{тр}$ , трубопроводов I и II контуров двухконтурной АЭС  $\eta_{тр}^{lk}$

,  $\eta_{тр}^{lk}$ . Тогда КПД-брутто для одноконтурной АЭС

$$\eta_{\text{АЭС}} = \eta_{\text{э}} \eta_{\text{р}} \eta_{\text{тр}} \quad (3.23)$$

для двухконтурной АЭС

$$\eta_{\text{АЭС}} = \eta_{\text{э}} \eta_{\text{р}} \eta_{\text{тр}}^{\text{Iк}} \eta_{\text{тр}}^{\text{IIк}} \eta_{\text{п.г.}} \quad (3.24)$$

Потери теплоты в трубопроводах, парогенераторах и реакторных контурах невелики. Так,  $\eta_{\text{тр}} = 0,985 \div 0,988$ . Еще более высокими являются значения  $\eta_{\text{р}}$  и  $\eta_{\text{п.г.}}$ . КПД-нетто станции для одноконтурной АЭС

$$\eta_{\text{АЭС}_{\text{нт}}} = \eta_{\text{э.нт}} \eta_{\text{р}} \eta_{\text{тр}} \quad (3.25)$$

для двухконтурной АЭС

$$\eta_{\text{АЭС}_{\text{нт}}} = \eta_{\text{э.нт}} \eta_{\text{р}} \eta_{\text{тр}}^{\text{Iк}} \eta_{\text{тр}}^{\text{IIк}} \eta_{\text{п.г.}} \quad (3.26)$$

Кроме КПД для характеристики тепловой экономичности используют также величину удельного расхода теплоты. Для турбинной установки

$$q_{\text{э}} = q_0 / w_{\text{э}} = 1 / \eta_{\text{э}}, \quad (3.27)$$

а для станции в целом удельные расходы теплоты АЭС по выработке и отпуску электроэнергии брутто и нетто составят

$$q_{\text{АЭС}} = 1 / \eta_{\text{АЭС}}; \quad q_{\text{АЭС}_{\text{нт}}} = 1 / \eta_{\text{АЭС}_{\text{нт}}} \quad (3.28)$$

Для определения количества теплоты (кДж), необходимого для выработки 1 кВт · ч электроэнергии, значения  $q_{\text{э}}$  и  $q_{\text{АЭС}}$  (или  $q_{\text{ЛЭС}_{\text{нт}}}$ ) следует умножить на 3600.

Процесс в  $h, s$ -диаграмме на рис. 3.8 представлен для повышенного конечного давления пара. При этом нет необходимости применения в паротурбинной установке промежуточных сепарации и пароперегрева. Но такие условия не характерны для современных паровых турбин. Необходимо более глубокое расширение пара для увеличения располагаемого теплоперепада и термического КПД. Поэтому, как было обосновано в § 3.3, необходимо применение для современных АЭС с водным теплоносителем промежуточных сепарации и пароперегрева, осуществляемых между цилиндрами среднего и низкого давления турбины. Соответствующий идеальный процесс в  $T, s$ -диаграмме представлены на рис. 3.4, а реальный процесс в  $h, s$ -диаграмме — на рис. 3.9. показывает, что сепарация и промежуточный перегрев пара после цилиндра среднего давления позволяют более чем вдвое увеличить располагаемый адиабатный теплоперепад. Соответственно уменьшается расход пара на турбину, что облегчает ее конструирование для большой мощности.

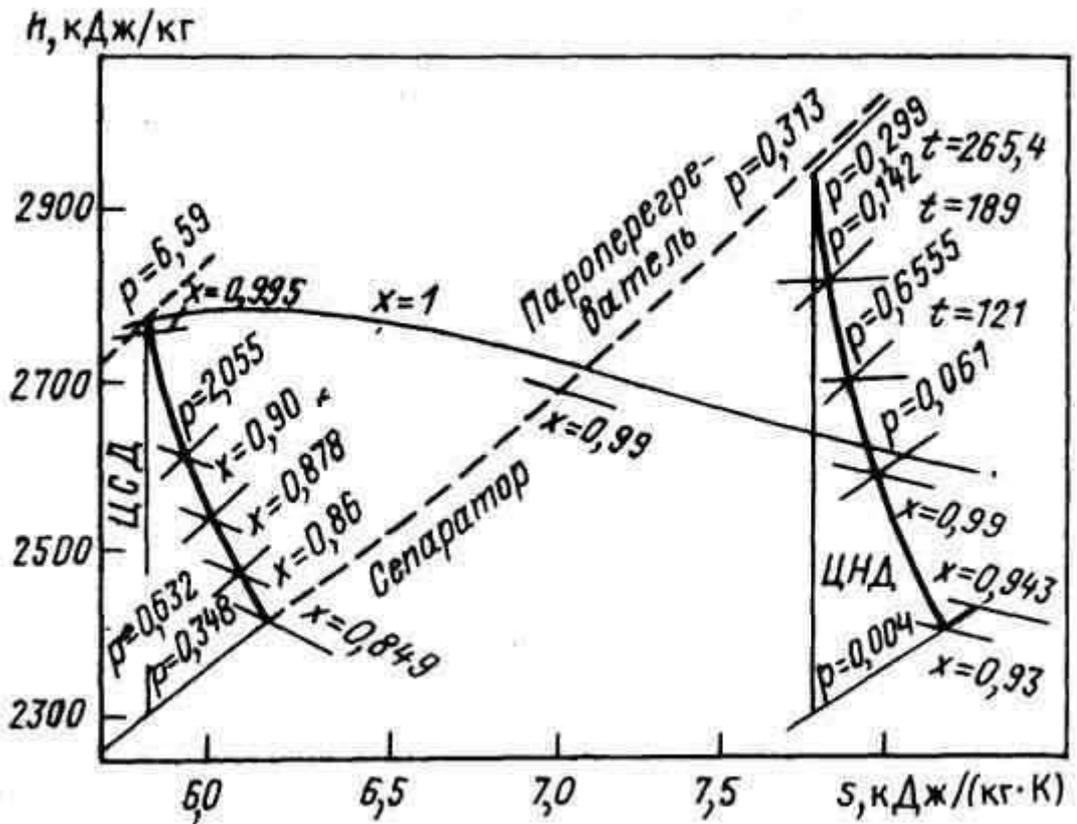


Рис. 3.9. Реальный процесс в паротурбинной установке на насыщенном паре в  $h, s$ -диаграмме с промежуточными сепарацией и перегревом

### 3.5. Тепловой баланс на АЭС и общая экономичность АЭС

На рис. 3.10 представлен тепловой баланс для двухконтурной АЭС с водным теплоносителем в расчете на 1 кг пара.

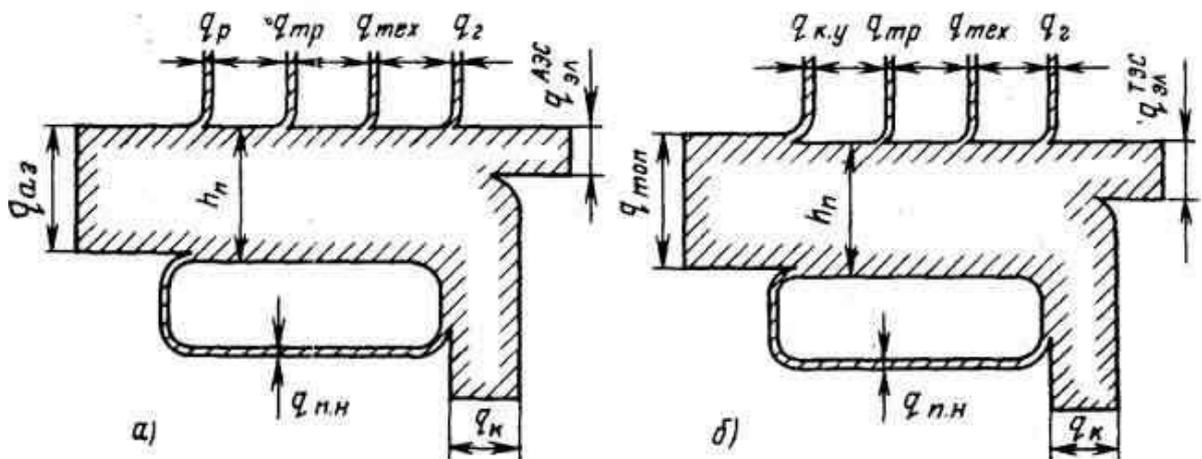


Рис. 3.10.

Тепловой баланс на АЭС с водным (а) и жидкометаллическим (б) теплоносителями

Условно рассмотрим его при отсутствии регенеративного подогрева. В парогенератор поступает теплота, выделившаяся в активной зоне реактора  $q_{a3}$ , за вычетом теплоты, теряемой системой первого контура  $q_{1к}$ , а также теплота конденсата  $q_k$ . С учетом потерь теплоты в паропроводах  $q_{тр}$  каждый килограмм пара внесет в турбину энтальпию  $h_{т}$ , некоторая незначительная часть этой теплоты будет затрачена на механические потери в турбине  $q_{мех}$  и потери в электрогенераторе  $q_{г}$ , значительную часть теплоты придется отвести в конденсаторе с охлаждающей водой  $q_{ох}$ , а непосредственно в электроэнергию будет превращено количество теплоты  $q_{эл}$ , которое, как это видно из рис. 3.10, существенно меньше отводимого в конденсаторе. Как следствие этого, КПД АЭС с водным теплоносителем находится на уровне  $\sim 33\%$ .

Тепловая экономичность является важным, но не окончательным показателем экономичности работы. В качестве одного из показателей общей экономичности используется себестоимость продукции, то есть *себестоимость 1 кВт·ч отпускаемой электроэнергии*. Определение этого показателя является задачей другого курса и соответствующего учебника. Напомним только, что годовые затраты на производство электроэнергии включают в себя топливную составляющую, а также составляющие, зависящие от начальных капиталовложений и расходов на эксплуатацию.

Для ТЭС топливная составляющая играет решающую роль и потому весьма важна высокая тепловая экономичность, всегда снижающая расход топлива и повышающая общую экономичность. Для АЭС топливная составляющая имеет существенно меньшее значение. Поэтому меньшая в сравнении с ТЭС тепловая экономичность АЭС, связанная с применением насыщенного пара среднего давления (см. § 3.2, а не перегретого пара высокого давления, как на ТЭС), не препятствует конкурентоспособности АЭС в сравнении с ТЭС.

Расчет топливной составляющей для атомных электростанций отличается от расчета для ТЭС по ряду причин; для АЭС загружаемое и выгружаемое топлива практически не отличаются по общей массе; определение количества действительно "сгоревшего" топлива ( $^{235}\text{U}$ ,  $^{239}\text{Pu}$ ) требует определения изотопного состава выгружаемого топлива, что невозможно в условиях АЭС. Соответственно невозможно определение действительной, а не расчетной, то есть проектной, глубины выгорания.

Выгружаемое из реактора АЭС топливо имеет высокую энергетическую ценность, в том числе и по содержанию  $^{235}\text{U}$  и  $^{239}\text{Pu}$ . Поэтому выгружаемое топливо подлежит переработке для повторного использования. При определении топливной составляющей кроме уранового топлива учитывают стоимость изготовления твэлов и затраченных на них конструкционных материалов. В связи с этим топливную составляющую рассчитывают для АЭС, исходя из сумм, предъявляемых АЭС для оплаты доставляемых партий твэлов. Для периода между выгрузкой части твэлов и загружаемых взамен свежих твэлов определяется суммарная выработка электроэнергии и к ней относят стоимость полученных твэлов.

Для АЭС повышение тепловой экономичности только тогда приводит к уменьшению топливной составляющей, когда оно не связано с удорожанием загружаемого в реактор ядерного топлива. Так, применение перегретого пара высокого давления с параметрами 9 МПа и 500 °С на первом и втором блоках Белоярской АЭС повысило их тепловую экономичность в сравнении с первым и вторым блоками Нововоронежской АЭС, работающими на насыщенном паре среднего давления с параметрами 2,9 МПа и 230 °С.

Однако ядерный перегрев пара на БАЭС потребовал применения в перегревателе активной зоны реактора нержавеющей аустенитных сталей вместо циркониевых сплавов, соответственно оказалось необходимым повысить обогащение урановой загрузки, что вызвало увеличение топливной составляющей.

Капиталовложения на АЭС существенно выше, чем на ТЭС. Они влияют на стоимость электроэнергии через соответствующую составляющую. Поэтому *конструктивные решения, повышающие тепловую экономичность АЭС, приемлемы лишь в том случае, если уменьшение топливной составляющей превышает рост составляющей от капитальных затрат*. Когда это условие не соблюдается, себестоимость 1 кВт · ч электроэнергии увеличивается. Изыскание решений, повышающих тепловую экономичность АЭС без увеличения капиталовложений, является задачей проектирования АЭС.

Капиталовложения влияют не только на себестоимость вырабатываемой электроэнергии, но и имеют самостоятельное значение для решения вопроса о строительстве АЭС, так как речь идет о значительных затратах. Поэтому *один из экономических показателей АЭС, так же как и для ТЭС, это стоимость 1 кВт установленной мощности*, равная отношению полной стоимости АЭС к ее электрической мощности. В качестве одного из путей для снижения стоимости 1 кВт установленной мощности современная атомная энергетика использует рост единичной мощности основных агрегатов и мощности АЭС в целом. Это — магистральный путь развития энергетике, так как одновременно решаются и такие важные задачи, как ускорение ввода значительных мощностей, и относительно сокращаются трудозатраты на сооружение электростанций.

## Глава 4

# РЕГЕНЕРАТИВНЫЙ ПОДОГРЕВ ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ

### 4.1. Предельный регенеративный цикл и реализация регенеративного подогрева в тепловых схемах АЭС

В § 3.2 были показаны преимущества регенеративного подогрева. Чем больше число регенеративных подогревателей, тем выше тепловая экономичность цикла (рис. 4.1). Если число ступеней регенерации будет бесконечно большим и соответственно теплоперепады на  $v' b'$  может быть заменена кривой  $v' b'$ . При этом получается цикл  $aa' vv' b$  с максимально возможной тепловой экономичностью, называемой *предельным регенеративным циклом*. Из рис. 4.1 видно, что если бы кривая  $v' b'$  была эквидистантна линия  $aa' v$ , то значения термического КПД предельного регенеративного цикла и КПД цикла Карно при одинаковых значениях начальной и конечной температуре циклов были бы равны. Так как это условие не соблюдается, то термический КПД даже для предельного регенеративного цикла несколько меньше, чем для цикла Карно. Сказанное полностью относится к циклам на насыщенном паре, характерным для АЭС с водным теплоносителем. Так как предельная температура питательной воды после системы регенерации не может быть равна температуре перегрева, то в циклах с перегревом различие между предельным регенеративным циклом и циклом Карно значительнее.

Предельный регенеративный цикл, для которого КПД максимален ( $\eta_{p \text{ макс}}$ ), отвечает бесконечно большому числу ступеней регенерации. В реальных условиях число ступеней является конечным и выбирается по соображениям, изложенным ниже. КПД регенеративного цикла  $\eta_p$  будет меньше чем  $\eta_{p \text{ макс}}$ , но

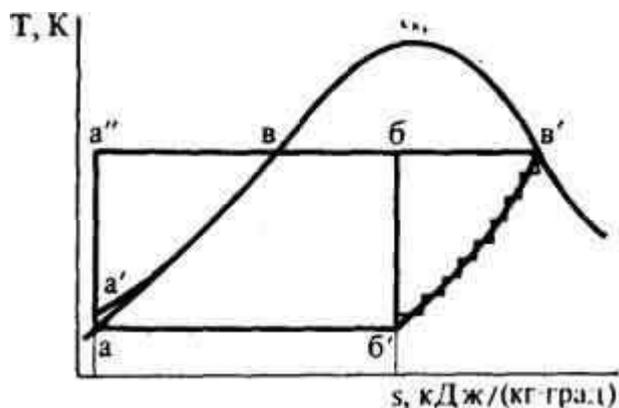


Рис. 4.1. Сопоставление предельного регенеративного цикла и цикла Карно

больше, чем КПД цикла без регенерации  $\eta_k$ . На рис. 4.1, так же как и на рис. 3.5, представлен процесс, при котором все количество пара, поступающего в турбину, направляется последовательно в регенеративные подогреватели и возвращается из них в турбину для продолжения производства работы в ней (рис. 4.2). В реальных условиях такой процесс не осуществляется по двум причинам. Во-первых (и это ясно видно из рис. 3.5 и 4.1), в последних ступенях турбины влажность пара достигла бы весьма большого, недопустимого значения, во-вторых, пропуск полного расхода пара через систему регенерации требует увеличения числа цилиндров турбины, огромного расхода металла на паропроводы больших диаметров и значительных габаритов строительных конструкций АЭС.

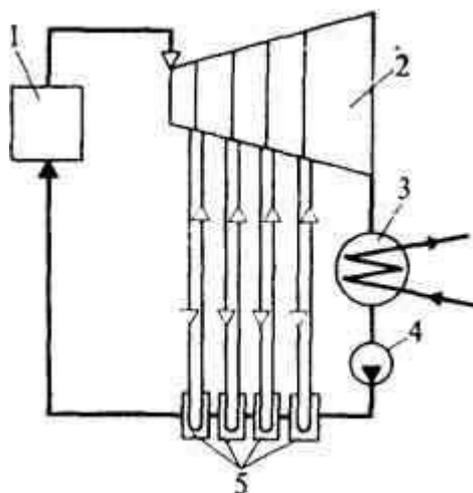


Рис. 4.2. Организация регенеративного подогрева питательной воды при отводе в подогреватели полного расхода пара:

1 — парогенератор; 2 — турбина; 3 — конденсатор; 4 — насос; 5 — регенеративные подогреватели

В связи с этим в реальных условиях в регенеративные подогреватели направляют только часть общего расхода пара и в них полностью этот пар конденсируют, без возврата в турбину, что конструктивно предпочтительнее. В термодинамическом отношении отвод полного расхода пара

на регенерацию с частичной конденсацией и последующим возвратом его для работы в турбине эквивалентен отбору части пара с его полной конденсацией в регенеративном подогревателе. Однако в последнем случае влажность пара в конце турбины получается существенно меньшей, что благоприятно. Расход пара по ступеням турбины после каждого отбора пара на регенерацию уменьшается. Расход отбираемого пара, являющегося греющим паром подогревателей, обозначают через  $\alpha$  в долях от полного расхода пара на турбину, то есть  $\alpha = D/D_0$ . Нумерацию отборов пара из турбины (1, 2, 3 и т. д.) ведут по ходу пара от головной части машины к конденсатору; подогреватели нумеруют по ходу воды от конденсатора до входа в реактор одноконтурной АЭС или в парогенератор двухконтурной АЭС.

## 4.2. Тепловая экономичность паротурбинной установки с регенеративным циклом

В зависимости от числа ступеней эффективность регенерации растет, то есть  $\eta_p$  приближается к  $\eta_{p \text{ макс}}$ , одновременно изменяется от 0 до 1 *степень регенерации*  $\sigma = (h_{пв} - h_k)/(h' - h_k)$ . В первом случае пар на регенеративные подогреватели не подается и  $h_{пв} = h_k$ , во втором случае  $h_{пв} = h'$ , но это достижимо только при подогреве воды смешением со свежим паром, что также означает отсутствие регенеративного подогрева.

Составим тепловой баланс для 1 кг пара в цикле с регенерацией (без учета влияния питательного насоса, поскольку его значимость в балансе невелика). Тепловой баланс сводится к равенству располагаемой теплоты турбины  $h_0 - h_{пв}$  и работы, произведенной в турбине, суммируемой с отводом теплоты в холодном источнике:

$$h_0 - h_{пв} = \alpha_k(h_0 - h_k) + \sum_{i=1}^z \alpha_i(h_0 - h_i) + \alpha_k(h_k - h'_k), \quad (4.1)$$

где  $h_{пв}$ ,  $h_0$  и  $h_k$  — энтальпии питательной воды после системы регенерации и пара перед и после турбины соответственно, кДж/кг;  $\alpha_k$ ,  $\alpha_i$  — расходы пара в конденсатор и в  $i$ -й подогреватель в долях от полного расхода на турбину;  $h_i$  — энтальпия отборного пара, поступающего в  $i$ -й подогреватель, кДж/кг;  $z$  — общее число регенеративных подогревателей;  $\alpha_k(h_0 - h_k)$  — работа пара, поступающего в конденсатор, кДж/кг;  $\alpha_i(h_0 - h_i)$  — работа отборного пара, производимая в турбине, до его отвода в  $i$ -й регенеративный подогреватель;  $\alpha_k(h_k - h'_k)$  — отвод теплоты в холодном источнике.

Из (4.1) следует, что абсолютный термический КПД цикла с регенерацией

$$\eta_p = \frac{\alpha_k(h_0 - h_k) + \sum_{i=1}^z \alpha_i(h_0 - h_i)}{\alpha_k(h_0 - h'_k) + \sum_{i=1}^z \alpha_i(h_0 - h_i)}. \quad (4.2)$$

Отношение суммарной работы в турбине и всех потоков пара, отводимых в  $z$  регенеративных подогревателей, к работе, производимой потоком пара, доходящим до конденсатора, называется *энергетическим коэффициентом*

$$A_p = \sum_{i=1}^z \alpha_i (h_o - h_i) / [\alpha_k (h_o - h_k)]. \quad (4.3)$$

Кроме того, будем иметь в виду, что КПД простейшего конденсационного цикла, то есть в отсутствие регенерации,

$$\eta_k = (h_o - h_k) / (h_o - h'_k) \quad (4.4)$$

Тогда (4.2) легко может быть приведено к виду, удобному для анализа:

$$\eta_p = \eta_k (1 + A_p) / (1 + A_p \eta_k) \quad (4.5)$$

Из (4.5) видно, что при  $A_p > 0$ , то есть для регенеративного цикла, КПД всегда выше, чем при отсутствии регенерации  $A_p = 0$ . Чем больше  $A_p$ , то есть работа в турбине потоков, отводимых в систему регенерации, тем значительно отличается КПД регенеративного цикла от КПД простого цикла.

### 4.3. Оптимальное распределение регенеративного подогрева по ступеням турбины АЭС и выбор числа подогревателей

Рассмотрим вначале одноступенчатый регенеративный подогрев, приняв, для простоты, его осуществление путем прямого смешения питательной воды или конденсата после конденсатора с отборным паром. На рис. 4.3 представлены схема такого смешивающего регенеративного подогревателя и его расчетные параметры. Для 1 кг питательной воды баланс теплоты

$$1 \cdot h_{пв} = \alpha_k h'_k + \alpha_1 h_1 \quad (4.6)$$

или, подставив  $\alpha_k = 1 - \alpha_1$ , будем иметь

$$h_{пв} = (1 - \alpha_1) h'_k + \alpha_1 h_1 \quad (4.6a)$$

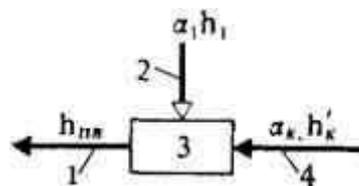


Рис. 4.3. Тепловая схема одноступенчатой регенерации:

1 — отвод питательной воды в парообразующую установку; 2 — подвод отборного пара; 3 — смешивающий регенеративный подогреватель; 4 — подвод конденсата из конденсатора

Дополнив левую часть произведения  $\alpha_1 h_{пв}$ , взятым со знаками плюс и минус, получим

$$\alpha_1 = (h_{пв} - h'_к) / [(h_{пв} - h'_к) + (h_1 - h_{пв})]. \quad (4.7)$$

В условиях известных (заданных) значений энтальпии конденсата и питательной воды КПД регенеративного цикла зависит от выбора энтальпии отборного пара. В самом деле, чем выше  $h_1$ , тем меньше работа, которая будет произведена отборным паром в турбине, но меньше и расход отбираемого пара. Очевидно, что оптимальным параметрам отборного пара будет отвечать максимальный коэффициент  $A_p$ .

Для одноступенчатой регенерации (рис. 4.3)

$$A_p \alpha_1 (h_0 - h_1) / [\alpha_k (h_0 - h_k)]. \quad (4.8)$$

Реальный процесс в турбине в  $h, s$ -диаграмме для рассматриваемого случая представлен на рис. 4.4. Обозначим через  $\Delta h_{п1}$ , количество теплоты, отдаваемой в регенеративном подогревателе 1 кг отборного пара, и через  $\Delta h_{в1}$  — нагрев 1 кг воды в подогревателе:

$$\Delta h_{п1} = h_1 - h_{пв}; \quad \Delta h_{в1} = h_{пв} - h'_к \quad (4.9)$$

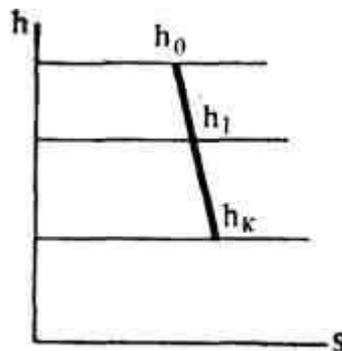


Рис. 4.4. Процесс расширения пара в турбине при одноступенчатой регенерации

С учетом этих соотношений вместо (4.7) можно написать

$$(4.10)$$

и для  $\alpha_k$  — соответственно

$$\alpha_k = 1 - \alpha_1 = \Delta h_{п1} / (\Delta h_{в1} + \Delta h_{п1}). \quad (4.11)$$

Подставим эти значения в (4.8), получим

$$A_p = \Delta h_{в1} (h_0 - h_1) / [\Delta h_{п1} (h_0 - h_k)]. \quad (4.12)$$

Из (4.9) следует, что

$$h_1 = h_{пв} + \Delta h_{п1} = h'_к + \Delta h_{п1} + \Delta h_{в1} \quad (4.13)$$

Тогда вместо (4.12) запишем

$$A_p = [\Delta h_{н1}(h_o - h'_к - \Delta h_{н1}) - \Delta h_{н1}^2] / [\Delta h_{н1}(h_o - h_x)]. \quad (4.12a)$$

Оптимальные условия регенерации при одноступенчатом подогреве будут отвечать максимуму выражения (4.12a). Так как  $h_o$  и  $h_x$  не зависят от параметров регенерации, а  $\Delta h_{н1}$ , определяемая теплотой парообразования, в небольшом интервале давления практически не меняется, максимум  $A_p$  будет в точке, для которой

$$d[(h_o - h'_к - \Delta h_{н1}) - \Delta h_{н1}^2] / d(\Delta h_{н1}) = 0. \quad (4.14)$$

Взяв производную, получим

$$h_o - h'_к - \Delta h_{н1} - 2\Delta h_{н1} = 0 \quad (4.15)$$

или

$$h_o - h'_к - \Delta h_{н1} - \Delta h_{н1} = \Delta h_{н1} \quad (4.15a)$$

Темперепад в турбине до места отбора пара

$$h_o - h_1 = h_o - (h_{н.в} + \Delta h_{н1}) = h_o - h'_к - \Delta h_{н1} - \Delta h_{н1} \quad (4.16)$$

Сопоставив (4.15a) и (4.16), получим, что оптимальные условия регенерации отвечают равенству

$$\Delta h_{\text{в}i} = h_o - h_i \quad (4.17)$$

Таким образом, при одноступенчатом регенеративном подогреве максимальная эффективность цикла отвечает условиям, при которых нагрев воды в подогревателе равен теплоперепаду в турбине от входа в нее до отбора на регенерацию, то есть  $\Delta h_{\text{в}1} = 0,5x(h' - h'_k)$ . Это отвечает степени регенерации  $\sigma_p = 0,5$  (соответствующая кривая на рис. 4.5).

Для получения большего выигрыша от регенеративного подогрева применяют несколько подогревателей. При этом оптимальная степень регенерации увеличивается. Расчетные исследования для многоступенчатой регенерации приводят к выводу о том, что для всех последующих отборов оптимальный подогрев в каждом подогревателе равен теплоперепаду между выше расположенным отбором и отбором на данный подогреватель. В общем виде это означает, что для  $i$ -го подогревателя оптимально

$$\Delta h_{\text{в}i} = h_{i+1} - h_i \quad (4.18)$$

а оптимальная степень регенерации для  $z$  подогревателей составляет  $\sigma_{p, \text{опт}} = z/(z + 1)$ . Температура питательной воды, соответствующая оптимальной степени регенерации, называется *термодинамически оптимальной температурой регенеративного подогрева*.

При выбранной общей степени регенерации важно также распределение подогрева по отдельным ступеням. При некотором соотношении подогревов по ступеням суммарные потери от необратимости оказываются минимальными.

На рис. 4.5 показаны также результаты исследований при числе ступеней регенерации более одной и при бесконечно большом числе ступеней, рисунок иллюстрирует положительное влияние на КПД увеличения числа ступеней регенерации. В современных турбинных установках общее число регенеративных подогревателей составляет от 4—5 до 8. Более 8 подогревателей не применяют, так как с каждым последующим

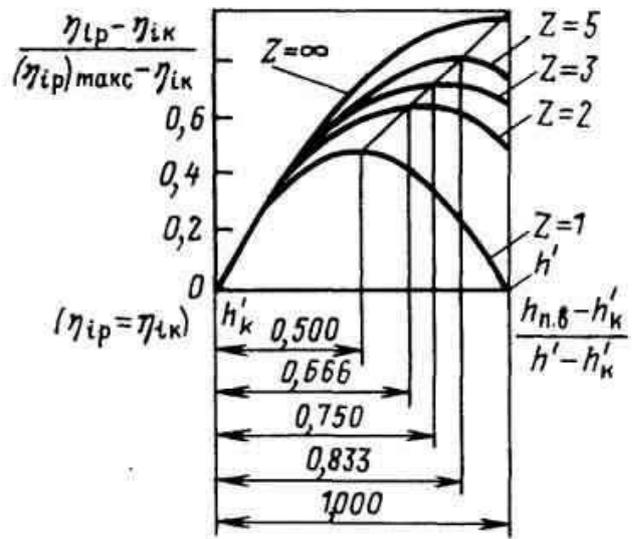


Рис. 4.5. Тепловая экономичность в зависимости от числа регенеративных подогревателей и конечной температуры питательной воды

подогревателем тепловая экономичность увеличивается все слабее (рис. 4.5), а капиталовложения возрастают линейно.

$$h_{пв} = h'_к + \sum_{i=1}^z \Delta h_{вi} \quad (4.19)$$

Температура питательной воды может достигнуть температуры кипения, то есть  $h_{пв} = h'$ , только для бесконечно большого числа ступеней регенерации, т. е. при  $z = \infty$ . Конечное число подогревателей соответствует температуре питательной воды меньше, чем температура парообразования:  $h_{пв} < h'$ .

Если значения подогрева воды в каждом из  $z$  регенеративных подогревателей приняты равными, то есть применено равномерное распределение регенеративного подогрева, то

$$\Delta h_{в} = (h_{пв} - h'_к) / (z + 1) \quad (4.20)$$

Такое распределение близко к оптимальному, но позволяет использовать для всех подогревателей одно и то же оборудование.

При равномерном распределении регенеративного подогрева энтальпия питательной воды

$$h_{пв} = h'_к + z \Delta h_{в} \quad (4.21)$$

В зависимости от числа регенеративных подогревателей при равномерном регенеративном подогреве в каждом из них температура воды повышается на  $15 - 30$  °С.

При выборе значения степени регенерации необходимо иметь в виду пологое протекание кривых (рис. 4.5) в области их оптимума. Поэтому целесообразен выбор  $\sigma_p$  левее оптимума, так как при этом уменьшается расход греющего пара, прямо пропорциональный степени регенерации. Обычно значение  $\delta_p$  выбирают на  $10 - 15\%$  меньшим, чем оптимальное термодинамически.

#### 4.4. Типы регенеративных подогревателей и схемы их включения

В конденсаторе давление рабочей среды наименьшее; в парообразующем агрегате — наибольшее. Этот перепад давлений должен быть преодолен насосом (см. рис. 2.1). Установка на этом пути регенеративных подогревателей существенно повышает требуемый напор насоса, так как необходимо преодолеть еще и гидравлические сопротивления всех подогревателей. Если для подачи воды в парообразующий агрегат насос установлен только после конденсатора, то все регенеративные подогреватели находятся под давлением, превышающим давление в парообразующем агрегате. Это удорожает оборудование.

В связи с этим тракт от конденсатора до парообразующего агрегата разделяют на две части: конденсатный и питательный тракты. Между ними обычно устанавливается деаэратор (см. гл. 5). Напор конденсатного насоса (КН), устанавливаемого после конденсатора, равен давлению в деаэраторе, суммируемому с сопротивлением всего тракта, в том числе с сопротивлением всех регенеративных подогревателей, расположенных до деаэратора. В связи с относительно низким давлением для этих подогревателей их называют *подогревателями низкого давления* (ПНД). После деаэратора (Д) устанавливается *питательный насос* (ПН), напор которого равен перепаду давления между парообразующим агрегатом и деаэратором, суммируемому с сопротивлением всего тракта, в том числе с сопротивлениями всех регенеративных подогревателей, расположенных после деаэратора. В связи с относительно высоким давлением для этих подогревателей их называют *подогревателями высокого давления* (ПВД). Обычно число ПНД не более пяти, а число ПВД — не более трех.

Оптимизация регенеративного подогрева рассматривалась в § 4.3 для смешивающих подогревателей, то есть для схемы по рис. 4.3. Эти подогреватели имеют тот недостаток, что давление воды в каждом из них равно давлению отборных паров и потому отличаются. Это означает необходимость применения соответствующего числа насосов для подачи воды в последующие подогреватели или использование гидростатического столба Н для повышения давления, как это показано на рис. 4.6 для ПНД. В связи с этим для ПНД в основном, а для ПВД как единственное решение используют *регенеративные подогреватели поверхностного типа*. Для них *давление воды по тракту не зависит от давления пара в отборах турбины*, при этом достаточно одного насоса для прокачки воды через несколько подогревателей.

Поверхностные подогреватели для нагрева воды до той же температуры, что и в смешивающих, требуют отвода от

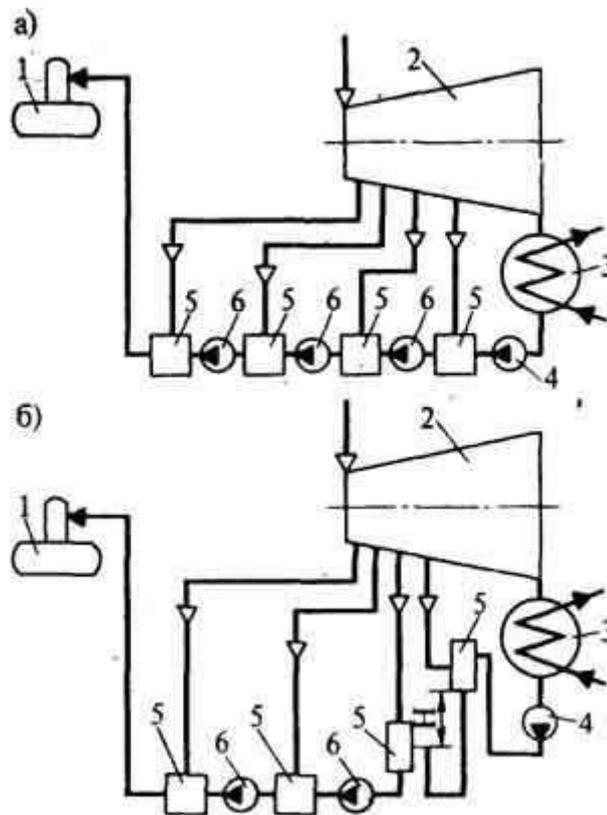


Рис. 4.6. Регенеративные схемы со смешивающими ПНД:

*a* — только с перекачивающими насосами; *б* — с перекачивающими насосами и частичным самотечным движением воды;  
 1 — деаэратор; 2 — цилиндр низкого давления турбины; 3 — конденсатор; 4 — конденсатный насос; 5 — ПНД смешивающего типа; 6 — перекачивающий насос

турбины пара более высокой температуры для создания температурного напора в подогревателе. В связи с этим несколько увеличивается недовыработка электроэнергии турбиной и снижается тепловая экономичность станции. Выбор температурного напора — важная задача, решаемая комплексно, так как чем больше напор в подогревателе, тем больше недовыработка электроэнергии, но тем меньше требуемая поверхность теплообмена и соответственно ее стоимость. Если теплообменная поверхность выполнена из более дорогих конструкционных материалов, то оптимальный температурный напор несколько больше (см. § 4.5). Для оптимизации регенеративной системы с поверхностными подогревателями с достаточной точностью могут быть использованы соотношения, полученные для смешивающих подогревателей в § 4.2 и 4.3.

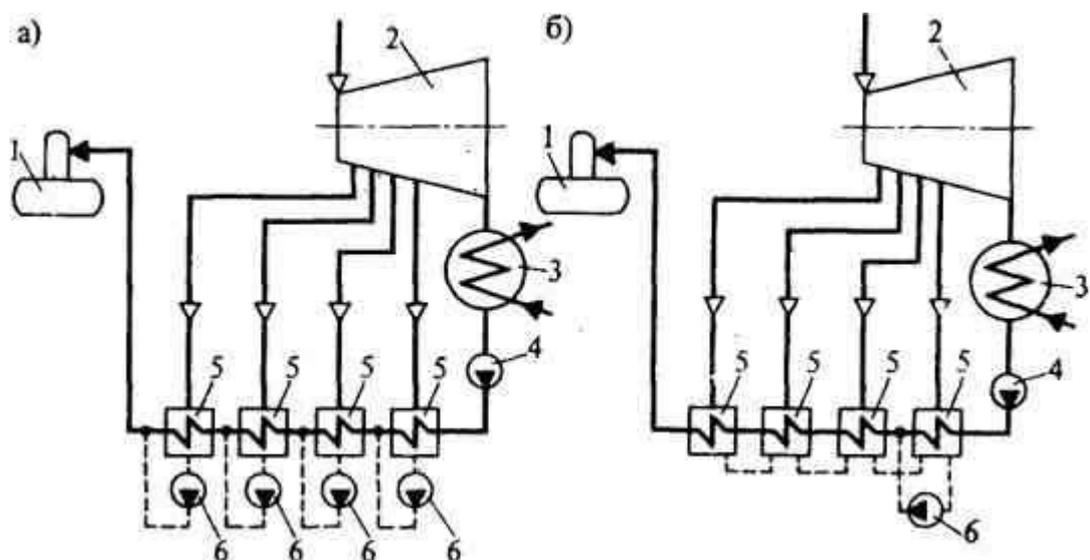


Рис. 4.7. Регенеративные схемы с поверхностными ПНД:

1 — деаэратор; 2 — ЦНД турбины; 3 — конденсатор; 4 — конденсатный насос; 5 — ПНД поверхностного типа; 6 — дренажный насос

Схемы с поверхностными подогревателями показаны, например для ПНД, на рис. 4.7. Греющие пары поступают в корпуса подогревателей; за счет нагрева воды, протекающей внутри трубок, происходит конденсация этих паров; образующийся конденсат собирается в нижней части корпусов. Этот конденсат, иногда называемый *дренажом подогревателей*, *дренажными насосами* (рис. 4.7а) закачивается в линию основного конденсата и смешивается с потоком нагреваемого конденсата. Из рис. 4.7б видно, что можно сократить число дренажных насосов за счет использования каскадного слива дренажей из корпусов подогревателей, находящихся под большим давлением, в корпуса с меньшим давлением и закачкой суммарного дренажа в тракт конденсата одним насосом. На случай аварийного выхода из строя дренажного насоса предусматривается возможность его байпасирования и каскадного слива дренажей в конденсатор. В этом случае вообще отпадает необходимость в дренажном насосе. Однако в нормальной эксплуатации полный каскадный слив в конденсатор применять не следует, так как при этом теплота суммарных дренажей, отвечающая температуре после первого ПНД, не возвращается в цикл, а увеличивает отвод теплоты в конденсаторе, то есть снижается тепловая экономичность.

В связи с различием в давлениях трактов ПНД и ПВД схемы возврата в цикл дренажей греющих паров отличаются. Для ПНД используют комбинации каскадного слива с дренажными насосами, а для ПВД только каскадный слив — в деаэратор. Последнее объясняется трудностями создания дренажных насосов относительно небольшой производительности для среды с высокой температурой. В условиях низких температуры и давления, то есть для ПНД, создание дренажных насосов и обеспечение их надежной работы затруднений не вызывает. Схема закачки дренажей ПНД по рис. 4.7а наиболее экономична и близка к схемам со смешивающими подогревателями, но требует нескольких насосов.

При каскадном сливе дренажей конденсат греющего пара с более высоким давлением сливается в корпус с меньшим давлением. В связи с этим происходит частичное парообразование этого конденсата и соответствующее уменьшение расхода отборного пара из турбины, что снижает экономичность регенеративного цикла. Для предотвращения этого явления в конструкциях регенеративных подогревателей

предусматривают охладители дренажей, либо в дополнение к регенеративным подогревателям применяют установку вынесенных *охладителей дренажей* (ОД). Так как при этом вся схема усложняется и удорожается, то иногда их используют не после каждого ПНД.

Вопросы организации слива дренажей имеют большое значение, так как в современных паротурбинных установках на регенеративные подогреватели поступает 20 — 40% полного расхода пара на турбину, а иногда и более.

Независимо от способа слива дренажа из подогревателя должен быть обеспечен отвод только конденсата. Проскок вместе с конденсатом некоторой части пара снижает тепловую экономичность установки, так как это равносильно увеличению недовыработки электроэнергии в турбине. Для предотвращения проскока пара у подогревателей устанавливаются специальные регулирующие клапаны, которые имеют привод от датчика уровня конденсата в корпусе подогревателя и предотвращают его чрезмерное понижение.

Конденсация греющего пара в подогревателе способствует выделению в его корпусе над уровнем конденсата неконденсирующихся газов. Для вакуумных ПНД дополнительным источником этих газов является подсос воздуха. Для одноконтурных АЭС в паровом объеме регенеративных подогревателей могут скапливаться и благородные газы, образующиеся в реакторе и поступающие в пар. В связи с этим обязательна вентиляция паровых объемов регенеративных подогревателей (это относится и к смешивающим подогревателям). Вместе с удаляемыми газами может уходить и некоторое количество пара. Для уменьшения потерь пара отсос ограничивается, а место отсоса выбирается в нижней части парового объема корпуса.

Парогазовая смесь из всех подогревателей сбрасывается каскадно в конденсатор, откуда удаляется (см. § 8.2). Вынос с парогазовой смесью также и конденсата греющего пара исключается, так как в подогревателях предусмотрены устройства, предотвращающие повышение уровня в нем. Это необходимо также потому, что повышение уровня уменьшает теплообменную поверхность для конденсации греющего пара и снижает подогрев воды. Кроме того, при значительном повышении уровня могла бы возникнуть опасность заброса конденсата в ступени турбины. Поэтому на линиях греющего пара устанавливаются обратные клапаны.

#### **4.5. Материалы и конструкции ПНД и ПВД**

При поверхностных ПНД и ПВД продукты коррозии, образующиеся в конденсатном тракте, могут отлагаться на поверхности теплообмена в парогенераторе двухконтурной АЭС и реакторе одноконтурной АЭС. При этом возможно ухудшение теплоотвода и снижение тепловой экономичности и надежности работы АЭС. С наибольшей интенсивностью коррозия протекает в области температуры, характерной для конденсатного тракта. В связи с этим для теплообменной поверхности ПНД используют материалы, обладающие высокой коррозионной стойкостью. К их числу относятся латуни и нержавеющие стали.

Латуни дешевы и обладают высокой теплопроводностью. Однако поступление в воду оксидов меди, составляющей основу латуней, недопустимо для одноконтурной АЭС. Поэтому латунные ПНД могут использоваться только в турбинных установках двухконтурной АЭС.

Нержавеющие аустенитные стали дороги и обладают низкой теплопроводностью, поэтому их применение для ПНД ограничивается турбинными установками одноконтурной АЭС.

Различие в стоимости вызывает различие в оптимальных значениях температурного напора в ПНД. Так, для латунных ПНД принимают  $\delta t = 1,5 \text{ }^\circ\text{C}$ , а для аустенитных нержавеющих ПНД  $\delta t = 3,5\div 5 \text{ }^\circ\text{C}$ , чем дороже материал ПНД, тем большим должен быть температурный напор, чтобы уменьшить требуемую поверхность нагрева. Проводимые в настоящее время научно-исследовательские работы позволяют надеяться на возможность применения в дальнейшем для ПНД мартенситно-ферритной стали 08Х14МФ, обладающей высокой коррозионной стойкостью, она не только дешевле аустенитной нержавеющей, но и более технологична и теплопроводна. Для таких ПНД возможно использование столь же малого температурного перепада, как для латуны.

В области температуры, характерной для питательного тракта, коррозия конструкционных материалов протекает с существенно меньшей интенсивностью. Поэтому для ПВД используют дешевые углеродистые стали, принимая для них  $\delta t = 1,5 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Для всех конструктивных схем поверхностных регенеративных подогревателей характерны следующие общие положения:

— теплообменная поверхность располагается в корпусе. При компоновке машинного зала предусматривается возможность извлечения трубной системы из корпуса;

— среда с большим давлением (конденсат, питательная вода) направляется внутрь труб малого диаметра; греющий пар — снаружи, то есть корпус подогревателя, имеющий большой диаметр, рассчитывается на давление греющего пара, поэтому он получается менее металлоемким, чем при обратном взаимном движении сред;

— греющий пар в регенеративных подогревателях всегда направляется сверху вниз, так как при этом облегчается вывод воздуха из верхней части корпуса и отвод конденсата из нижней части;

— змеевиковая поверхность нагрева подогревателей выполняется наиболее компактно;

— трубки отвода неконденсирующихся газов из корпуса выполняются из нержавеющей аустенитных сталей.

— за счет большего давления нагреваемой среды (конденсат, питательная вода) обеспечивается не вскипание воды в подогревателях и отсутствие гидравлических ударов.

На рис. 4.8 представлена конструкция латунного ПНД. Незначительные рабочие давления позволили сделать этот подогреватель с фланцем и трубной доской 5, что упрощает как его конструкцию, так и эксплуатацию. В цилиндрическом корпусе размещается поверхность нагрева, состоящая из U-образных трубок 6, завальцованных в трубной доске 5 и скрепленных обечайкой — каркасом 7, придающим пучку жесткость и предохраняющим его от вибраций. Водяная камера 4 разделена перегородкой на две части. Нагреваемая вода входит через патрубок 3, проходит по трубкам сначала вниз, а затем вверх и выходит через патрубок 12. Скорость воды в трубках принимается в

пределах 1,5 — 3 м/с. Греющий пар подводится через штуцер 1. Для улучшения омывания поверхности змеевиков в корпусе установлены горизонтальные перегородки 8. Конденсат скапливается внизу корпуса и выводится через конденсатоотводчик, не допускающий проскока пара. Подогреватель рассчитан на каскадный слив дренажа и каскадный отсос газов. Поэтому в нем имеются штуцер 16 для приема конденсата греющего пара смежного подогревателя большего давления и штуцер 15 для поступления из него паровоздушной смеси. Отсос паровоздушной смеси из данного подогревателя производится на том же уровне через патрубок 9. Корпус подогревателя имеет опоры для подвески к металлическим конструкциям или установки на бетонном основании у турбины. Данная конструкция ПНД не позволяет охладить конденсат греющего пара ниже температуры насыщения.

На ряде ТЭС и АЭС легко производилась замена змеевиков с латунных на аустенитные нержавеющие.

Конструктивная схема регенеративного ПНД с трубной системой, разработанная специально из нержавеющей аустенитной стали типа ОХ18Н10Т, представлена на рис. 4.9. Охлаждение конденсата греющего пара осуществляется в самом подогревателе. Корпус подогревателя выполняют из перлитных сталей, иногда с плакировкой нержавеющей аустенитной. Та же конструкция может использоваться для стали 08Х14МФ.

Для ПВД пока наиболее распространена конструкция, представленная на рис. 4.10. Вместо водяных камер и трубных досок применены вертикальные коллекторы, к которым

присоединяют горизонтальные змеевики, выполненные в виде сварных спиралей. Перегородки (секционирование) в вертикальных коллекторах позволяют получать в змеевиках достаточно большую скорость воды (4 — 5 м/с) для обеспечения высокого коэффициента теплопередачи и уменьшения необходимой поверхности нагрева. Греющий пар опускается вниз, причем направляющие перегородки обеспечивают хорошее смывание змеевиков. Змеевикова система выполнена из простых углеродистых сталей. Она имеет хорошую температурную компенсацию, что важно, так как ПВД работают в большем интервале температуры, чем ПНД. Вся змеевико-коллекторная система закреплена внизу корпуса.

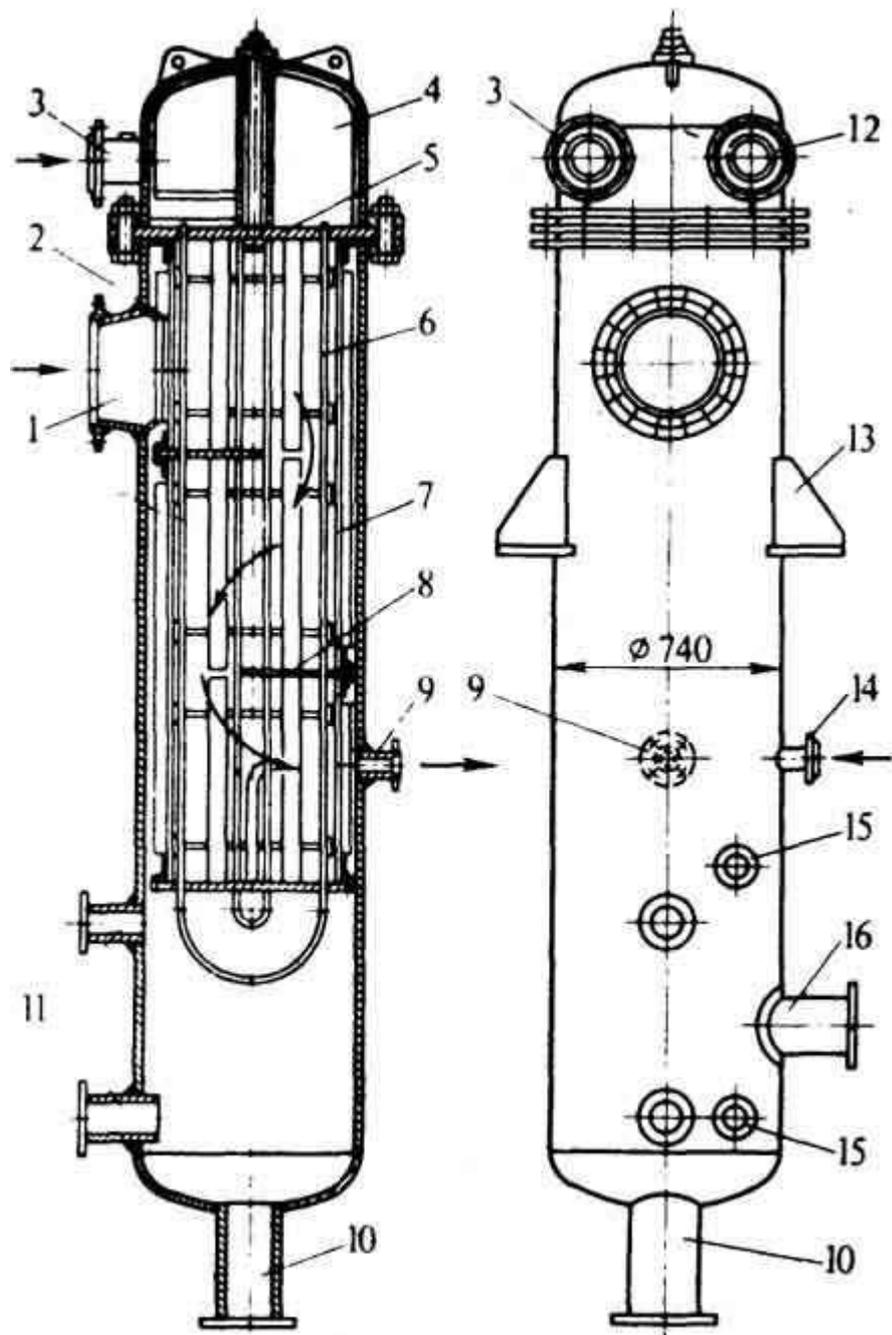


Рис. 4.8. Регенеративный теплообменник с трубной системой из латуни

1 — ввод греющего пара; 2 — защитный лист; 3 — вход нагреваемого конденсата; 4 — водяная камера; 5 — трубная доска; 6 — латунные U-образные трубки; 7 — обечайка — каркас для трубок; 8 — направляющие перегородки; 9 — патрубок отсоса воздуха; 10 — сливной трубопровод конденсата греющего пара; 11 — отводы конденсата в импульсную камеру сигнализатора уровня; 12 — выходной патрубок основного конденсата; 13 — опоры корпуса; 14 — подвод паровоздушной смеси из соседнего подогревателя; 15 — отводы к водоуказательному прибору; 16 — приемный патрубок конденсата греющего пара из смежного подогревателя

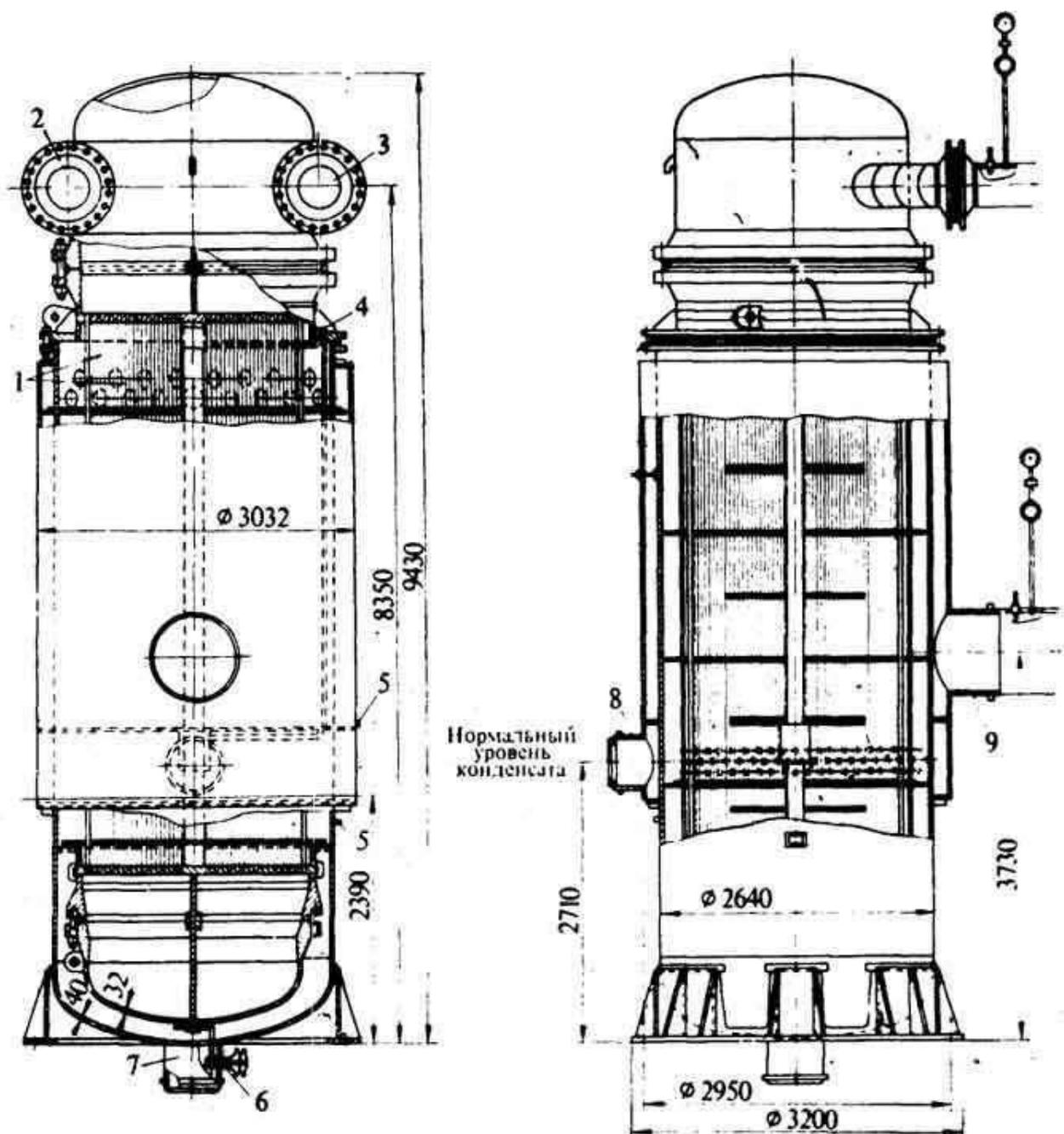


Рис. 4.9. Регенеративный ПНД с трубной системой из аустенитной нержавеющей стали:

1 — трубная система; 2 — вход воды; 3 — выход воды; 4 — отсос парогазовой смеси; 5 — к водоуказательному прибору; 6 — опорожнение трубной системы; 7 — выход конденсата греющего пара; 8 — впуск конденсата греющего пара соседнего подогревателя; 9 — вход греющего пара

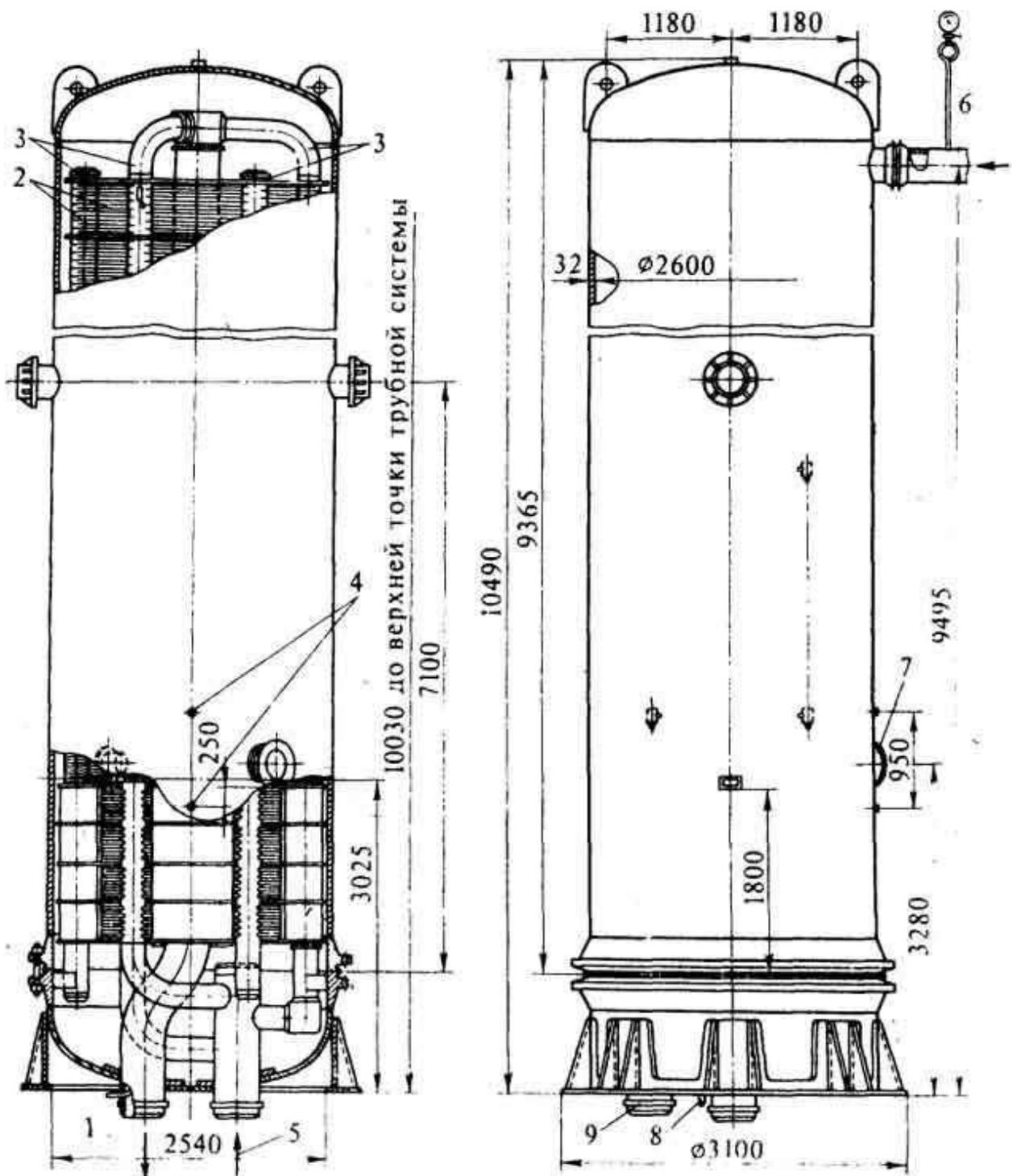


Рис. 4.10. Регенеративный подогреватель высокого давления коллекторно-спирального типа с трубной системой из углеродистой стали:

1 — выход питательной воды; 2 — трубная система; 3 — коллекторы трубной системы; 4 — к водоуказательному прибору; 5 — вход питательной воды; 6 — вход греющего пара; 7 — впуск конденсата греющего пара соседнего подогревателя; 8 — отсос парогазовой смеси; 9 — выход конденсата греющего пара

Преимущество конструкции регенеративного подогревателя, приведенного на рис. 4.10, — возможность замены любой из спиралей и четко организованное противоточное движение греющей и обогреваемой сред. В нижней части этого ПВД организовано противоточное движение греющей и обогреваемой сред. В нижней части этого ПВД

организовано охлаждение конденсата ниже температуры кипения, отвечающей давлению греющего пара. В связи с этим невозможно вскипание конденсата греющего пара при его сливе в предыдущий ПВД. При этом исключается снижение тепловой экономичности за счет уменьшения расхода греющего пара в этот ПВД.

В конструкциях, для которых внутренние охладители дренажи не предусматриваются, на тракте ПНД устанавливают вынесенные охладители конденсата (рис. 4.11). Чтобы чрезмерно не усложнять регенеративную схему, можно устанавливать их не у каждого ПНД, а, например, после каждого двух. Из рис. 4.11 видно, что конденсат греющего пара подогревателя 1 по пути в предыдущий подогреватель 3 проходит через охладитель дренажа 4. На основном потоке воды устанавливают дроссельную шайбу 2, в связи с чем часть воды после подогревателя 3 поступает в охладитель дренажа и затем соединяется с общим потоком, направляемым в подогреватель 1. Установка охладителей дренажа может быть предусмотрена и на полный расход воды. Охладители дренажа не поставляют комплектно с ПНД, так как их устанавливают в зависимости от схемы откачки дренажей подогревателей. На дренажах, закачиваемых в конденсатный трубопровод, устанавливать их незачем, так как охлаждение дренажа повышает экономичность, только если конденсат греющего пара сливается в предшествующий ПНД.

Регенеративные подогреватели выпускают в широком ассортименте. Обычно на каждую турбинную установку

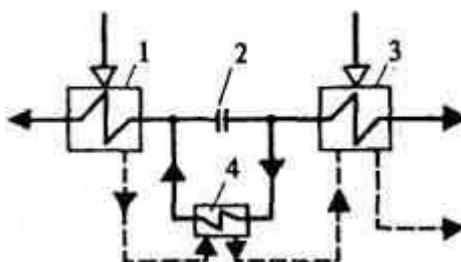


Рис. 4.11. Вынесенный охладитель дренажа ПНД

сооружают по одной нитке подогревателей; для очень мощных турбин — две параллельные. Габаритные размеры подогревателей довольно значительны: высота ПНД доходит до 5 м для латунных трубок и до 10 м для аустенитных нержавеющей, а высота ПВД — до 10 м. Это следует учитывать при компоновке подогревателей с учетом возможностей выемки трубной системы при ремонте.

Для турбин двухконтурной АЭС устанавливают и ПНД, и ПВД. Это видно по конечной температуре регенеративного подогрева, то есть по температуре питательной воды, которая для турбин двухконтурной АЭС пока больше, чем для турбин одноконтурной АЭС, для которой применялись ранее только ПНД, что снижало тепловую экономичность. В настоящее время проявляется тенденция к повышению температуры питательной воды одноконтурной АЭС и развитию ее регенеративной системы.

Конструкция ПВД, представленная на рис. 4.10, несмотря на все описанные ее достоинства, является наиболее ненадежным элементом тепловой схемы и вынуждает всю группу ПВД снабжать байпасом, причем этот байпас включается довольно часто. Причинами, побуждающими к выключению всех ПВД, являются такие недостатки конструкции, как выполнение змеевиков не из мерных труб, а сварными, с частым разрушением сварного стыка из-за вибрации. Кроме того, применялась (и до сих пор

применяется) простая углеродистая сталь. Такие коллекторно-спиральные ПВД устанавливались и на двухконтурной АЭС. Исследования работы ПВД (как на ТЭС, так и, особенно, на АЭС) показывают, что необходимо отказаться от коллекторно-спирального типа

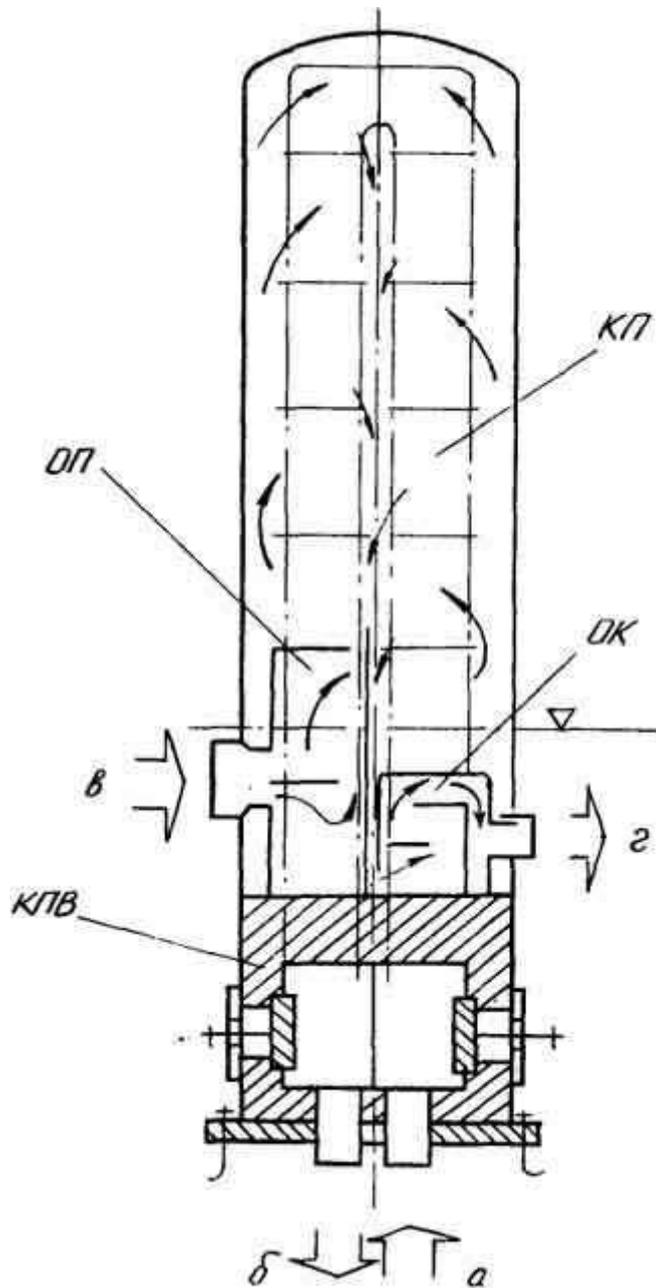


Рис. 4.12. Конструктивная схема вертикального ПВД камерного типа

*a, б* — вход и выход питательной воды; *в* — вход пара; *г* — выход конденсата  
 КПВ-камера питательной воды; КП — конденсационная поверхность; ОП и КП — охладители пара и конденсата

ПВД и перейти к иному типу конструкции ПВД, причем тепло-обменные трубки следовало применять диаметром не  $32 \times 4,5$ , а  $22 \times 3,5$ , и обязательно мерные; сталь должна быть по крайней мере качественная перлитная, а не простая углеродистая. Целесообразность уменьшения диаметра трубок была проверена на опытах с ПВД, установленных на одной из ТЭС. Кроме того, был выполнен проект *камерной конструкции ПВД*, а также особая навивка, позволяющая увеличить заполнение ПВД и

уменьшить его вибрацию. Образец такого ПВХ представлен на рис. 4.12. Технорабочий проект такого ПВД находится в настоящее время на реализации по заказу для двух турбоустановок к ВВЭР-1000 производством ЛМЗ и ХТГЗ, то есть для турбин тихоходной и быстроходной.

Пример конструктивной схемы смешивающего подогревателя низкого давления представлен на рис. 4.13. Конденсат поступает через патрубок 4 и глухим щитом 2 направляется на верхний перфорированный щит 1. Пройдя через него, он струйками стекает на два расположенных ниже таких же перфорированных щита. Продеаэрированный конденсат отводится через штуцер 5, а выделившиеся газы вместе с некоторым количеством пара отводятся через штуцер 9. Греющий пар поступает по линии 8 и направляется под перфорированные щиты. В двух нижних перфорированных щитах в центральной части на большой длине сделаны прорезы для прохода пара под выше расположенный щит. Эти прорезы снабжены бортиками 3 для того, чтобы вода не поступала в них и не мешала свободному проходу пара. Отсос паровоздушной смеси производится через патрубок 6; для аварийного сброса конденсата предусмотрен патрубок 7.

Несмотря на простоту и дешевизну смешивающих подогревателей и обеспечиваемую ими несколько более высокую тепловую экономичность, основным типом подогревателей в регенеративной системе принят все же поверхностный, как это было обосновано в § 4.4.

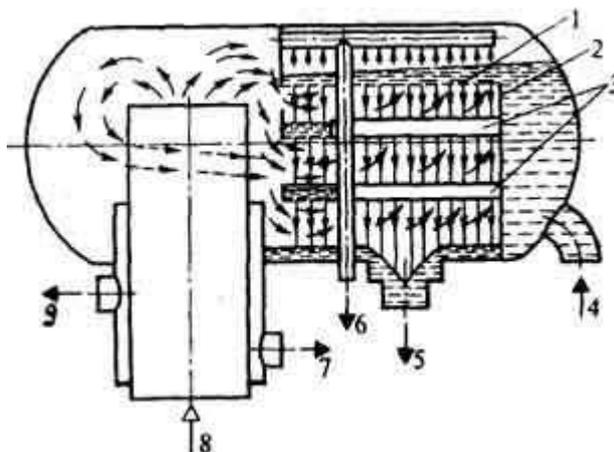


Рис. 4.13. Конструктивная схема смешивающего регенеративного подогревателя

Важным преимуществом смешивающих подогревателей является возможное отсутствие теплообменной поверхности, коррозия которой могла бы вызвать загрязнение конденсата. Именно в связи с этим в некоторых проектах одноконтурной АЭС предполагалось первый и второй или только второй ПВД выполнять смешивающими, а остальные — поверхностными. Следует иметь в виду, что один смешивающий подогреватель пока всегда присутствует в регенеративных системах паротурбинных установок — это деаэратор, устанавливаемый в конце конденсатного тракта. Так как основное его назначение — дегазация конденсата, то рассмотрение работы деаэратора перенесено в следующую главу.

#### 4.6. Особенности регенеративных систем турбины АЭС и тенденции их развития

В § 3.2 была показана целесообразность использования для турбин насыщенного пара промежуточных сепарации и перегрева между цилиндрами. В связи с этим в тепловой схеме возникают такие потоки, как сепарат из сепаратора и конденсаты греющих паров соответственно первой и второй ступеней промежуточного перегревателя. Теплота этих потоков должна быть использована в системе регенерации. Греющими средами для промежуточного пароперегревателя являются пар из первого отбора турбины (для первой ступени) и свежий пар (для второй ступени). Поэтому энтальпии греющих паров и их конденсатов не зависят от конкретных тепловых схем. Что же касается энтальпии сепаратора, то она зависит от разделительного давления, выбор которого рассмотрен в главе, посвященной паровым турбинам. Неоднозначно также и давление в деаэраторе, разделяющем тракты ПНД и ПВД (используются давления 0,7 и 1 МПа).

Подача сепарата и конденсатов греющих паров пароперегревателя может осуществляться в паровые объемы соответствующих по температурному уровню ПНД и ПВД или деаэратора. Теплота этих потоков учитывается в этом случае при расчете расходов отборного пара для рассматриваемого подогревателя или деаэратора. Учитывается также и увеличение расхода дренажа данного подогревателя и всего каскада, а потому и подачи дренажного насоса. Возможно и другое решение — закачка конденсата греющего пара промперегревателя непосредственно в питательный трубопровод после деаэратора одноконтурной АЭС. При этом потери от необратимости будут наименьшими. Недостаток такого решения — повышение концентрации кислорода в питательной воде, которое связано с сохранением в конденсате греющего пара промперегревателя всего кислорода, вынесенного паром из реактора. Это может неблагоприятно отразиться на коррозионной стойкости циркониевых сплавов. Поэтому предпочтительнее установка теплообменника на байпасе питательного трубопровода после деаэратора, с подачей дренажа этого теплообменника в последний ПНД.

Регенеративная система одноконтурной АЭС имеет дополнительные особенности в связи с радиоактивностью греющего пара. Радиоактивность подогревателей по тракту регенеративной системы турбины различна. Если для первого по ходу воды подогревателя уровень радиоактивности низок, то в последнем относительно высок. Греющий пар для последнего по ходу воды подогревателя отводится из начальных ступеней турбины, и концентрация его в корпусе подогревателя приводит к относительно высокой радиоактивности водяной емкости. Радиоактивность конденсата греющего пара выше, чем радиоактивность самого пара, так как массовое количество среды в водяном объеме подогревателя больше, чем в его паровом объеме и в ступени турбины.

Радиоактивность водяной емкости корпуса подогревателя, обогреваемого паром из начальных ступеней турбины, больше, чем водяного объема конденсатора, так как за время прохождения пара от входа в турбину до конденсатора радиоактивность пара спадает. При работе на радиоактивном паре подогреватели регенеративной системы турбины, сборники сепарата и конденсатов промежуточного перегревателя требуют биологической защиты.

Исследования конструкции, приведенной выше, и ряда других смешивающих ПНД, не оправдали возлагавшихся на них надежд, причем даже в отношении малых затрат металла — предлагалось много разного рода щитов для улучшения смешивания

конденсата и пара. В настоящее время тенденция ко внедрению смешивающих подогревателей себя изжила. В последние годы один из вакуумных ПНД (первый), а в некоторых случаях первые два последовательно располагаемых ПНД размещают в горловине конденсаторов.

Наметилась также тенденция отказа от аустенитной, то есть никельсодержащей, стали для ПНД одноконтурной АЭС. В данном случае оказалось более целесообразным и к тому же и более дешевым использовать для этих ПНД недавно созданную и уже вполне освоенную марганцевисто-ферритную сталь ОХ14МФ. Кроме отсутствия никеля и вольфрама преимущества этой стали — экономное легирование хромом, устойчивость к коррозии под напряжением, более высокая теплопроводность и меньшее относительное удлинение.

## Глава 5

# ДЕАЭРАТОРНАЯ И ПИТАТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКИ

### 5.1. Назначение деаэрационной установки

На тракте от конденсатора до парогенератора двухконтурной АЭС (или реактора одноконтурной АЭС) происходят не только теплофизические, но и физико-химические преобразования рабочей среды. Если первые являются результатом процессов теплообмена, то вторые еще и результатом взаимодействия среды с конструкционными материалами. В результате коррозии этих материалов среда загрязняется оксидами металлов, обладающими весьма малой растворимостью и потому способными создавать твердые отложения. Для уменьшения этих отложений применяют коррозионно-стойкие материалы (см. § 4.5), а в дополнение к этому в тракте обеспечивают такие физико-химические характеристики среды, при которых проявляется максимальная стойкость против коррозии.

Рассмотрим физико-химические процессы на конденсатно-питательном тракте двухконтурной АЭС с деаэратором (рис. 5.1 а). Современные нормы технологического проектирования предписывают обязательную установку 100%-ной очистки конденсата после конденсатора не только для одноконтурной, но и для двухконтурной АЭС. Для того, чтобы фильтры конденсатоочистки работали при низком давлении, устанавливают последовательно (до и после конденсатоочистки) два конденсатных насоса: КН-1 преодолевает суммарное сопротивление тракта до конденсатоочистки и ее фильтров и создает подпор для КН-II, который преодолевает суммарное сопротивление всех ПНД и ОД и обеспечивает давление в деаэраторе I. Из деаэратора питательная вода, догретая до температуры кипения, отвечающей давлению в деаэраторе, питательным насосом (ПН) прокачивается через все ПВД и подается в парогенератор.

Вакуум в конденсаторе способствует проникновению в его паровой объем некоторого количества воздуха. Специальными устройствами (см. § 8.2) этот воздух в большей своей части удаляется из конденсатора. Однако некоторое количество воздуха и, главное, содержащегося в нем кислорода, все же

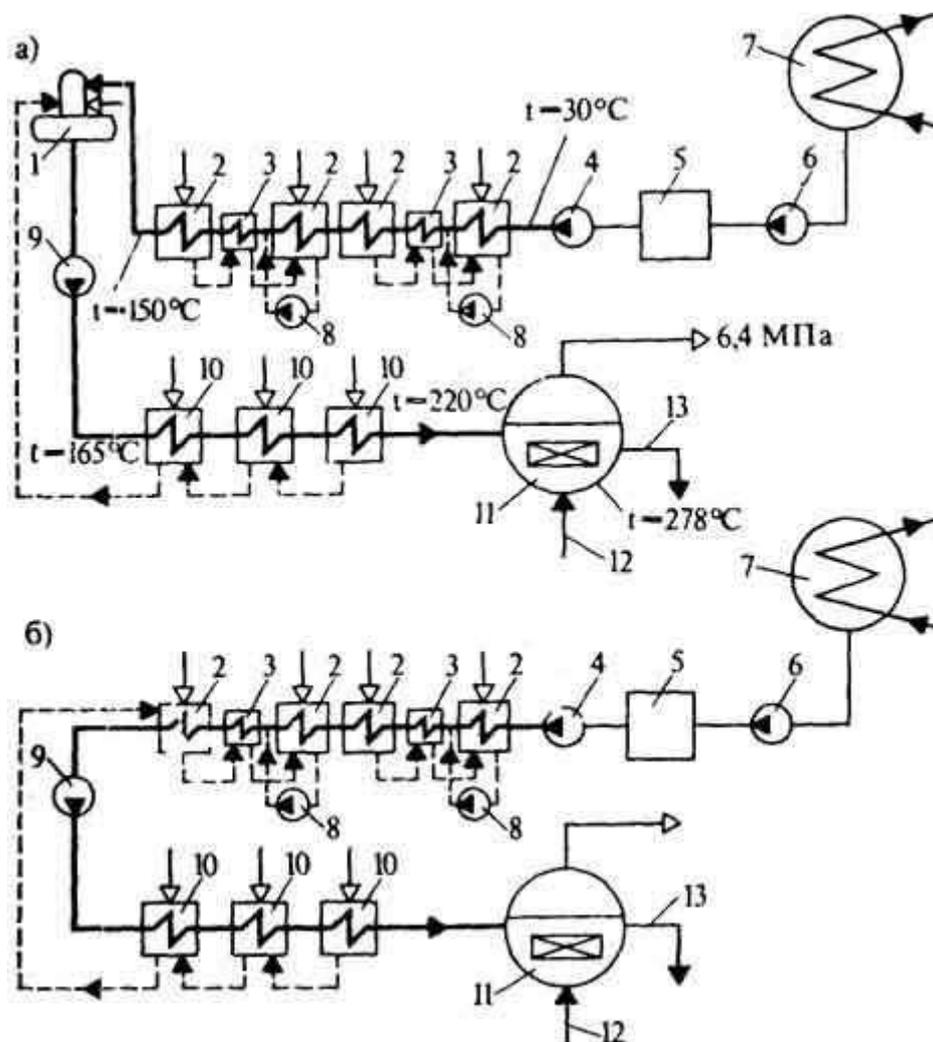


Рис. 5.1. Конденсатно-питательный тракт АЭС с реактором ВВЭР-1000 с деаэратором (а) и без него (б):

1 — деаэратор; 2 — ПНД; 3 — ОД; 4 — КН-II; 5 — конденсатоочистка; 6 — КН-I; 07 — конденсатор; 8 — ДН; 9 — ПН; 10 — ПВД; 11 — парогенератор; 12 — возврат очищенной продувочной воды; 13 — вода парогенератора, направляемая на очистку

остается в конденсаторе, так как при низкой температуре растворимость кислорода в воде высока (рис. 5.2, кривая I). Установлено влияние кислорода на протекание коррозионных процессов, проявляющееся по-разному в зависимости от чистоты воды. Так, в водах высокой чистоты, обычно характеризующейся значением удельной электропроводности  $\kappa = 0,1 \div 0,2$  мкСм/см, действие кислорода оказывается положительным — на поверхности сталей создается оксидная пленка, хорошо сцепленная с металлом и защищающая его от коррозии. Если же вода имеет более высокую  $\kappa$ , то кислород интенсифицирует коррозию и от него в таких условиях надо освобождаться.

Теплообменная поверхность конденсатора 7 работает в условиях перепада давления. По паровой стороне поддерживается вакуум, а давление охлаждающей воды должно быть достаточным для преодоления суммарного сопротивления тракта охлаждающей воды до и после конденсатора и трубной

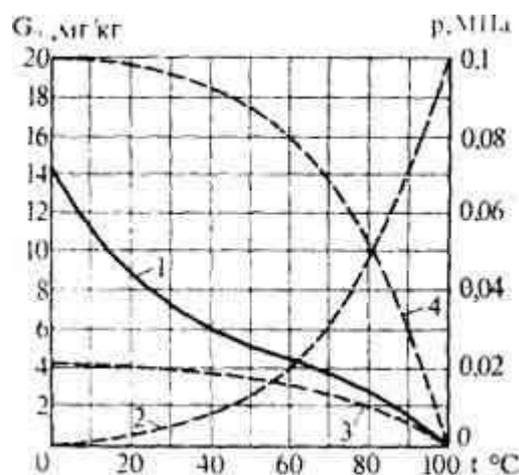


Рис. 5.2. Зависимость парциальных давлений воздуха, кислорода и водяных паров и растворимости кислорода от температуры воды при атмосферном давлении:

1 — содержание кислорода в воде; 2, 3, 4 — парциальные давления соответственно водяных паров, кислорода и воздуха

поверхности конденсатора. В связи с этим давление охлаждающей воды на входе в конденсатор составляет обычно около 0,2 МПа, что создает перепад давления по обеим сторонам трубок, достигающий практически до 0,3 МПа. Наличие этого перепада вызывает незначительный переток охлаждающей воды в конденсирующийся пар. Связанное с этим появление в конденсаторе хлоридов, бикарбонатов, карбонатов и кремниевой кислоты увеличивает  $\kappa$ . Конденсатоочистка задерживает все эти примеси, и в конденсатно-питательный тракт поступает вода высокой чистоты. В таких условиях включение в конденсатно-питательный тракт специального элемента — деаэрата, имеющего своим назначением удаление неконденсирующихся газов, не имеет обоснования и вполне можно перейти к бездеаэраторной схеме (рис. 5.1б). Как будет показано далее, это удешевляет оборудование и строительные конструкции.

Существует, однако, большое число ранее сооруженных блоков двухконтурной АЭС, не имеющих конденсатоочистки. В этих случаях следует освобождаться от кислорода, причем в основном перед ПВД, которые выполнены из сталей, подверженных кислородной коррозии, то есть установка деаэрата становится целесообразной.

Кроме того, некоторые из естественных примесей, поступивших с присосом охлаждающей воды в конденсатор, способны подвергаться разложению в условиях повышенной температуры. Так, бикарбонаты разлагаются с образованием карбонатов и свободной углекислоты:



Углекислота является коррозионно-агрессивным агентом, особенно по отношению к углеродистым сталям, из которых выполнены ПВД. Поэтому необходимо ее удаление до поступления воды в тракт ПВД. В этом главная причина необходимости установки деаэрата при отсутствии конденсатоочистки.

Рассмотрим теперь конденсатно-питательный тракт одноконтурной АЭС, для которой установка 100%-ной конденсатоочистки всегда была обязательной. В воду реактора, а потому и в выдаваемый им насыщенный пар, в результате диффузионного

проникновения через оболочку твэлов или в связи с частичной разгерметизацией незначительного количества твэлов могут поступать газообразные продукты деления. Кроме того, в воде реактора под воздействием нейтронного потока протекает радиолиз воды с образованием атомарного водорода, молекулярного кислорода и в меньшей степени пероксида водорода и ряда других соединений. Водород и кислород интенсивно переходят в насыщенный пар. Отвод пара из реактора способствует непрерывному протеканию интенсивного радиолиза. Таким образом, пар, поступающий на турбину, несет с собой неконденсирующиеся газы. Это относится, естественно, и к греющим парам, направляемым в регенеративную систему. При конденсации греющего пара неконденсирующиеся газы в значительной мере удаляются из паровых объемов подогревателей, что особенно важно для одноконтурных АЭС в отношении водорода и кислорода, могущих образовывать гремучую смесь. Непрерывное их выделение и сброс в конденсатор для последующего контактного сжигания водорода — обязательное условие надежности работы одноконтурной АЭС. Поэтому установка деаэратора для одноконтурной АЭС целесообразна, несмотря на наличие конденсатоочистки.

## 5.2. Основы термической деаэрации и ее схемное и конструктивное оформление

На АЭС, так же как и на современной ТЭС, осуществляется термическая деаэрация. Общая схема деаэраторной установки представлена на рис. 5.3. В ее состав входят деаэраторная

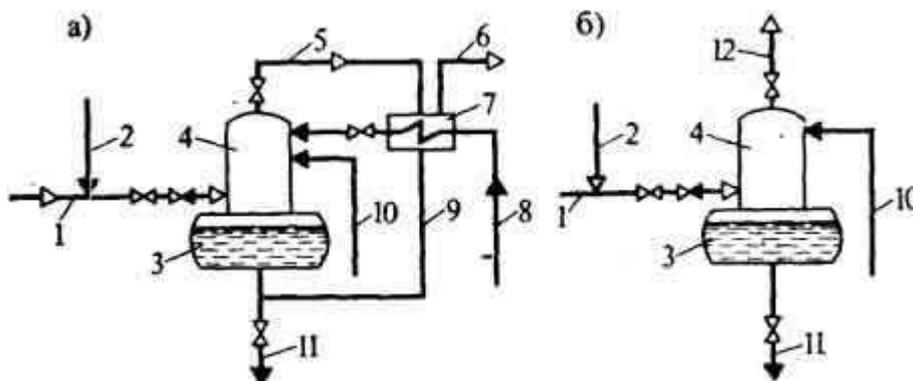


Рис. 5.3. Общая схема деаэраторной установки:

*а* — с охладителем выпара; *б* — без охладителя выпара; 1 — греющий пар из отбора турбины; 2 — резервная подача греющего пара (от БРОУ); 3 — деаэраторный бак; 4 — деаэраторная колонка; 5 — отвод выпара; 6 — сброс газов; 7 — охладитель выпара; 8 — подача основного конденсата минуя ПНД; 9 — отвод конденсата выпара; 10 — подача основного конденсата после ПНД; 11 — к питательному насосу; 12 — на эжекторы конденсатора

колонка (одна, или чаще две) и связанные с ней охладитель выпара и деаэраторный бак. Деаэраторная колонка является одновременно подогревателем смешивающего типа, в котором имеет место не только подогрев основного потока конденсата за счет отборного пара турбины, но и его соединение с некоторыми другими потоками и прежде всего с дренажами ПВД. В охладителе выпара пар из парогазовой смеси конденсируется со сбросом неконденсирующихся газов в конденсатор для последующего удаления и возвратом конденсата пара в регенеративную систему. Отличие деаэраторной колонки от обычного смешивающего подогревателя заключается в массовом расходе греющего пара.

В смешивающем подогревателе расход пара определяется исходя только из подогрева воды до температуры кипения при полной конденсации греющего пара; в деаэрационной колонке расход греющего пара должен не только обеспечивать такой догрев, но и превышать его, для того чтобы создать наиболее благоприятные гидродинамические условия для выноса неконденсирующихся газов. Так как при этом уходит довольно большое количество пара (не менее 1 кг/т для удаления кислорода и не менее 3 кг/т для удаления углекислоты), то не рекомендуется выброс этой паровоздушной смеси, называемой *выпаром деаэратора*. При этом возможны два решения, которые позволяют увеличить расход выпара до 5 — 10 кг/т, что улучшает деаэрацию без потерь конденсата. Решения эти таковы: либо в схему деаэрационной установки включается охладитель выпара (ОВ) (7 на рис. 5.3а), в котором конденсация пара происходит за счет нагрева части питательной воды перед входом в деаэратор, либо выпар деаэратора направляется на эжекторы конденсатора (рис. 5.3б) и конденсируется в их холодильниках совместно с основным паром эжекторов (см. § 8.2). Для двухконтурной АЭС выброс пара в атмосферу нежелателен по условиям экономичности, а для одноконтурной АЭС он недопустим (в связи с радиоактивностью пара).

Рассмотрим основы термической деаэрации. При наличии в воде неконденсирующихся газов полное давление над кипящей водой

$$p = p_{H_2O} + \sum p_r \quad (5.2)$$

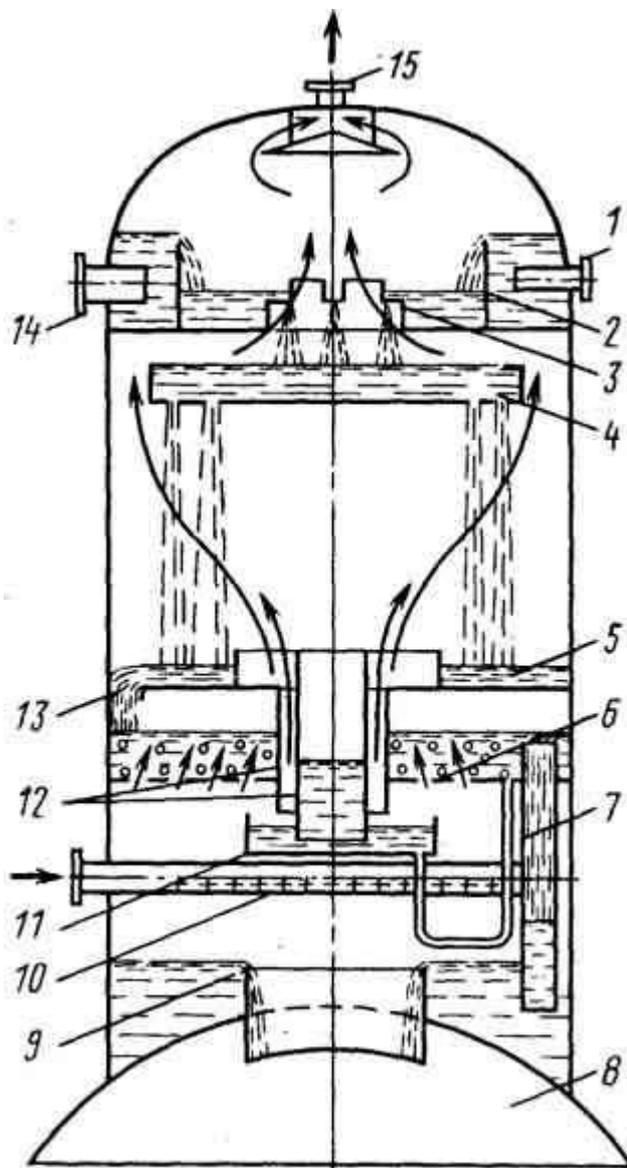
где  $p_{H_2O}$  и  $\sum p_r$  — парциальное давление водяных паров и неконденсирующихся газов.

Из рис. 5.2 видно, что чем больше будет парциальное давление водяных паров, тем меньше парциальное давление неконденсирующихся газов и соответственно их содержание в деаэрируемой воде. В пределе, если  $p \approx p_{H_2O}$ , то  $\sum p_r \approx 0$ , то есть сущность термической деаэрации заключается в догреве воды до кипения и создании над ней возможно большего парциального давления водяных паров. Дополнительными факторами, способствующими удалению газов из конденсата, являются повышение температуры, уменьшающее растворимость газов в воде (см. рис. 5.2) и эжектирующее воздействие греющего пара, подаваемого в деаэрационную колонку и проходящего по всей ее высоте.

На тепловых электростанциях применяют смешивающие деаэраторы струйного типа. Схема такой деаэрационной колонки представлена на рис. 5.4 (стрелками в корпусе показано движение пара). Конденсаты, подлежащие деаэрации, поступают через штуцера 1 и 14 в смесительное устройство 2 и через отверстия в горловине 3 сливаются на перфорированную тарелку 4. Такие деаэраторы поэтому часто называют тарельчатыми. Струи конденсата, падающие на тарелку 4 и далее на водоперепускной лист 5, пересекаются потоком греющего пара и прогреваются за счет его конденсации. С листа 5 конденсат сливается на арботажное устройство через сегментное отверстие 13. Барботажное устройство, в котором происходит окончательная деаэрация, состоит из перфорированного листа 6, пароперепускных труб 12 и сливных труб 7. Греющий пар подается по трубе 10 под барботажное устройство. Площадь перфорации барботажного листа принята такой, что даже при минимальной нагрузке деаэратора под листом образуется паровая подушка. Это обеспечивает контакт всей воды с греющим паром в барботажном устройстве. При максимальной нагрузке в работу включаются трубы 12 (сначала наружная, а затем внутренняя) для прохода пара помимо барботажного листа.

Поддон 11 соединен с барботажным листом, образуя гидрозатвор. Оставшийся несконденсированным пар вместе с газами (выпар деаэратора) отводится через штуцер 15. Деаэрированная вода сливается в деаэрационный бак 8 через его горловину 9.

За время движения вниз вода прогревается до температуры насыщения за счет конденсации греющего пара. Конденсат



греющего пара присоединяется к струям воды, а остальной пар проходит дальше по высоте колонки, обеспечивая ее вентиляцию, унося с собой неконденсирующиеся газы, выделившиеся в процессе деаэрации.

Вода и греющий пар движутся встречными потоками: вода вниз, а пар — вверх. Движение пара вверх не только обеспечивает наилучшую вентиляцию в деаэраторе, но и увеличивает время пребывания в нем движущейся вниз воды, что улучшает ее прогрев и деаэрацию.

Деаэраторы смешивающего типа имеют существенный недостаток, заключающийся в том, что вследствие конденсации греющего пара в нижней части колонки, в верхнюю ее часть проходит все меньшее количество пара. Это затрудняет прогрев конденсата в верхней части колонки и требует увеличения расхода выпара до 5 — 10 кг/т.

Увеличение расхода выпара улучшает характеристики деаэратора по конечному эффекту дегазации. Однако чрезмерно увеличивать этот расход не следует, чтобы не увеличивать затраты на теплообменную поверхность охладителя выпара (ОВ) или потери теплоты на тракте от выхода выпара из деаэратора до места установки эжекторов конденсатора.

Если для конденсации пара выпара использовать конденсат после ПНД, то перепад температуры для работы ОВ окажется малым, а потребная поверхность ОВ — очень большой. Можно применить решение, показанное на рис. 5.3а, направив в ОВ конденсат с низкой температурой. В таком случае потребная поверхность ОВ резко уменьшается. Большое кислородосодержание и влажнопаровая среда, в условиях которой работает поверхность нагрева охладителя выпара, способствуют его интенсивной коррозии. Поэтому, особенно для одноконтурных АЭС, поверхность теплообмена приходится изготавливать из коррозионно-стойких сталей.

### **5.3. Выбор параметров работы деаэратора**

Чем выше давление в деаэраторе, тем более развит регенеративный цикл в области ПНД и менее развит в области ПВД, что удешевляет оборудование. Однако при этом удорожается сам деаэратор. В настоящее время на АЭС наиболее распространены деаэраторы на 0,7 МПа. На ряде вновь проектируемых установок предполагается применение давления ~1,2 МПа. В этом случае завод-изготовитель деаэраторной колонки и деаэраторного бака несколько видоизменяет конструкцию деаэратора на 0,7 МПа, укрепляя ее.

При неналаженной работе деаэраторной колонки она может выдавать плохо продеаэрированную воду и при довольно большом расходе выпара. Это может быть вызвано наличием даже небольшого (1 — 2 °С) недогрева до кипения. Для предотвращения этого явления при расчете системы регенерации подогрев воды в деаэраторной колонке выбирают примерно вдвое меньшим, чем в каждом из ПНД и ПВД. Так, на рис. 5.1 в каждом из ПНД нагрев происходит на ~ 30 °С, в каждом ПВД — на ~35 °С, а в деаэраторе — только на 15 °С. В хорошо налаженных деаэраторах недогрев воды до кипения практически отсутствует.

Производительность деаэраторной установки выбирают по ее полной потребной мощности, но резервных деаэраторов не применяют. Для мощных турбинных установок АЭС, особенно при работе на насыщенном паре, может возникнуть необходимость параллельной работы двух деаэраторов. Возможна также параллельная работа деаэраторов нескольких турбин, обслуживающих один реактор. При параллельной работе деаэраторы соединяют уравнительными линиями как по питательной воде, так и по греющему пару. При этом основной регулятор давления пара располагают на уравнительной паровой линии, а регулятор давления, установленный на каждом деаэраторе, играет вспомогательную роль.

Выбор давления в деаэраторе и параметров греющего пара для деаэратора — одна из задач расчета тепловой схемы АЭС. Можно считать, что процесс деаэрации воды будет проходить одинаково эффективно при любом давлении, то есть переменное давление в деаэраторе допустимо. Однако деаэратор соединен с питательным баком и через питательную линию — с питательным насосом. При снижении давления в этой системе может произойти вскипание с нарушением работы питательного насоса и самой деаэрации в результате набухания воды и заброса ее в деаэраторную колонку. Поэтому предпочтительнее поддерживать давление постоянным при переменных параметрах греющего пара. Этого достигают с помощью редуктора с соответствующей автоматикой. Поддержание постоянства давления греющего пара в деаэраторах конденсационной электростанции, то есть в отсутствие регулируемых отборов, невозможно, так как давление в отборах изменяется пропорционально нагрузке, а в режиме холостого хода практически равно нулю. В связи с этим при номинальном режиме целесообразно подавать на деаэратор пар из отбора, давление в котором превышает давление в деаэраторе на 40 — 45%. Этот источник пара обеспечивает работу деаэратора в интервале нагрузки примерно от 70 до 100%, т. е. в наиболее вероятном режиме. Если нагрузка становится ниже 70%, то деаэратор переключается на предыдущий отбор, с помощью которого обычно возможно пароснабжение до нагрузки 30 — 40%. И наконец, для режимов пуска и холостого хода предусмотрена подача свежего пара с его дросселированием (см. рис. 5.3).

Деаэратор — один из подогревателей в общей системе регенерации. Искусственное поддержание давления в одной из точек регенеративного подогрева на постоянном уровне (в то время как в других подогревателях при изменении нагрузки оно меняется) неизбежно искажает невыгоднейшее распределение подогрева в системе регенерации. Поэтому в последнее время в проектах предусматривается работа деаэраторов на скользящих параметрах. При этом параллельно работающие деаэраторы должны иметь уравнивательные линии только в пределах регенеративной схемы одной турбины, то есть предполагается независимая работа деаэраторов каждой турбины.

Так как в деаэратор направляется также пар из расширителя непрерывной продувки, отсосы из уплотнений штоков регулирующих клапанов турбины и дренажи паропроводов, то увеличение давления в нем уменьшает соответствующие энергетические потери.

#### **5.4. Деаэраторные баки и схемы включения деаэраторов**

Как указывалось в гл. 4, регенеративные подогреватели, выпускаемые заводами, позволяют ограничиться одной "ниткой". Производительность деаэраторных колонок существенно меньше, поэтому для турбины мощностью 500 МВт конденсат после ПНД приходилось распределять, например, по четырем деаэраторным колонкам (рис. 5.5), расположенным по две на один бак, симметрично по его длине (деаэраторы на рисунке расположены в плане). Аналогично подается в деаэраторные колонки конденсат греющих паров ПВД. В смесительном устройстве (см. рис. 5.4) этот поток смешивается с основным конденсатом, поступающим после ПНД. Если на один реактор предусмотрено две машины до 500 МВт и деаэраторные системы обеих машин объединены, то для каждой турбины на линиях подачи в деаэраторную головку основного конденсата никакой

арматуры не устанавливают. Возможная неравномерность подачи ликвидируется за счет работы уравнивающих водо- и пароперепускных труб между деаэрационными баками. На линиях между деаэраторами разная турбин отсечная арматура имеется, но практически не используется. Такая схема (как было показано в § 5.3) не допускает работы деаэратора на скользящем давлении.

В последних проектах используются новые, более мощные деаэрационные колонки, что позволяет для турбины мощностью 1000 МВт ограничиться четырьмя колонками, как это было ранее для турбины мощностью 500 МВт. Вместимость деаэрационного бака ограничена, она составляет 100 — 120 м<sup>3</sup>, то есть деаэрационные баки могут обеспечить не более чем трехминутный запас питания парогенератора двухконтурной АЭС, или реактора одноконтурной АЭС на случай перебоя в подаче конденсата, а основной запас конденсата обеспечивается в утепленных баках аварийного питания, расположенных вне главного корпуса. Для блока АЭС мощностью 1000 МВт таких баков три, а вместимость каждого — 1000 м<sup>3</sup>. Вода из них подается в деаэрационные баки специальными аварийными насосами, включаемыми автоматически при нарушении нормальной подачи конденсата.

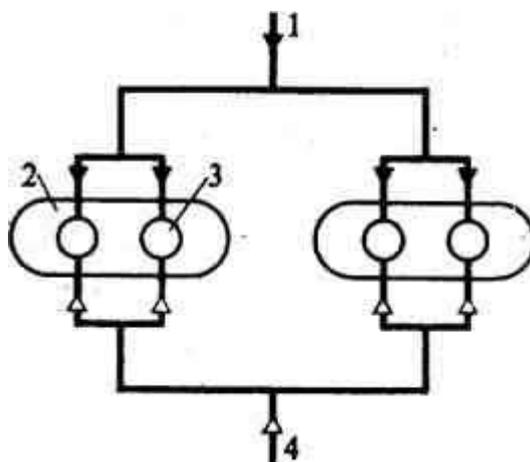


Рис. 5.5. Раздача конденсата в деаэраторы турбины мощностью 500 МВт:

1 — линия конденсата после ПНД; 2 — деаэрационный бак; 3 — деаэрационная колонка; 4 — подвод греющего пара

Для того чтобы в нормальной эксплуатации запас воды в деаэрационном баке был возможно большим, уровень в нем поддерживают высоким, но обязательно ниже места присоединения деаэрационной колонки, чтобы не нарушать ее работы и не создавать возможности заброса воды в ступени турбины через трубопровод подвода греющего пара. Поэтому деаэрационный бак на отметке максимально допустимого уровня воды снабжают автоматическими переливными клапанами. Кроме того, на линии отборного пара от турбины к деаэратору имеется обратный клапан, закрывающийся при сбросе нагрузки турбиной. Это предохраняет турбину от поступления в нее пара, образующегося в объеме деаэрационного бака при сбросе давления, и от заброса в турбину воды вместе с этим паром.

Кроме отборного пара турбин целесообразна подача к деаэратору также и редуцированного свежего пара (см. рис. 5.3), что дает возможность подавать дополнительное количество греющего пара при нерасчетном недогреве воды перед деаэратором. Это позволяет также использовать деаэратор в системе расхолаживания реактора и снабжать деаэратор греющим паром при частичных нагрузках, когда давление

отборного пара меньше давления в деаэраторе. Наличие деаэраторного бака представляет определенные удобства для химических очисток и дезактивации оборудования, для приема второстепенных потоков пара и для организации некоторых других эксплуатационных операций. Поэтому пока еще для отечественных АЭС не осуществлено ни одного проекта с использованием бездеаэраторных схем, что же касается необходимости собственно деаэрации, то эксплуатация всегда имеет возможность закрыть выпар деаэратора, что эквивалентно бездеаэраторной схеме.

Кроме основного деаэратора на двухконтурной АЭС существует еще небольшой деаэратор подпитки первого контура. Рассмотрение его проводится в главе реакторов ввиду его тесной связи с водным режимом реактора.

## 5.5. Питательная установка

*Питательная установка* — один из важнейших элементов тепловой схемы станции, обеспечивающий надежность работы и бесперебойность отпуска электроэнергии. Ее задача состоит в непрерывном восполнении убыли воды в парообразующей установке, связанной прежде всего с расходом пара на турбину, а также с расходом пара прочими потребителями" утечками и т. д. Особенно большое значение имеет питательная установка для одноконтурной АЭС, в которой она подает воду непосредственно в реактор.

Конечное давление за питательной установкой должно превышать давление в парообразующей установке на значеиие сопротивления всего питательного тракта от деаэратора до нее. При этом для АЭС возможны две схемы включения питательной установки — одноподъемная и двухподъемная.

При одноподъемной схеме (рис. 5.6а) питательный насос создает полное давление, необходимое для подачи воды в парообразующую установку. Под этим давлением находится трубная система всех ПВД. При двухподъемной схеме (рис. 5.6б) устанавливаются два питательных насоса с последовательным их включением. Первый из них должен создавать давление, обеспечивающее невискипание питательной воды во всех ПВД, в том числе и в питаемом греющим паром первого отбора турбины. Поэтому давление воды после

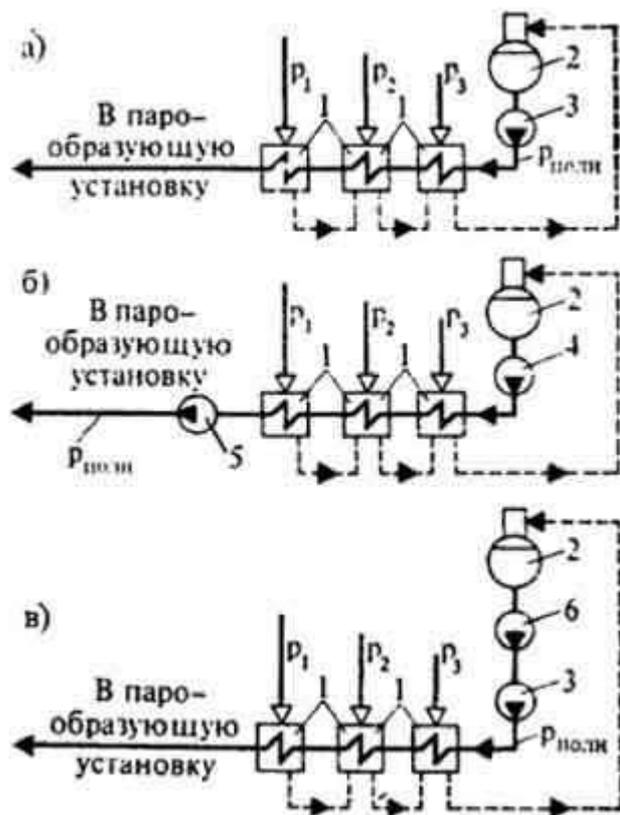


Рис. 5.6. Схемы включения питательных насосов:

*a* — одноподъемная; *б* — двухподъемная; *в* — одноподъемная с бустерным насосом; 1 — ПВД; 2 — деаэрационный бак; 3 — одноподъемный питательный насос; 4, 5 — питательные насосы первого и второго подъемов; 6 — бустерный насос

насоса первого подъема должно быть выше давления в первом отборе при любом режиме работы турбины. Далее вода поступает в питательный насос второго подъема 5, создающий полное давление питательной воды.

Преимущество двухподъемной схемы — работа всех ПВД под меньшим давлением. Поэтому они дешевле, а работа их надежнее. Однако при равных преодолеваемых суммарных сопротивлениях и равных массовых расходах питательной воды расход электроэнергии на работу питательной установки в одноподъемной схеме меньше; насос работает на относительно холодной воде, в то время как основной питательный насос в двухподъемной схеме перекачивает воду более высокой температуры. Таким образом, установка одного насоса дешевле, чем двух последовательных, а работа насоса на холодной воде надежнее. Поэтому двухподъемная схема включения питательных насосов на АЭС распространения не получила.

Надежность работы питательных насосов требует прежде всего предотвращения вскипания воды в насосе. Вода в деаэрационных баках находится при температуре кипения, поэтому при уменьшении давления в питательном насосе за счет входного сопротивления она могла бы вскипеть, нарушив работу насоса. Для предотвращения этого явления деаэрационный бак поднимают над отметкой установки питательного насоса на 9 — 12 — 20 м (в зависимости от давления в деаэраторе 0,35 — 0,7 — 1,2 МПа), а сопротивление линий, подающих воду к питательному насосу, не должно превышать 0,01 МПа. Тем

самым создается самоторможение испарения при входе в питательный насос и кавитация становится невозможной.

Установка деаэраторов на большой высоте над питательным насосом повышает стоимость строительных конструкций и представляет определенные неудобства. Для существенного уменьшения высоты подъема деаэратора применяют питательные установки с бустерным насосом (рис. 5.6в). Вероятность кавитации в насосе всегда выше для быстроходных насосов. Бустерный насос б выбирается тихоходным, и поэтому требуемая высота расположения деаэратора резко уменьшается. Основной напор создается быстроходным насосом з, подпор для которого создает бустерный насос, исключая тем самым возможность кавитации. Такая схема широко используется на установках сверхкритических параметров ТЭС на органических топливах. Ее начинают применять и на АЭС, но в отличие от ТЭС стремятся оба насоса скомпоновать как единый агрегат, создавая бустерную тихоходную ступень перед основной быстроходной частью питательного насоса. Возможны также варианты совершенствования входных устройств быстроходных насосов, при которых осуществление схемы по рис. 5.6а не требует столь значительных высот расположения деаэратора, как было указано выше.

В качестве питательных насосов обычно используют центробежные многоступенчатые насосы с сальниковым, а на одноконтурной АЭС — с механическим уплотнением вала. Питательная вода даже одноконтурной АЭС не требует дорогих и неэкономичных герметичных бессальниковых насосов, так как ее радиоактивность невелика и доступность насоса для эксплуатационного персонала в процессе работы определяется отнюдь не протечками, но радиоактивностью питательной воды по  $^{13}\text{N}$ , а в случае нарушения герметичности твэлов — газообразными продуктами деления, прежде всего ксенона и криптона. Протечки питательных насосов отводятся в дренажные баки, откуда вода после очистки возвращается в цикл. Число и производительность питательных насосов принимают с учетом необходимости бесперебойной работы питательной установки. Питательные центробежные многоступенчатые насосы выбирают на полный расход питательной воды для обслуживаемой ими установки — парогенератора или реактора. Все насосы должны быть однотипными. Если предусмотрен резервный насос, то число работающих насосов и производительность резервного выбирают так, чтобы при выключении одного из работающих насосов и включении резервного производительность питательной установки сохранялась на уровне 100%, то есть если полную производительность обеспечивают два работающих насоса, то резервный выбирается исходя из 50%-ной нагрузки всей установки. Для парогенераторов АЭС с ВВЭР-440 предусматривали на каждый блок один резервный и четыре основных насоса, работающих на питательную магистраль, общую для всех парогенераторов блока, то есть производительность каждого насоса составляла 25% общего расхода питательной воды.

Аналогично был решен этот вопрос и для АЭС с РБМК. Из рис. 5.7 видно, что от каждого из деаэраторных баков имеется по два забора воды на высоте 100 — 150 мм от дна бака, выполняемых вблизи его торцов; это позволяет избежать застойных зон в баке. Все отводящие линии объединяются в питательный коллектор, от которого идут подводы к пяти насосам; на напорной стороне насосов кроме запорного органа установлен еще и обратный клапан. Тем самым предотвращается опорожнение парообразующей системы в случае сброса

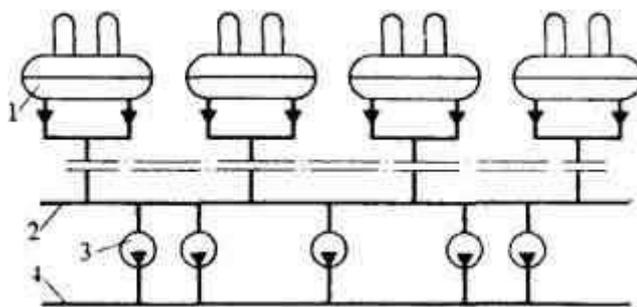


Рис. 5.7. Подключение питательных насосов реактора одноконтурной АЭС мощностью 1000 МВт к деаэрационным бакам:

1 — деаэрационный бак; 2 — общий питательный коллектор перед питательными насосами; 3 — питательный насос; 4 — общий напорный питательный коллектор

давления в питательном насосе. В нормальной эксплуатации находятся четыре питательных насоса на правую и левую половины реактора; один насос резервный. Из всасывающего питательного коллектора вода подается и на испаритель, производящий нерадиоактивный пар для уплотнения турбины.

Совместное рассмотрение рис. 5.5 и 5.7 подтверждает высокую стоимость деаэрационной установки и связанных с ней конструкций. Использование бездеаэрационной схемы (см. рис. 5.1б) позволило бы получить существенный экономический эффект.

При наличии резервных насосов вся питательная установка снабжается системой автоматического запуска — при выключении одного из работающих насосов и связанного с этим снижения давления в напорной магистрали автоматически запускается резервный насос.

Для блоков ВВЭР-1000 резервирование питательных насосов не предусмотрено. При выходе из строя одного из двух установленных насосов соответственно снижается мощность блока. Отсутствие резервирования объясняется выбором для этих насосов турбопривода. Выбор типа привода для питательного насоса — электропривод или турбопривод с установкой специальной приводной турбины — имеет большое значение. Электропривод питательного насоса наиболее распространен благодаря своей простоте, быстрой включению и высокому КПД. Для электропривода используют асинхронные электродвигатели. По условиям конструирования таких двигателей верхний предел их единичной мощности ограничивается. Синхронные электродвигатели не ставят таких ограничений, но они менее удобны при пуске и в эксплуатации. Поэтому, когда мощность питательной установки велика, целесообразно использовать специальную приводную турбину, тем более что при этом КПД станции повышается.

В связи с общим направлением развития теплоэнергетики — повышением единичной мощности парообразующей установки и ее питательных насосов — турбопривод становится основным. Так, для АЭС на 1000 МВт и более мощность питательной установки достигает (в зависимости от параметров и типа реактора) 20 — 25 МВт. Для АЭС турбопривод имеет еще и то преимущество, что в случае аварийного обесточивания питание реактора может продолжаться до полного его расхолаживания за счет снабжения приводной турбины редуцированным паром. Положительными качествами Турбопривода являются также экономичное регулирование производительности насосов изменением

числа оборотов, непосредственный привод насоса без редуктора и неограниченная единичная мощность.

При установке для мощного блока двух рабочих питательных насосов по 10 — 12,5 МВт каждый приводная

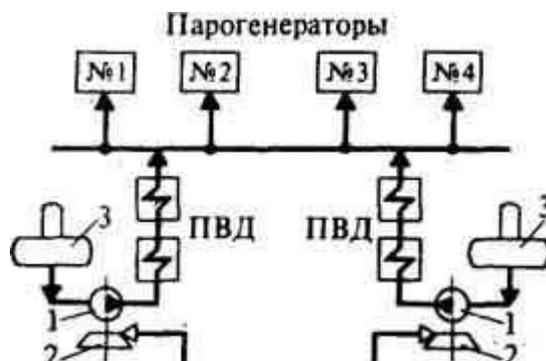


Рис. 5.8. Схема подключения питательных насосов АЭС с ВВЭР-1000 с турбоприводом:

1 — питательный насос; 2 — приводная паровая турбина; 3 — деаэратор

турбина должна быть многоступенчатой. Такие турбины требуют прогрева перед пуском и не могут поэтому использоваться как резервные. Оба питательных насоса работают на общий питательный коллектор (рис. 5.8).

Для мощности, при которой возможно выполнение как турбо-, так и электропривода, решение должно быть принято на основе технико-экономического расчета. При этом необходимо иметь в виду, что чем больше мощность питательной установки, тем выше КПД турбопривода, который при определенной мощности становится равным полному КПД электростанции и превышает его при дальнейшем увеличении мощности. Между тем для крупной АЭС мощность питательной установки становится столь большой, что ее экономичность может уже заметно влиять на общий КПД станции.

Для АЭС с ВВЭР-1000 предусмотрен турбопривод с конденсационной приводной турбиной с собственным конденсатором и подачей конденсата из него в основной конденсатор. Турбина питается паром, отбираемым после промежуточного пароперегревателя основной турбины (260 °С; 1,44 МПа), по предусмотрена также подача редуцированного свежего пара через коллектор пара собственных нужд. Кроме того, устанавливаются еще два пусковых питательных насоса с подачей по 150 м<sup>3</sup>/ч, выполняемых с электроприводом.

Для одноконтурной АЭС турбопривод пока не применялся, несмотря на мощность питательной установки не меньшую, чем для ВВЭР-1000. Одна из причин — необходимость биологической защиты водяной емкости конденсатора приводной турбины. В связи с этим рассматривается вопрос об использовании пара после приводной турбины в системе регенерации, то есть без установки отдельного конденсатора.

Переход от реактора РБМК-1000 к реактору РБМК-1500 побудил вновь рассмотреть и решить положительно вопрос об использовании турбопривода. Для АЭС с РБМК-1500 установлены два центробежных насоса на полную подачу с турбоприводом, расположенным за биологической защитой. Кроме того, предусмотрены два резервных питательных насоса с электроприводом с суммарной подачей 60% полной подачи. Подача

питательной установки в эксплуатации должна изменяться в соответствии с нагрузкой обслуживаемого ею блока. Так как регулирование подачи питательных насосов методом дросселирования связано с энергетическими потерями, при турбоприводе предпочтение должно быть отдано регулированию частоты вращения за счет изменения частоты вращения приводной турбины; при электроприводе последовательно выключают из работы по одному из параллельно включенных насосов. По новым правилам Госгортехнадзора при электроприводе допускается, как и при турбоприводе, отказ от установки резервного питательного насоса, а при установке двух турбин их деаэрационно-питательные системы не объединяют.

Для обеспечения питания парогенераторов АЭС с ВВЭР в условиях полного обесточивания предусмотрена система аварийного питания. Для ВВЭР-1000 она состоит из трех баков обессоленной воды вместимостью по  $1000 \text{ м}^3$ , расположенных вне главного здания (но с утеплением), и трех аварийных электронасосов с подачей по  $150 \text{ м}^3/\text{ч}$ , подсоединенных к системе надежного электропитания. Насосы забирают воду каждый из своего бака. Два из них могут подавать воду каждый на "свои" два парогенератора. Третий насос со своим баком по существу резервирует первые два и может подавать воду в любой из парогенераторов. Для приема воды от аварийных насосов на парогенераторах предусмотрены специальные штуцера. Забор воды из баков возможен только аварийными насосами, поэтому эти баки всегда заполнены, а после аварийного израсходования заполняются вновь. Аналогичное решение применимо и для аварийного питания на одноконтурной АЭС.

## Глава 6

# ПАРОГЕНЕРАТОРНАЯ УСТАНОВКА АЭС С ВВЭР

### 6.1. Теплотехнические схемы включения

Парогенераторная установка — обязательный элемент любой двухконтурной АЭС, разделяющий первый и второй контуры и принадлежащий в равной мере как тому, так и другому. В условиях выбранных параметров теплоносителя на выходе из реактора параметры пара, выдаваемого на турбину, и теплотехническая схема парогенераторной установки могут быть различными, как это видно из схем рис. 6.1. На рис. 6.2 для

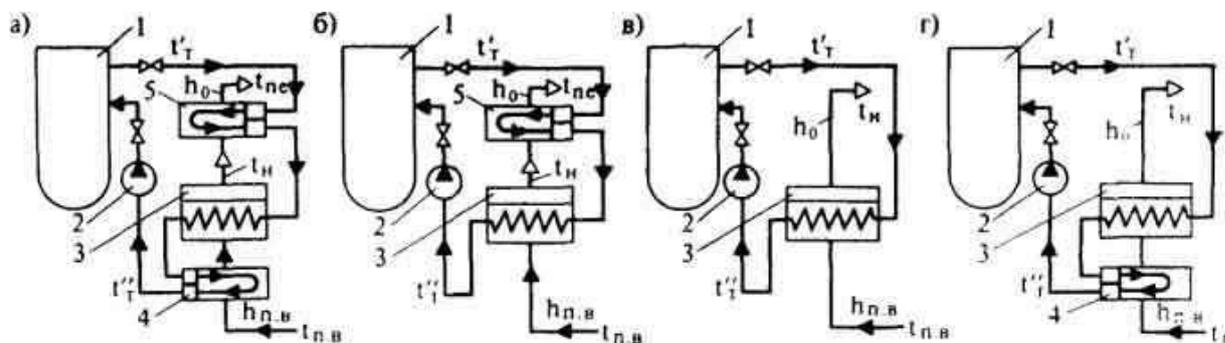


Рис. 6.1. Теплотехнические схемы парогенераторных установок двухконтурных АЭС с ВВЭР:

*a* — с пароперегревателем и водяным экономайзером; *b* — без водяного экономайзера с пароперегревателем; *в* — без перегрева пара и без водяного экономайзера; *г* — без перегрева пара с водяным экономайзером; *1* — реактор; *2* — главный циркуляционный насос; *3* — испаритель; *4* — водяной экономайзер; *5* — пароперегреватель

этих схем представлены  $t, Q$ -диаграммы применительно к давлению в парогенераторе 6,4 МПа. В настоящее время используется схема, наиболее близкая к рис. 6.1*в*. Питательная вода, поступающая в парогенератор, смешивается с водой, находящейся внутри корпуса, и нагревается до температуры насыщения в основном за счет конденсации некоторого количества пара. Поэтому с достаточным приближением можно считать, что температура рабочего тела в парогенераторе неизменна и равна температуре насыщения. В парогенераторе

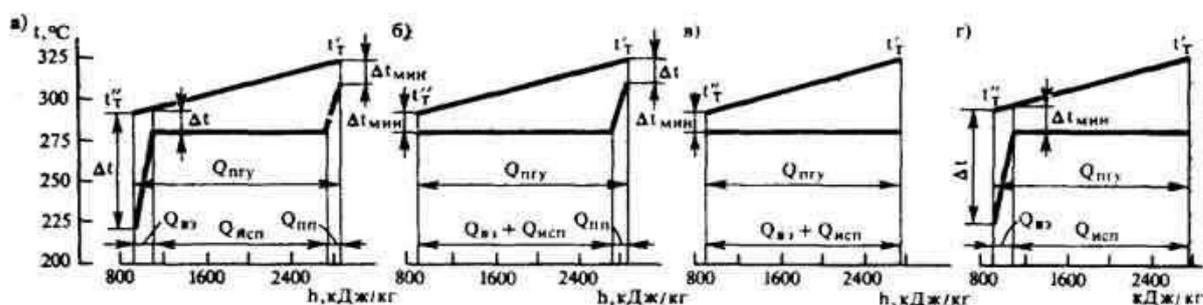


Рис. 6.2.  $t, Q$ -диаграммы для теплотехнических схем парогенераторов АЭС с ВВЭР по рис. 6.1

ся насыщенный пар. Температурный напор на входе теплоносителя всегда выше, чем на выходе, на значение охлаждения теплоносителя.

Парогенераторная установка может быть с выделенным водяным экономайзером (рис. 6.1а,г), но может и не иметь его. При наличии водяного экономайзера минимальный температурный напор несколько смещается, как это видно из сопоставления  $t, Q$ -диаграмм. Однако соответствующее возможное повышение давления невелико. Выделенный водяной экономайзер позволяет увеличить температурный напор и, казалось бы, уменьшить потребную поверхность нагрева, но в водяном экономайзере коэффициент теплоотдачи всегда меньше, чем для испарительной поверхности нагрева. Поэтому выигрыш в суммарной поверхности нагрева парогенераторной установки будет иметь место только в том случае, если  $\Delta t_{вз} \cdot \gamma_{вз} > \Delta t_{исп} \cdot \gamma_{исп}$ , то есть если рост температурного напора будет больше уменьшения коэффициента теплопередачи:  $\Delta t_{вз} / \Delta t_{исп} > \gamma_{исп} / \gamma_{вз}$ , что обычно не имеет места. Выделение самостоятельного водяного экономайзера обычно удорожает установку, так как если водяной экономайзер размещен в отдельном корпусе, то увеличиваются габариты установки (в основном за счет трубопроводов теплоносителя).

Минимальный температурный напор  $\Delta t_{мин}$  для схем, приведенных на рис. 6.1б,в, имеет большое значение для выбора давления насыщенного пара. Чем больше  $\Delta t_{мин}$ , тем меньше поверхность нагрева парогенератора и его стоимость, а следовательно, и стоимость установленного киловатта. Однако чем больше  $\Delta t_{мин}$ , тем меньше рабочее давление пара и тем ниже тепловая экономичность станции. Обычно  $\Delta t_{мин} = 10 \div 15 \text{ } ^\circ\text{C}$ , но абсолютное значение этого напора столь незначительно, что сравнительно небольшое его изменение, например на  $2,5 \text{ } ^\circ\text{C}$ , вызывает изменение поверхности нагрева, а следовательно, и стоимости на 15–20%. Поэтому соответствующий технико-экономический расчет должен быть проведен весьма тщательно, а в какой-то мере продолжен и в эксплуатации. Значение  $\Delta t_{мин}$  должно отсчитываться от конечной температу-

ры охлаждения теплоносителя в парогенераторе. Если начальная температура теплоносителя определяется условиями работы реактора (допустимое давление, использование поверхностного кипения), то конечная температура теплоносителя требует технико-экономического расчета, так же как и выбор  $\Delta t_{\text{мин}}$ .

Тепловой баланс парогенераторной установки АЭС с водяным реактором

$$G_T c_p (t'_T - t''_T) \eta_{\text{Iк}} = D_{\text{пр}} (h_o - h_{\text{пв}}), \quad (6.1)$$

где  $G_T$  — расход теплоносителя, кг/ч;  $c_p$  — теплоемкость теплоносителя, кДж/(кг · К);  $t'_T, t''_T$  — температура теплоносителя на входе и выходе из парогенератора, кельвин;  $D_{\text{пр}}$  — паропроизводительность, кг/ч;  $h_o$  и  $h_{\text{пв}}$  — энтальпии насыщенного пара и питательной воды, кДж/кг.

Из (6.1) следует, что расход теплоносителя обратно пропорционален разности энтальпии (температуры) воды при входе и выходе из реактора, или, что то же, из парогенератора:

$$G_T = D_{\text{пр}} (h_o - h_{\text{пв}}) / [c_p (t'_T - t''_T) \eta_{\text{Iк}}]. \quad (6.2)$$

Чем больше разность энтальпии теплоносителя, тем меньшим может быть его расход и, следовательно, меньше затраты электроэнергии на собственные нужды. Кроме того, уменьшение расхода теплоносителя при сохранении прежней его скорости позволит уменьшить стоимость трубопроводов и главного циркуляционного насоса, то есть стоимость установленного киловатта. Но чем больше разность температуры теплоносителя, тем меньше, при той же начальной температуре, будет конечная температура теплоносителя, а следовательно, и начальные параметры пара, что приведет к уменьшению тепловой экономичности станции. Для водного теплоносителя при современном соотношении цен, применяемых конструктивных решениях и конструкционных материалах перепад температуры теплоносителя в парогенераторе (в реакторе) составляет около 30 °С, как это видно из табл. 6.1.

Невысокие значения  $\Delta t_{\text{мин}}$  приводят для очень мощной АЭС с водо-водяными реакторами к столь большим поверхностям нагрева парогенератора, что изготовление его в виде одного агрегата оказывается невозможным. Невозможно и создание одного главного циркуляционного насоса (ГЦН) на такую большую производительность. Но из табл. 6.1 видна характерная тенденция укрупнения парогенераторов, позволяющая уменьшить число циркуляционных петель реактора, что снижает стоимость установленного киловатта. Повышение параметров теплоносителя, что также видно из таблицы, позволяет увеличить давление пара в парогенераторе и повысить экономичность АЭС.

Таблица 6.1. Теплотехнические характеристики парогенераторов блоков с ВВЭР Нововоронежской АЭС

Основные теплотехнические характеристики парогенератора	Первый* блок ВВЭР-210	Второй* блок ВВЭР-365	Третий и четвертый блоки ВВЭ-440	Пятый блок ВВЭР-1000
Число парогенераторов на один реактор	6	8	6	4
Электрическая мощность на один парогенератор, МВт	38	45,5	73,3	250
Паропроизводительность парогенератора, т/ч	230	325	452	1469
Температура теплоносителя на входе/выходе парогенератора, °С	273/252	280/252	301/268	322/289
Перепад температур теплоносителя, °С	21	28	33	33
Температура питательной воды, °С	189	195	226	225
Давление/температура насыщенного пара, МПа/°С	3,2/236	3,3/238	4,7/259	6,4/278
Температурный напор (минимальный/максимальный), °С	16/37	14/42	9/42	11/44
Средний логарифмический температурный напор, °С	25,1	25,5	21,4	23,8
Поверхность нагрева парогенератора, м <sup>2</sup>	1300	1810	2500	5200
Паросъем с 1 м <sup>2</sup> поверхности нагрева, кг/(м <sup>2</sup> ·ч)	176,9	179,6	180,8	282,5
Коэффициент теплопередачи, кВт/(м <sup>2</sup> ·К)	4300	4400	4330	6450
Плотность теплового потока, кВт/м <sup>2</sup>	108·10 <sup>3</sup>	112·10 <sup>3</sup>	93·10 <sup>3</sup>	153·10 <sup>3</sup>

\* Первый и второй блоки выведены из эксплуатации в связи с исчерпанием ресурса.

Поверхность нагрева парогенератора всегда представляет собой систему труб малого диаметра, внутри которых течет теплоноситель как среда с существенно большим давлением. Конструктивно парогенератор может быть выполнен и горизонтальным (рис. 6.3 и 6.4) и вертикальным, как, например, на рис. 6.5. В обоих случаях по стороне второго контура использована естественная циркуляция.

Для отечественных АЭС с ВВЭР, вплоть до АЭС с ВВЭР-1000, принята горизонтальная конструкция парогенератора, технологичная в изготовлении. На рис. 6.3 показана конструкция горизонтального парогенератора, осуществленная на первом и втором блоках Нововоронежской АЭС. Для серийных блоков ВВЭР-440, установленных на третьем и четвертом блоках НВАЭС и на ряде других АЭС в нашей стране

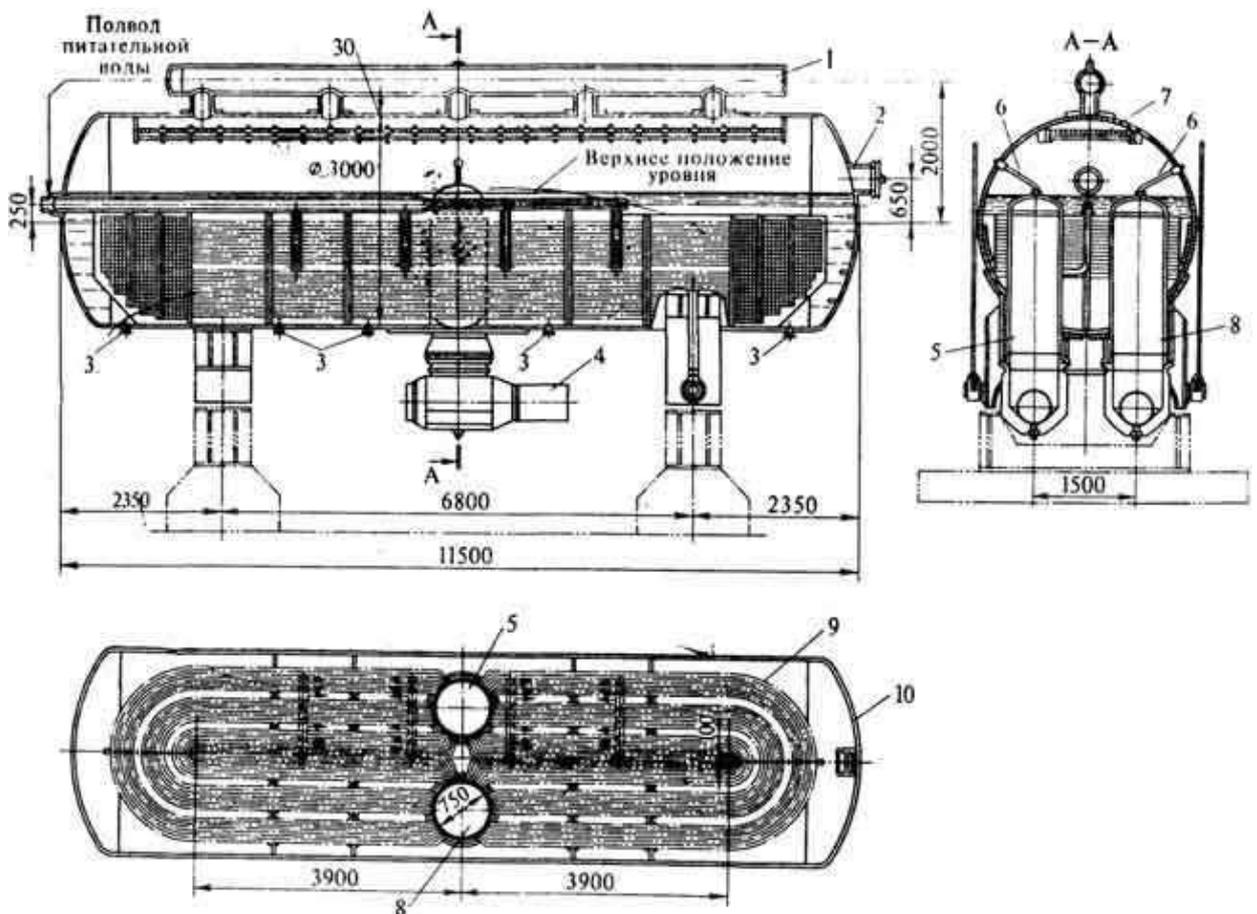


Рис. 6.3. Горизонтальный парогенератор с водным теплоносителем для ВВЭР-210 и ВВЭР-365

1 — сборный паровой коллектор; 2 — лаз; 3 — продувочные и дренажные штуцера; 4 — патрубок подсоединения трубопровода теплоносителя; 5 — входной коллектор теплоносителя; 6 — воздушник первого контура; 7 — жалюзийный сепаратор; 8 — выходной коллектор теплоносителя; 9 — поверхность теплообмена; 10 — корпус парогенератора

и за рубежом, она была несколько изменена. Так, входной и выходной коллекторы теплоносителя для парогенераторов АЭС с ВВЭР-440 выполняются по типу, показанному на рис. 6.4. Это обеспечивает более высокую ремонтоспособность, но для надежной эксплуатации требует тщательного контроля предотвращения перетечек из первого контура во второй в верхней части коллекторов теплоносителя, при нарушении хотя бы одного болтового соединения.

На рис. 6.4 представлен горизонтальный парогенератор для АЭС с ВВЭР-1000. По сравнению с парогенератором для ВВЭР-400 в конструкции парогенератора для ВВЭР-1000

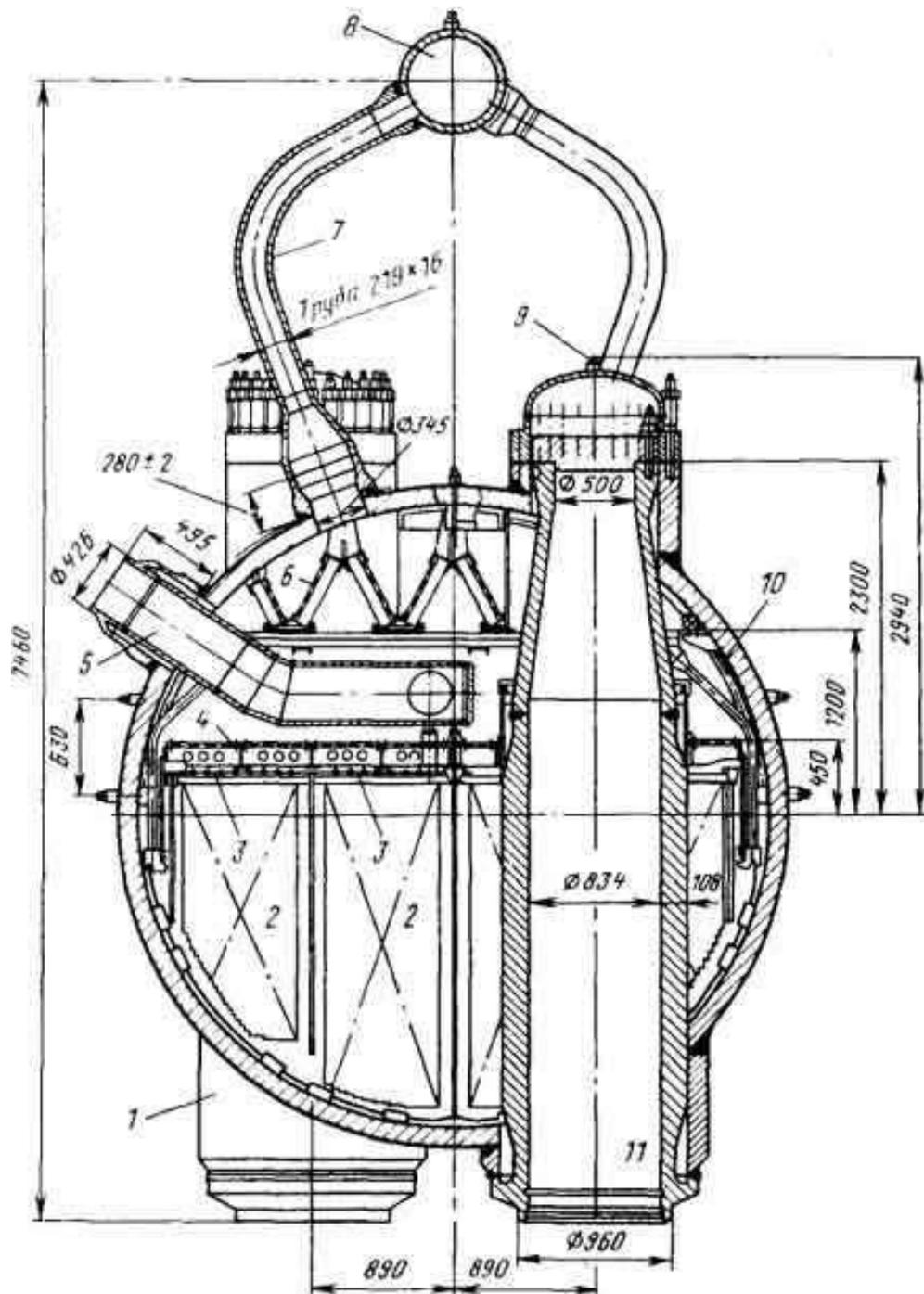


Рис. 6.4. Горизонтальный парогенератор с водным теплоносителем для ВВЭР-1000:

1 — входной коллектор теплоносителя; 2 — теплообменная поверхность; 3 — коллектор раздачи питательной воды; 4 — дырчатый погруженный щит; 5 — ввод питательной воды; 6 — жалюзийный сепаратор; 7 — паротводящие трубы; 8 — паросборный коллектор; 9 — воздушники; 10 — отвод отсепарированной влаги; 11 — выходной коллектор теплоносителя

приняты меры для существенной интенсификации теплообмена: меньше диаметр трубок, больше скорости теплоносителя, выше температура парообразования (табл. 6.2). Это позволило более чем в 1,5 раза увеличить коэффициент теплопередачи (см. табл. 6.1) и при том же температурном напоре существенно повысить плотность теплового потока. Поэтому габариты корпуса парогенератора увеличились незначительно (табл. 6.2), несмотря на существенное повышение мощности (см. табл. 6.1). Уменьшилась масса

парогенератора, отнесенная к его паропроизводительности, несмотря на повышение давления как в первом, так и во втором контурах.

*Таблица 6.2. Конструктивные характеристики парогенераторов блоков с ВВЭР Нововоронежской АЭС*

Основные конструктивные характеристики	Первый блок ВВЭР-210	Второй блок ВВЭР-365	Третий и четвертый блоки ВВЭР-440	Пятый блок ВВЭР-1000
Внутренний диаметр корпуса, мм	3010	3010	3210	4000
Длина корпуса, мм	11570	11570	11950	15000
Давление теплоносителя, МПа	10,0	10,5	12,5	16,0
Внутренний диаметр коллектора теплоносителя, мм	750	750	800	850
Толщина стенок коллектора теплоносителя, мм	75	75	130	160
Число/диаметр трубок, шт/мм	2074/21	3664/16	5146/16	11000/16
Средняя длина трубок, мм	9500	10100	8700	11060
Скорость теплоносителя в трубках, м/с	2,94	3,36	2,70	4,89
Максимальная высота трубного пучка, мм	1600	1600	1900	2200
Масса парогенератора без воды, т	104,2	112	145	265
То же, на 1 т пара	0,45	0,344	0,32	0,18

Для повышения надежности работы впускных органов турбины целесообразно было бы введение некоторого, хотя бы незначительного начального перегрева пара (см. рис. 6.2б). Осуществление перегрева возможно и в горизонтальной конструкции, но для размещения пароперегревателя в паровом пространстве парогенератора и тем более при одновременном увеличении единичной мощности более подходит вертикальный вариант конструкции. При этом не следует конструировать вертикальные парогенераторы с нижней трубной доской, так как вывод продувочной воды неизбежно производится выше трубной доски. В результате на трубной доске скапливается железистый шлам с возможностью глубокого

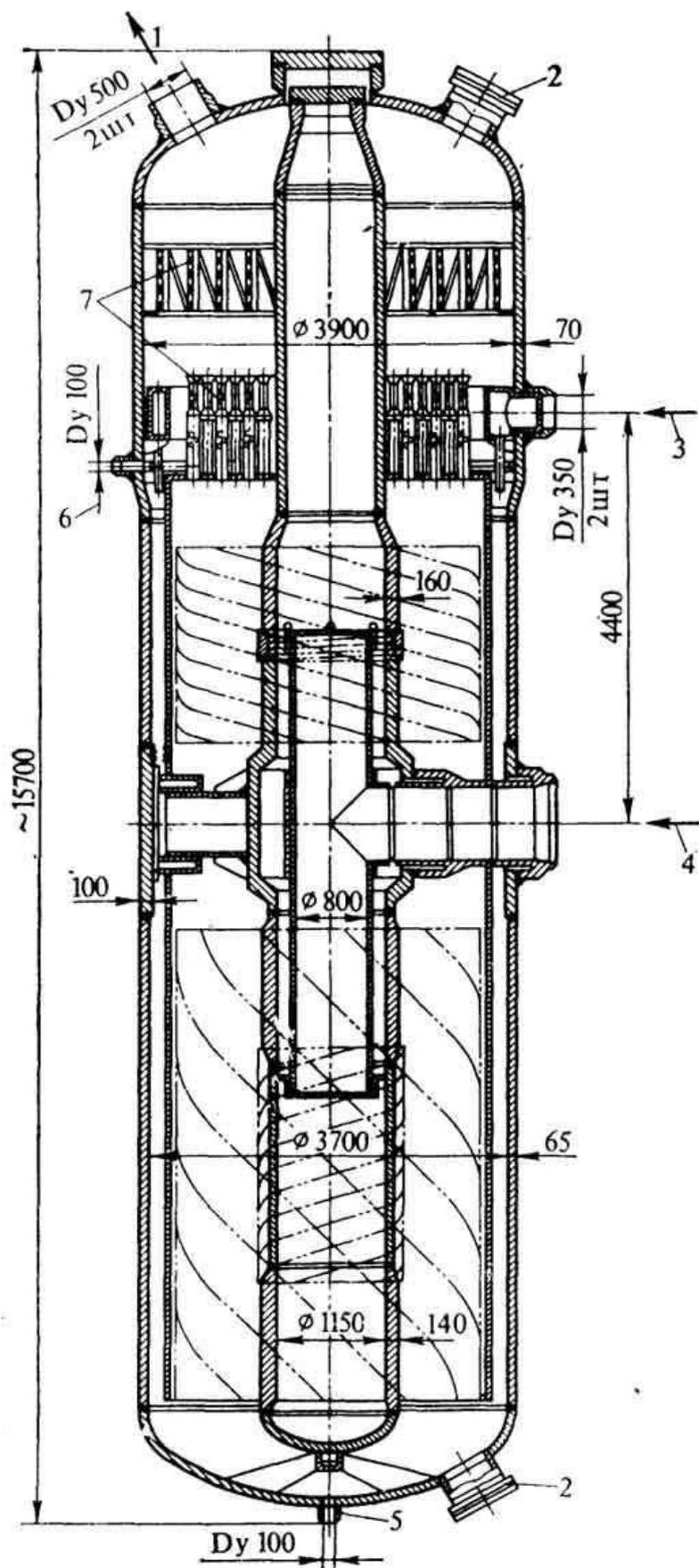


Рис. 6.5. Вариант вертикального парогенератора для ВВЭР-1000:

1 — выход пара; 2 — люк для обслуживания; 3 — вход питательной воды; 4 — вход теплоносителя; 5 — периодическая продувка; 6 — непрерывная продувка; 7 — сепарационные устройства

упаривания воды парогенератора в этой области. Это приводит к резко повышенным концентрациям примесей, в том числе хлоридов и щелочей, и к разрушению по этой причине трубок у мест вальцовки, что подтверждает опыт эксплуатации парогенераторов фирмы "Вестингауз" (США). Попытки исправить положение за счет подачи питательной воды в область трубных досок для смыва шлама с них не решились вопроса, так как в местах заделки трубок возникли дополнительные переменные температурные напряжения.

В сравнении с вертикальным горизонтальный парогенератор имеет большую площадь зеркала испарения и существенно меньшие скорости пара на выходе в паровой объем. Однако высота парового объема у него ограничена, так как определяется диаметром корпуса, а он ограничен железнодорожными габаритами. Кроме того, по мере подъема пара сечения для прохода пара непрерывно уменьшаются, скорости возрастают и условия для его осушки ухудшаются. Из-за ограничения диаметра корпуса в его паровом пространстве практически возможно разместить только простейшие и потому не очень эффективные сепарационные устройства. В результате поверхность нагрева пароперегревателя увеличивается, так как часть ее будет расходоваться на досушку пара. Для поверхности теплообмена пароперегревателя нельзя применять аустенитную нержавеющую сталь по следующей причине: при среднем давлении в зоне досушки пара будет происходить повышение концентраций хлоридов до весьма высокого значения при любой минимальной концентрации их в питательной воде парогенератора. Известно, что аустенитная нержавеющая сталь склонна к коррозии под напряжением, усугубляемой наличием хлоридов. Поэтому для пароперегревателя рекомендуется мартенситно-ферритная сталь 08X14МФ, которая не склонна к коррозии под напряжением, в отношении общей коррозии она не уступает аустенитной нержавеющей, но в 2,3 раза дешевле ее, так как в ее состав не входит никель. В качестве материала для трубок парогенератора АЭС с ВВЭР пока применялась только аустенитная нержавеющая сталь. Весьма перспективна ее замена на мартенситную сталь 10X9МФБ, в связи с ее дешевизной и неподверженности к коррозии под напряжением, особенно важно это для парогенератора прямоточного типа.

Возможно применение стали 08X14МФ и для ПНД взамен аустенитной.

В вертикальном парогенераторе скорость по мере подъема пара остается неизменной, высота парового объема может быть значительно увеличена, размещение высокоэффективных сепарационных устройств облегчено. Важна возможность развития также и водяного объема, в котором размещается поверхность нагрева, определяющая мощность парогенератора.

Вариант вертикального парогенератора для ВВЭР-1000 на те же параметры и на ту же мощность, что и горизонтальный (насыщенный пар, 1469 т/ч), представлен на рис. 6.5.

Мощность горизонтального парогенератора, равная 250 МВт для ВВЭР-1000, по условиям железнодорожных габаритов является предельной. Однако следует иметь в виду, что поверхность теплообмена парогенератора АЭС с ВВЭР-1000 проектируется с запасом 10 — 15% из-за ухудшения коэффициента теплопередачи при наличии отложений. Применение комплексной обработки питательной воды, то есть в

отсутствии отложений (см. § 6.3) позволяет на 20 — 25% повысить предельную мощность парогенератора и соответственно применить три петли вместо четырех.

## 6.2. Гидродинамическое совершенствование парогенераторной установки АЭС с ВВЭР

Вопросы гидродинамического упорядочения процессов в парогенераторе имеют большое значение для работы блока. Из  $t, Q$ -диаграммы (см. рис. 6.2) видно, что перепад температуры между теплоносителем и кипящей водой по длине змеевиков парогенератора не одинаков в связи с изменением температуры теплоносителя при постоянной температуре кипящей воды. Если бы питательная вода подавалась в водяной объем равномерно по отношению ко всем участкам змеевиков, то в области входного коллектора теплоносителя производилось бы пара больше, чем в области выходного коллектора (в соотношении максимального и минимального температурных напоров). Так, для современной теплотехнической схемы парогенератора (см. рис. 6.1в) в соответствии с табл. 6.1 это составило бы для парогенераторов АЭС с ВВЭР-440  $\Delta t_{\text{макс}}/\Delta t_{\text{мин}} = 42/9 = 4,66$  раза. В результате действительный уровень пароводяной смеси в области входного коллектора теплоносителя был бы существенно выше, чем в области выходного коллектора. Это вызвало бы большую неравномерность во влагосодержании пара, выдаваемого парогенератором, и повышенные его значения, вплоть до возможного заброса влаги в паропроводы и турбину. Для предотвращения этого явления питательная вода подавалась только в область входного коллектора теплоносителя, как это хорошо видно на рис. 6.3 в плане и, главное, в рассечку по высоте теплообменного пучка, в специально выделенный объем, который по-существу является *смешивающим кипящим водяным экономайзером*. При этом большое количество теплоты затрачивается в этой области на подогрев всей питательной воды до температуры насыщения. В результате на этом участке количество пара, выходящего с зеркала испарения, существенно сокращается, набухание уровня и влажность пара уменьшается.

Опыт эксплуатации и теоретическое рассмотрение вопроса заставляют обращать внимание не только на способы подвода питательной воды, но и на способы отвода пара из парогенератора к турбине. На рис. 6.3, а также и на рис. 6.4 отвод пара осуществлен по рис. 6.6. В связи с односторонним торцовым отводом пара от объединенного парового

коллектора вдоль по нему нарастает скоростной напор, а статическое давление падает. Наибольшее статическое давление получается в торце коллектора, противоположном отводу пара в паропровод. Соответственно перепад давления между паровым объемом парогенератора и паровым коллектором, расходуемый на преодоление сопротивления паропроводящих труб в этом торце коллектора, наименьший. В результате даже при равномерной тепловой нагрузке по отдельным частям парогенератора проход пара через паровое пространство в коллектор неравномерен. Наименьшее количество пара проходит в коллектор у его глухого торца, наибольшее — в противоположной части коллектора, как это показано на рисунке. Это вызывает неравномерное набухание уровня и повышает влажность пара. Наибольшее количество пара выходит с зеркала испарения в паровой объем в области отвода пара из коллектора, что повышает влажность этого пара, а следовательно, и общую влажность пара.



Рис. 6.6. Изменения давлений  $p$  и расходов пара  $D$  вдоль по паросборному коллектору  $I_{колл}$  горизонтального парогенератора АЭС с ВВЭР

Система с несколькими промежуточными короткими коллекторами исправила бы положение и в тем большей степени, чем больше число коллекторов, но она сложна. Поэтому целесообразно сохранение схемы по рис. 6.6, но необходимо ввести дифференцированное дросселирование отводящих труб, причем наибольшее дросселирование для отводов ближайших к общему паропроводу.

Для вертикального парогенератора насыщенного пара (например, по рис. 6.5) имеется один центральный отвод, а главное — значительная высота парового объема позволяет расположить в нем устройства равного сопротивления потокам пара по сечению парогенератора, тем самым предотвращающие неравномерное набухание пароводяного объема.

Несмотря на важность поддержания допустимого значения действительного уровня пароводяной смеси в парогенераторе,

пока не существует не только методов и способов его регулирования, но даже и его измерения по всей длине корпуса парогенератора. Имеющиеся в двух точках по длине корпуса указатели уровня не дают действительного его положения даже в этих точках. Существующие методы контроля уровня позволяют судить только о *массовом уровне*  $h_m$ . Он может совпадать с *действительным уровнем*  $h_d$  только в частном случае, когда действительный уровень совпадает с уровнем подсоединения нижней отводящей трубки к указателю уровня, верхняя трубка которого может подсоединяться на любой высоте парового объема, но обязательно ниже сепарационного устройства и выше действительного уровня. Чем ниже по отношению к действительному уровню расположен нижний отвод указателя уровня, тем большим будет различие между действительным и массовым уровнями, что видно, например, из рис. 6.7, где  $(h_d - h_m)_1 < (h_d - h_m)_2$ . Для парогенератора типа, изображенного на рис. 6.4, подсоединение нижней отводящей трубки следует делать примерно на уровне теплообменной поверхности, если нет погруженного дырчатого щита, и на уровне, несколько превышающем дырчатый погруженный щит, если он установлен. В противном случае сопротивление дырчатого щита исказит показания даже массового уровня. Важно также защищать место отводящей трубки от возможного динамического воздействия струй пароводяной смеси, применяя успокоительные козырьки.

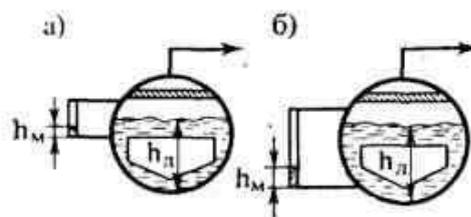


Рис. 6.7. Соотношение массового и действительного уровней в парогенераторе в зависимости от места присоединения нижней отводящей трубки указателя уровня:  
 а — вблизи действительного уровня; б — существенно ниже действительного уровня

### 6.3. Водный режим парогенератора

Стремление создать более компактный парогенератор приводит к большому затеснению его корпуса, затрудняющему вывод шлама с продувочной водой, что может способствовать образованию отложений на змеевиках парогенератора. Эти отложения безопасны с точки зрения температуры металла, так как температура металла может достичь только температуры теплоносителя, но они приведут к снижению паропроизводительности и мощности установки. Они могут привести также к концентрированию примесей в них и к разрушению теплообменных трубок парогенератора, особенно в напряженных местах, например в местах сопряжений с

коллекторами. В результате теплоноситель перетечет во второй контур и в его воде появится радиоактивность, недопустимая в эксплуатации

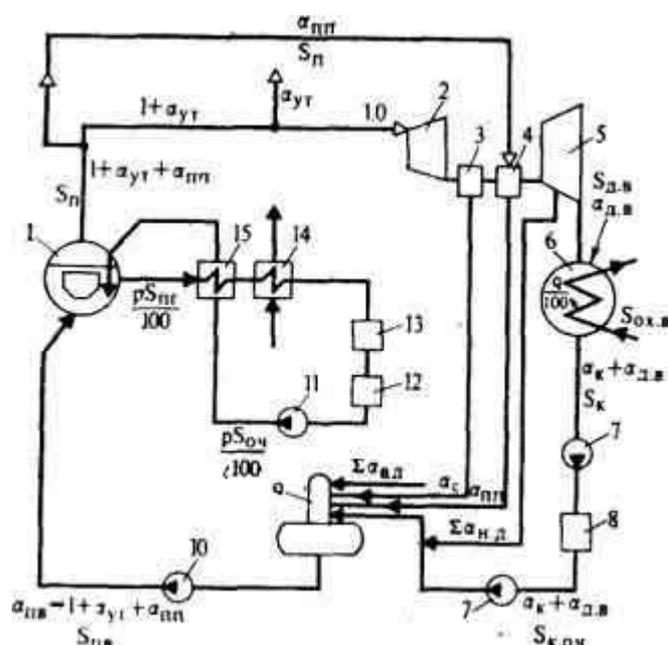


Рис. 6.8. Расчетная схема для баланса расходов и примесей во втором контуре АЭС с ВВЭР:

1 — парогенератор; 2 — ЦВД турбины; 3 — междуцилиндровый сепаратор; 4 — промежуточный пароперегреватель; 5 — ЦНД турбины; 6 — конденсатор; 7 — конденсатный насос; 8 — конденсатоочистка; 9 — деаэратор; 10 — питательный насос; 11 — насос возврата очищенной воды парогенератора; 12, 13 — ионообменные фильтры; 14 — доохладитель продувки; 15 — регенеративный теплообменник

парогенератора. Но даже в отсутствии разрушений необходимо поддержание установленных норм водного режима, так как значительные отложения вызовут снижение мощности блока. Для поддержания допустимой концентрации примесей в воде парогенератора, применяется 100%-ная конденсатоочистка 8 (рис. 6.8) и очистка продувочной воды парогенератора на байпасной установке (см. рис. 6.9), которая состоит из последовательно включенных регенеративного теплообменника 15, доохладителя 14, механического фильтра 13 и ионообменного фильтра 12. Как видно из рисунка, продувочная вода парогенератора после очистки полностью возвращается в парогенератор. Очистную установку рассчитывают по концентрации хлоридов для предотвращения коррозии под напряжением стали 1Х18Н9Т. Расчетная схема для баланса примесей приведена на рис. 6.8. Однако регенерация анионита по проскоку хлоридов может привести к накоплению в воде парогенератора кремниевой кислоты и к отложению ее на трубках парогенератора и в начальных участках промежуточного пароперегревателя. Допустимая концентрация ее в питательной воде определяется расчетно-теоретически, исходя из растворимости ее в насыщенном растворе и коэффициента выноса кремниевой кислоты из воды парогенератора в пределах 0,1-0,5%.

Применение весьма распространенного бескоррекционного водного режима не может предупредить накопления в воде парогенератора железистого шлама, вывод которого с продувочной водой затруднителен из-за конструктивных характеристик современного парогенератора АЭС. Накапливаясь, железистый шлам может вызывать подшламовую коррозию, осажаясь на трубках парогенератора и снижая его паропроизводительность. Последнее обстоятельство свидетельствует о необходимости организации удаления отложений из парогенератора. Для проведения такой операции

необходимо провести либо очистку воды из остановленного парогенератора, либо его очистку "на ходу", как это производится в отечественной практике с применением комплексонов (чаще всего двухзамещенной натриевой соли этилендиаминтетрауксусной кислоты). Внедрение ЭДТА, или ее натриевой соли — трилона Б было начато на НВАЭС и позволило ввести этот режим как технологический с выпуском соответствующих руководящих указаний, совместно подготовленных ведущими проектными, эксплуатационными и конструкторскими организациями. Выбор вышеуказанных реагентов был обоснован универсальностью ЭДТА и ее солей по отношению ко всем катионам питательной воды и значительным промышленным производством этих реагентов.

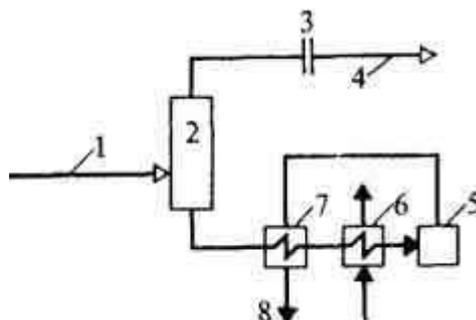


Рис. 6.9. Байпасная очистная установка на воде парогенератора при работе ее на сниженном давлении

1 — продувочная вода; 2 — расширитель; 3 — дроссельная шайба; 4 — пар; 5 — ионообменный фильтр; 6 — доохладитель; 7 — регенеративный теплообменник; 8 — очищенная вода

Концентрации принимались более стехиометрических, температура очистки допускалась меньшей, чем температура питательной воды. Успешное проведение таких очисток привело к предложению об использовании метода комплексонной обработки также и для непрерывной коррекции водного режима вообще, то есть в процессе постоянной эксплуатации. Известно, что использование комплексонов при температуре более 200 °С будет происходить в условиях их термического разложения, при котором *комплексообразующая способность* их возрастает. В связи с этим доза комплексона должна рассчитываться как существенно меньшая, чем стехиометрическая. Затруднения с подготовкой новых методических указаний объясняются тем, что по нормам проектирования парогенератора для АЭС с ВВЭР число дозирующих насосов меньше, чем число параллельно работающих парогенераторов. Тем самым в каждый из парогенераторов дозирующий насос подает комплексен только периодически. Однако преимущества комплексонной обработки столь значительны, что, не ожидая перехода к непрерывному дозированию в каждый парогенератор, в эксплуатации начали применять комплексонную корректировку в имеющихся условиях с тем, чтобы накапливался необходимый опыт и рассматривались необходимые положения для последующих разработок.

Попытки сэкономить на продувочных линиях побудили в свое время объединять продувочные линии от всех параллельно работающих парогенераторов и направлять их на единую спецводоочистку (СВО-5). Устанавливалась также еще одна резервная СВО-5, то есть на полную мощность. Продувочные линии от каждого из парогенераторов блока, с объединением их в одну, идущую к СВО-5 (при наличии еще одной резервной СВО-5), показаны на рис. 6.10 и 6.11. Особенно неудобно выполнение продувочных линий для парогенераторов ВВЭР-440. В частности, это проявилось в обнаружении практически для

всех таких блоков перетоков продувки парогенератора № 5 в парогенератор № 6. Для парогенераторов блока ВВЭР-1000 объединялось по четыре продувочные линии и устанавливалась одна объединенная дозирующая линия с одним дозирующим насосом с распределением ее в виде

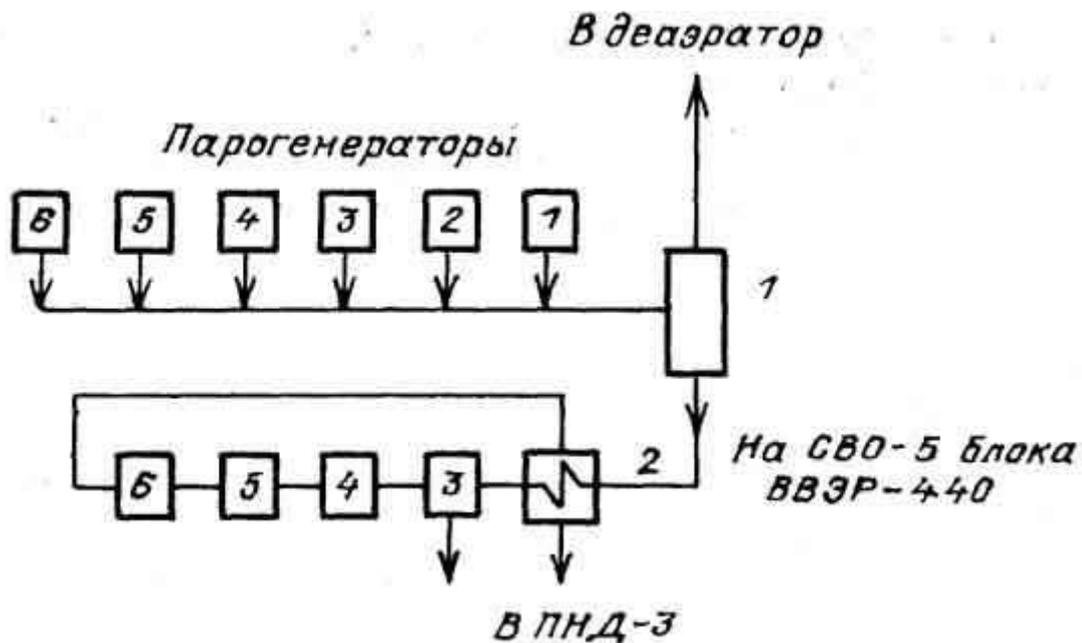


Рис. 6.10. Объединение шести продувочных линий от парогенераторов блока ВВЭР-440 для подвода к единой очистной установке блока

1 — расширитель; 2 — регенеративный теплообменник; 3 — доохладитель; 4 — механический фильтр; 5 — катионитовый фильтр; 6 — анионитовый фильтр

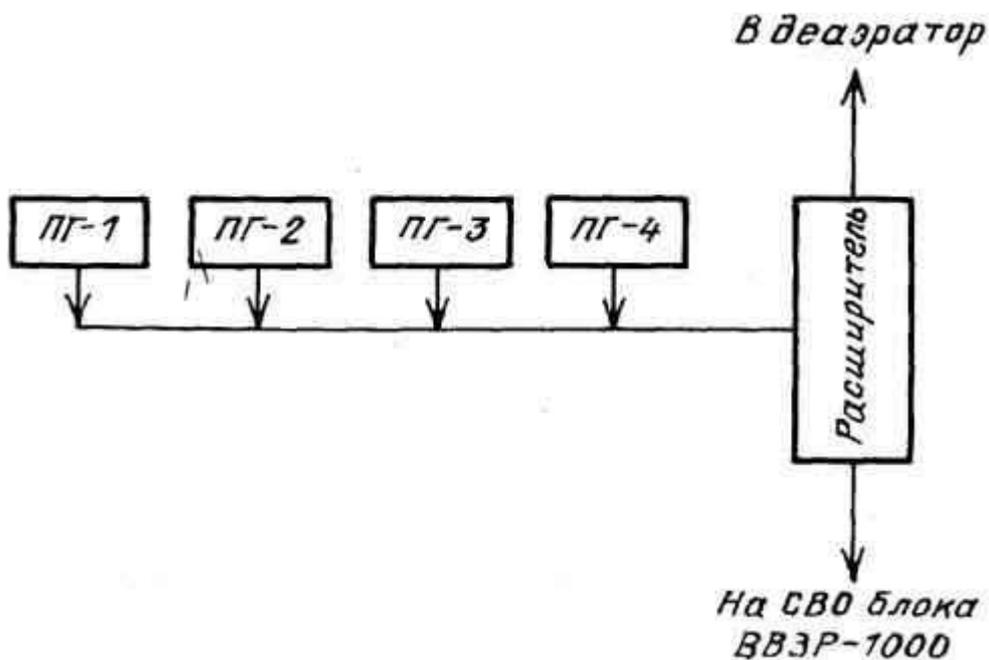


Рис. 6.11. Объединение четырех продувочных линий от парогенераторов блоков ВВЭР-1000 для подвода к единой очистной установке блока

отдельных линий далее к каждому парогенератору, но с установкой единой очистной установки на полную мощность. Рекомендуемая для всех последующих блоков схема дозирования и продувки для каждого отдельного парогенератора блока ВВЭР-1000 показана на рис. 6.12, из которого видна возможность регулирования расхода продувочной воды индивидуально для каждого парогенератора и, главное, мощность резервной дозирующей и продувочной установок получаются наименьшими. При наличии

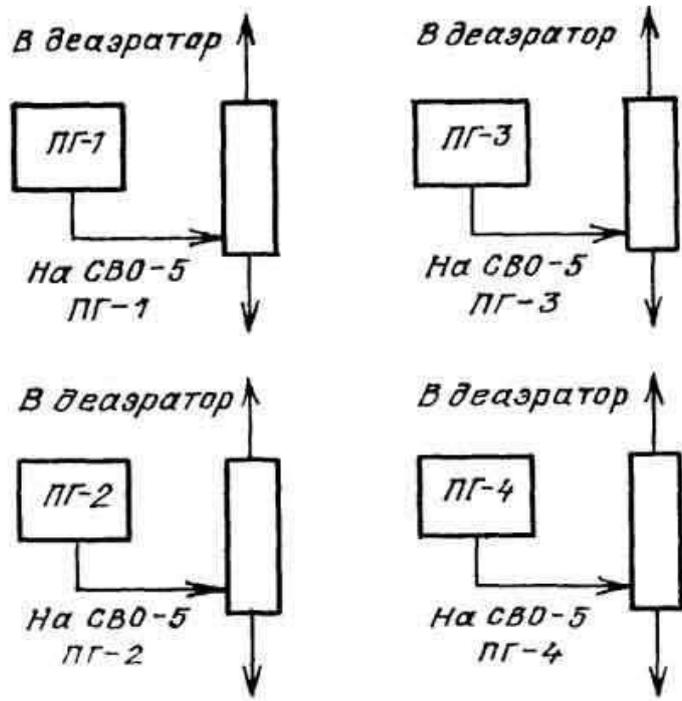


Рис. 6.12. Индивидуальные продувочные линии от каждого из парогенераторов блока ВВЭР-1000

параллельно включенных парогенераторов, работающих на одну турбину, даже при обеспечении по всем паропроводам равных расходов пара, может иметь место слабое различие высот расположения уровней в парогенераторах. Для расходов продувки это различие в уровнях в парогенераторах имеет большое влияние.

Комплексон должен дозироваться в линию подачи питательной воды после всех ПВД, перед входом в парогенератор с защитной рубашкой в месте ввода. Доза комплексона должна рассчитываться исходя из состава примесей в питательной воде. Предварительный расчет ведется по стехиометрическим соотношениям без учета влияния температуры по уровням:

$$\text{для трилона Б } S_{\text{трБ}} = 186S_{\text{пв}}^* + 6,7S_{\text{пв}}^{\text{Fe}} + 6,35S_{\text{пв}}^{\text{Cu}} \text{ мкг/кг,}$$

$$\text{или для ЭДТА } S_{\text{ЭДТА}} = 145S_{\text{пв}}^* + 5,18S_{\text{пв}}^{\text{Fe}} + 4,9S_{\text{пв}}^{\text{Cu}} \text{ мкг/кг,}$$

где  $S_{\text{пв}}^*$  — жесткость питательной воды, мкг-экв/кг;  $S_{\text{пв}}^{\text{Fe}}$ ,  $S_{\text{пв}}^{\text{Cu}}$  — концентрация оксидов железа и меди, мкг/кг.

Полученные этим расчетом данные должны быть умножены на 1/3 с учетом повышения комплексообразующей способности комплексона в процессе его термического разложения.

Постоянная хотя и прерывистая дозировка в один из шести парогенераторов, входящих в ПГУ для ВВЭР-440 (имелся лишь один насос — дозатор), была предварительно проверена на третьем блоке НВАЭС. Наблюдение велось (и продолжается сейчас) одновременно за работой двух параллельно рабо-

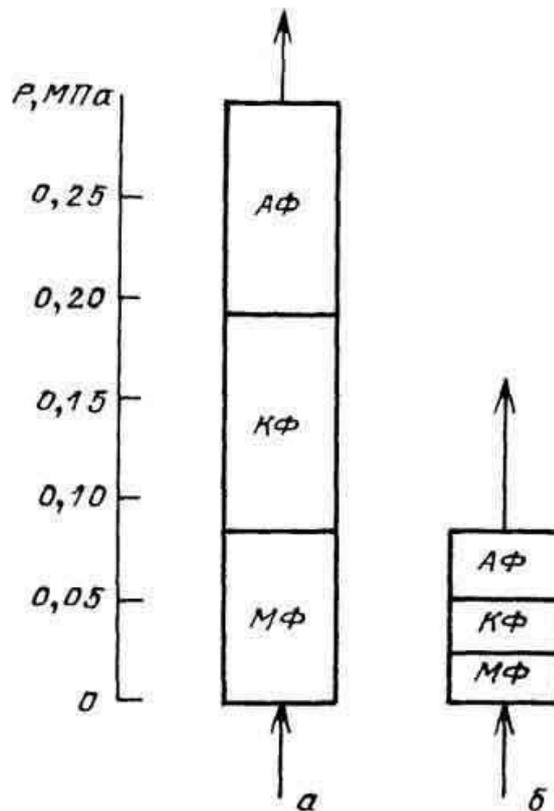


Рис. 6.13. Сопоставление очистных установок третьего блока НВАЭС при бескоррекционном водном режиме (а) и четвертого блока НВАЭС при комплексном водном режиме (б) МФ — механический фильтр; КФ — катионитовый фильтр; АФ — анионитовый фильтр

тающих блоков ВВЭР-440. Результаты этого исследования представлены на рис. 6.13, на котором приведены сопротивления очистных установок блоков ВВЭР-440, а именно четвертого блока НВАЭС, на котором был комплексный водный режим, и третьего блока, на котором был бескоррекционный водный режим. Сопоставление данных рис. 6.13 показывает, что все примеси продувочной воды оказались в ионной форме в виде вторичных высокорастворимых отрицательно заряженных комплексов.

Проведенные исследования и внутренний осмотр состояния всех парогенераторов третьего блока свидетельствовали о чистоте теплообменной поверхности и о защитной пленке на корпусе парогенератора, которая разгружает СВО-5. Расчетом было установлено, что эта пленка за 30-летний период эксплуатации на корпусе парогенератора составит всего 1,5 мм. Проведенные исследования показали, что комплексная обработка высокоэффективна при любом качестве питательной воды, а гидразинная обработка требует высокой чистоты воды по всем ионам за исключением железа — единственного катиона, с которым гидразин дает комплексное соединение, в то время как ЭДТА образует комплексные соединения со всеми катионами питательной воды.

#### 6.4. Баланс расходов и примесей во втором контуре АЭС с ВВЭР

Потери рабочего тела при расчетах условно относят к элементам с наибольшим давлением рабочего тела. Эти потери невелики, они составляют 0,3 — 0,5%. Безвозвратные потери пара и конденсата восполняются добавочной водой, которая подается в паровой объем конденсатора (см.  $D_{дн}$  на рис. 6.8)

и является приходной статьей баланса. При сведении материального баланса в тепловой схеме не учитывается присос охлаждающей воды в конденсаторе, так как при нормальной эксплуатации он очень мал:  $q = 0,004 \div 0,02\%$  расхода пара через турбину. В материальном балансе не участвует и расход воды парогенератора, направляемой на очистку, так как контур очистки замкнут (рис. 6.8).

С учетом сказанного материальный баланс в системе второго контура АЭС

$$D_{дв} = D_{ут}, \quad (6.3)$$

или в долях расхода пара на турбину  $D_o$

$$\alpha_{дв} = \alpha_{ут}, \quad (6.3a)$$

где  $\alpha_{дв} = D_{дв}/D_o$ ;  $\alpha_{ут} = D_{ут}/D_o$

Кроме того, внутри системы можно отдельно составить материальный баланс для ее элементов с учетом отборов от турбины. Расход отборного пара  $D_i$  на какой-либо подогреватель в долях общего расхода на турбину  $D_o$  обычно обозначают

$$\alpha_i = D_i/D_o. \quad (6.4)$$

На рис. 6.8 расход отборного пара на ПНД и ПВД дан суммарный, так как материальный баланс по отдельным подогревателям необходим только при расчете всей тепловой схемы, в частности при расчете регенеративного подогрева.

Аналогично рассчитывают расход турбинного сепарата

$$\alpha_c = D_c/D_o; \quad (6.5)$$

конденсата греющего пара промежуточного пароперегревателя

$$\alpha_{пп} = D_{пп}/D_o; \quad (6.6)$$

пара в конденсатор

$$\alpha_x = D_x/D_o = 1 - \sum \alpha_i - \alpha_c. \quad (6.7)$$

Кроме того, из рис. 6.8 следует, что паропроизводительность парогенератора

$$\begin{aligned} D_{пг} &= D_o + D_{ут} + D_{пп} \\ \alpha_{пг} &= 1 + \alpha_{ут} + \alpha_{пп}. \end{aligned} \quad (6.8)$$

В тех случаях, когда имеются дополнительные потребители пара  $D_{доп}$ , например паровой привод питательного насоса, паропроизводительность парогенератора

$$D_{пг} = D_o + D_{ут} + D_{пп} + D_{доп}.$$

Расход питательной воды  $D_{пв}$  должен быть равен паропроизводительности парогенератора  $D_{пг}$ :

$$\alpha_{пв} = \alpha_{пг}. \quad (6.9)$$

Из рис. 6.8 видно, что для сведения материального баланса второго контура АЭС, то есть для выбора производительности системы водоподготовки, надо оценить только расход на утечки, см. (6.3а). Кроме материального баланса в системе второго контура нужно составить баланс примесей, являющийся основой для определения качества питательной воды и расчета расхода воды, направляемой на очистку, который обычно, так же как и присос охлаждающей воды в конденсаторе  $q$ , рассчитывают в процентах расхода пара на турбину:

$$p = (d_{пг}/D_o) 100. \quad (6.10)$$

Составим баланс естественных примесей первоначально для случая отсутствия конденсатоочистки. При этом присос охлаждающей воды в конденсаторе — основной источник поступления естественных примесей в цикл.

Если концентрации естественных примесей для охлаждающей воды конденсатора  $S_{ох.в}$ , для добавочной воды  $S_{дв}$ , для пара  $S_{п}$ , для воды парогенератора после очистки  $S_{пг.оч}$  и до очистки  $S_{пг}$ , то баланс естественных примесей для второго контура (мг/кг)

$$\begin{aligned} qS_{ох.в} + 100\alpha_{дв}S_{дв} + (100 + 100\alpha_{пн})S_{п} + pS_{пг.оч} = \\ = (100 + 100\alpha_{пн})S_{п} + 100\alpha_{ут}S_{п} + pS_{пг}. \end{aligned} \quad (6.11)$$

Исключая из обеих частей (6.11) одинаковые члены  $(100 + 100\alpha_{пн})S_{п}$  и практически одинаковые члены  $100\alpha_{дв}S_{дв}$  и  $100\alpha_{ут}S_{п}$ , получим расход воды на очистку в процентах от расхода на турбину:

$$p = qS_{ох.в}/(S_{пг} - S_{пг.оч}) \quad (6.12)$$

или

$$p = qS_{ох.в}/S_{пг}, \quad (6.12a)$$

так как для естественных примесей можно пренебречь величиной  $S_{пг.оч}$ .

Из (6.12) видно, что расход воды парогенератора на очистку будет наименьшим, если для  $S_{пг}$  использовать нормируемые, а не меньшие значения.

Если имеется конденсатоочистка, рассчитанная на пропуск всего расхода конденсата, а  $S_{к.оч}$  — концентрация рассчитываемой примеси после конденсатоочистки, то вместо (6.12) должно быть написано

$$p = 100S_{к.оч} / (S_{пг} - S_{пг.оч}) \quad (6.13)$$

или

$$p = 100S_{к.оч} / S_{пг} \quad (6.13a)$$

Чистоту питательной воды определяют из уравнения баланса примесей для деаэратора, которое при отсутствии конденсатоочистки будет

$$\frac{(100 + 100\alpha_{yt} + 100\alpha_{пн})S_{пв}}{(100 + 100\alpha_{пн})S_{п} + 100\alpha_{дв} + qS_{ох.в.}} = \quad (6.14)$$

Учитывая высокую чистоту пара и добавочной воды, аналогично сказанному выше получим для чистоты питательной воды

$$S_{пв} = qS_{ох.в.} / (100 + 100\alpha_{yt} + 100\alpha_{пн}) \quad (6.14a)$$

При расчете качества питательной воды необходимо обращать внимание на размерности, в которых указана концентрация отдельных примесей. Особенно это относится к жесткости отдельных потоков. Так, жесткость всех потоков внутри схемы (рис. 6.8) используется в микрограмм-эквивалентах на килограмм, в то время как в охлаждающей воде конденсаторов жесткость дается в миллиграмм-эквивалентах на килограмм, то есть значения отличаются в  $10^3$  раз.

При наличии 100%-ной конденсатоочистки

$$S_{пв} = S_{к.оч} \quad (6.15)$$

Расход продувочной воды парогенератора на очистку рассчитывается по хлоридам, но фильтры очистной установки должны выводиться на регенерацию после исчерпания их обменной емкости по любому из нормируемых показателей-хлоридов, кремниевой кислоты, жесткости. Вести же расчет продувки по жесткости нельзя, учитывая термические преобразования ее по конденсатно-питательному тракту.

Из (6.12a) отчетливо видна зависимость расхода воды парогенератора на очистку от присоса охлаждающей воды в конденсаторе при отсутствии конденсатоочистки — рост присоса от 0,004 до 0,04% увеличивает расход воды через очистную установку в 10 раз. Соответственно возрастают теплообменные поверхности, входящие в состав очистной установки, и сама эта установка.

При отсутствии конденсатоочистки в случае охлаждающих вод с большим содержанием хлоридов может потребоваться продувка парогенератора более 1%, что неэкономично.

Наличие конденсатоочистки позволяет резко ограничить расход воды парогенератора на очистку — нормируемая концентрация естественных примесей, в том числе и хлоридов,

поддерживается даже при  $p = 0,1 \div 0,3\%$ . Это повышает экономичность установки и сокращает размеры очистной установки на воде парогенератора и связанных с ней теплообменников. В целом несмотря на расходы, связанные с установкой конденсатоочистки, получается экономия на капитальных затратах.

При наличии конденсатоочистки концентрация естественных примесей в питательной воде незначительна и основное значение приобретают продукты коррозии. Растворимость их в воде очень мала и нормирование их для парогенератора затруднительно, так же как и отбор представительной пробы. Поэтому нормируют оксиды железа только в питательной воде, а объем продувки парогенератора, направляемой на очистку, принимают допусаемым по норме  $p = 0,5\%$  и не более  $1\%$ .

Очистная установка, схема которой представлена на рис. 6.8, работает под полным давлением парогенератора и требует дополнительного насоса. Возможно и иное решение, принимаемое в последнее время. Схема такой установки представлена на рис. 6.9. На линии продувочной воды 1, подлежащей очистке, устанавливается расширитель 2, связанный по паровой стороне с деаэратором. При снижении давления от  $\sim p_{нг}$  до  $\sim p_d$  из воды парогенератора образуется количество пара, равное  $\beta$  на каждый килограмм воды, причем

$$\beta = (h'_{нг} - h'_d) / r_d \quad (6.16)$$

где  $h'_{нг}$  и  $h'_d$  — энтальпия воды при температуре кипения соответственно для давления в парогенераторе и в деаэраторе, кДж/кг;  $r_d$  — теплота парообразования при давлении в деаэраторе, кДж/кг.

Очистку на ионообменных фильтрах 5 проходит только оставшаяся часть продувочной воды  $(1 - \beta)$ , то есть фильтры получаются более компактными, но, главное, работающими при меньшем давлении. Так как ионообменные фильтры требуют снижения температуры до  $\sim 40^\circ\text{C}$ , то вода, так же как и по рис. 6.8, проходит через регенеративный теплообменник 7 и через доохладитель 6. После фильтров очищенная вода возвращается в регенеративный теплообменник 7 и далее по линии 8 поступает в один из элементов регенеративной системы, например, как это указано выше, в деаэратор. Из рис. 6.9 видно, что сопротивление тракта от расширителя до деаэратора по водяной стороне больше, чем по паровой. Поэтому на линии 4 должна быть установлена дроссельная шайба 3. Доохладитель 6 может работать как на технической воде, так и с подачей на него холодного конденсата с последующим его возвратом в регенеративную систему, например для охладителя выпара.

## 6.5. О развитии парогенератора АЭС с ВВЭР

Известно, что в эксплуатации находится значительное (более 20) количество блоков ВВЭР-440. Не менее известны их благоприятные характеристики. В связи с этим, казалось, не будет никаких затруднений при переходе к более мощным блокам того же типа. Однако в конструкцию внутрикорпусных устройств парогенератора для блока ВВЭР-1000 были внесены существенные изменения: заменен конструкционный сплав для коллектора теплоносителя, установлен погруженный дырчатый лист, изменена схема подачи в парогенератор питательной воды, или можно сказать иначе, *внутрикорпусной смешивающий водяной экономайзер*, как это видно из рис. 6.4, перемещен в пространство над теплообменной поверхностью.

В этих условиях подача питательной воды над теплообменной поверхностью увеличивает вероятность воздействия ее струй на толстостенный коллектор, в частности, при работе блока на мощности, меньше номинальной, и в некоторых аварийных режимах, например, при отключении главного циркуляционного насоса. Положение усугубляется при снижении температуры питательной воды. В главе 4 были показаны недостатки используемой в настоящее время конструкции ПВД, вызывающие частые отключения всей этой группы подогревателей с подачей в парогенератор питательной воды с существенно меньшей температурой, то есть с температурой не 225 °С, а 165 °С, отвечающей температуре после деаэрата. Такие явления были, разумеется, и для блоков ВВЭР-440. Но они только расширяли область, которая была названа смешивающим водяным экономайзером. При подаче питательной воды поверх теплообменного пучка может иметь место также разгон воды вниз по обечайке и разбавление продувочной воды, что приведет к увеличению содержания примесей в парогенераторе. Возможно, что были и другие недочеты в конструкции парогенератора ВВЭР-1000. Достоверно известны лишь многочисленные выходы из строя этих парогенераторов, иногда даже чаще, чем один раз в год.

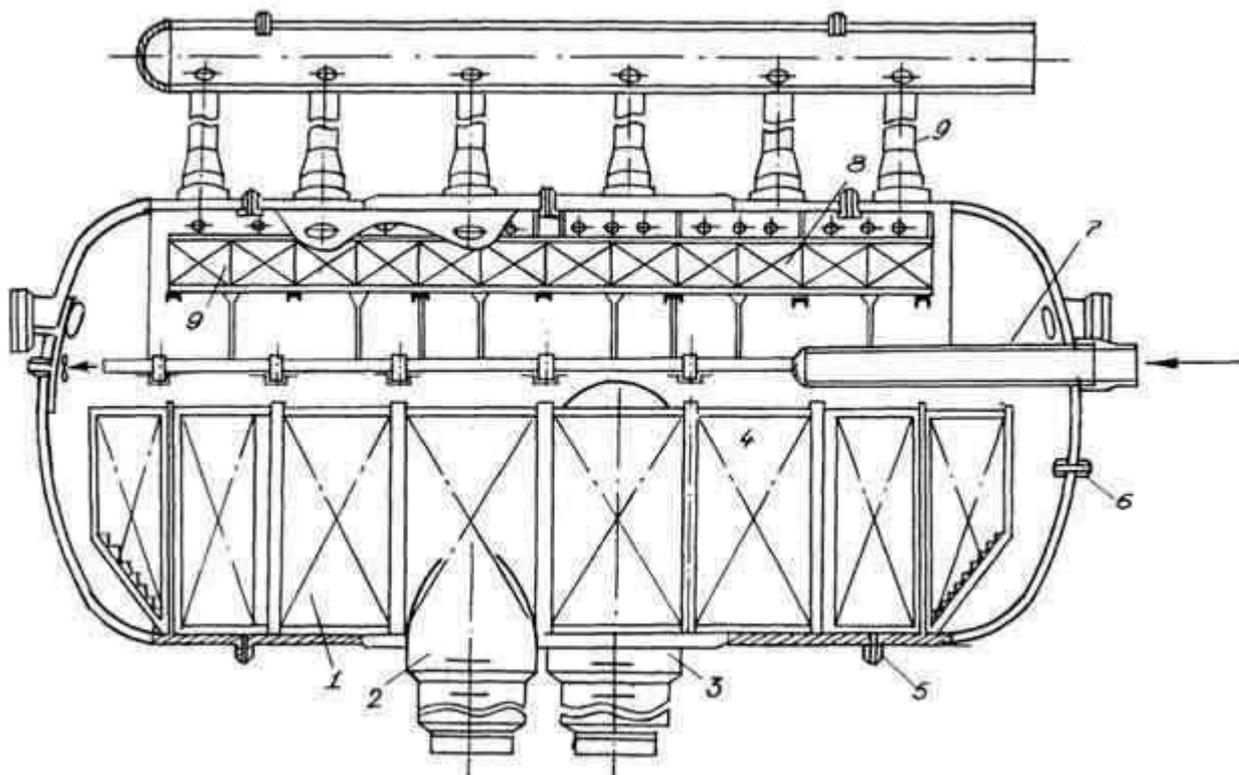


Рис. 6.14. Парогенератор ВВЭР-1000 с поверхностным подогревом питательной воды в нем

1 — основные пакеты труб; 2, 3 — коллекторы теплоносителя; 4 — трубы подогрева питательной воды; 5 — периодическая продувка; 6 — непрерывная продувка; 7 — коллектор питательной воды; 8 — выход питательной воды

Если коллектор парогенератора для блока ВВЭР-440 изготовлялся из нержавеющей аустенитной стали, то для блока ВВЭР-1000 — из стали 10ГН2МФА. Особенности физических и механических свойств этой стали, возможно, и явились главными причинами разрушения коллектора.

В свете существенно меньшей надежности парогенератора для ВВЭР-1000 по сравнению с парогенератором к ВВЭР-440, по-видимому, необходимо создание нового парогенератора. В этой связи целесообразно рассмотреть предложения по повышению параметров пара, в частности по введению перегрева пара, которые мотивируют необходимостью защиты органов регулирования турбины, забывая о сложностях размещения пароперегревателя в корпусе существующего парогенератора, о чем уже говорилось ранее. В противоречие с этим имеются предложения повысить давление пара, то есть пойти на увеличение влажности пара на входе в турбину, считая это безопасным. На рис. 6.14 показан вариант изменения внутрикорпусных устройств парогенератора к ВВЭР-1000. Описание его внутрикорпусных устройств понятно из подрисовочной подписи. Отметим его важнейшие особенности:

наличие внутреннего поверхностного водяного экономайзера, исключаящее контакт струй питательной воды с коллекторами теплоносителя и обеспечивающее существенно меньшие недогревы воды на выходе ее в водяной объем парогенератора;

организация непрерывного "ступенчатого испарения" с выводом продувочной воды из области с наибольшей концентрацией растворимых примесей.

## 6.6. Перспективы применения ступенчатого испарения для ПГУ к ВВЭР-1000

Двухконтурная схема АЭС с водным теплоносителем занимает и, по-видимому, будет занимать значительное место в развитии атомной энергетики России и всего мира, что подчеркивает важность надежности их работы. В настоящее время на ряде парогенераторов к ВВЭР-1000 проведена модернизация внутрикорпусных устройств. Так, сделана попытка использования метода ступенчатого испарения *внутри корпуса парогенератора*, для чего изменена подача питательной воды с преимущественным ее расходом в части надтрубного пространства, прилегающей к одному из торцов парогенератора, непрерывная продувка перемещена в зону противоположного торца.

Обширный опыт обычной теплоэнергетики (работы ОРГ-РЭС, МЭИ, ГРЭС и ТЭЦ) показал, что "переброс" продувочной воды в первую ступень испарения в условиях единого парового объема неизбежен. Анализ этого материала свидетельствует о том, что полностью предотвратить переброс продувочной воды можно только *надежно разделив паровые объемы обеих ступеней испарения, создав между их водяными объемами устойчивые, существенные перепады давления*, это предложение широко используется в современной теплоэнергетике. Даже, не касаясь внутрикорпусных устройств, предлагается использовать метод ступенчатого испарения между отдельными парогенераторами ВВЭР-1000: наличие четырех параллельно работающих парогенераторов позволяет это сделать. Предлагается выделить в первую ступень испарения три парогенератора, дающие ~75% общей паропроизводительности,

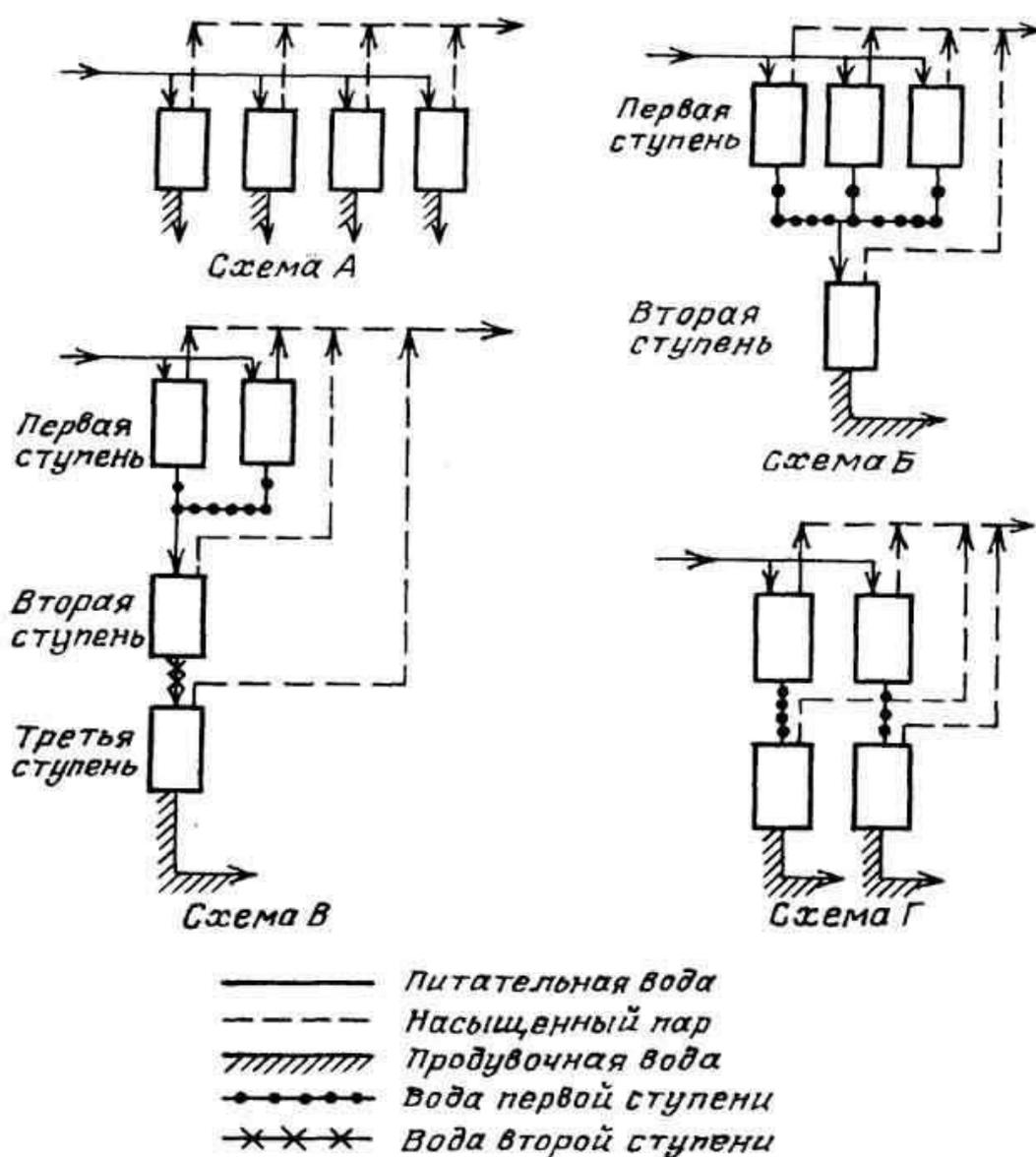


Рис. 6.15. Схемы включения парогенераторов четырехкорпусной парогенераторной установки для ВВЭР-1000

А — без ступенчатого испарения;

Б, В, Г — со ступенчатым испарением;

Б — три парогенератора представляют первую ступень испарения; четвертый парогенератор — вторая ступень испарения

В — два парогенератора представляют первую ступень испарения; третий парогенератор — вторая ступень испарения;

Г — два парогенератора включены как первая ступень испарения; два остальных — как вторая ступень испарения; схема Г может быть использована непосредственно для двухпетлевого варианта

ности, а четвертый парогенератор, дающий ~25% пара, сделать второй ступенью испарения. Таким образом, продувка первой ступени испарения будет равна ~25,5% при величине общей продувки ПГУ 0,5%. Такое решение показано на рис. 6.15, схема Б. Расчеты, выполненные при содержании растворимых примесей в питательной воде  $S_{пв}$ , показывают, что концентрация примесей в продувочной воде составит  $S_{прод} =$

$= S_{пв} 100,5/0,5 = 201 S_{пв}$  для всех парогенераторов схемы А при ступенчатом испарении или только для одного парогенератора, включенного как вторая ступень испарения. Вторая ступень испарения будет питаться продувочной водой первой ступени испарения, концентрация примесей в которой составит  $S_{пв}^{II ст} = S_{прод}^{I ст} = S_{пв} (75 + 25 + 0,5)/(25 + 0,5)$  или менее  $4S_{пв}$ . Расчет показывает, что первая ступень испарения будет давать существенно лучший пар и к тому же в количестве в три раза больше, чем вторая ступень испарения. Отсюда следует, что общий пар при ступенчатом испарении будет чище.

Из рис. 6.15 видно, что ступенчатое испарение может быть осуществлено и для трехкорпусных ПГУ, характерных для PWR, и для двухкорпусных ПГУ.

Три парогенератора в схеме Б рис. 6.15 работают на воде, чистота которой лишь немного хуже чистоты питательной воды, то есть при их эксплуатации вопросы очисток и промывок существенно упрощаются. Практически становится возможным все эти операции проводить только для одного парогенератора второй ступени испарения. Таким образом, использование метода ступенчатого испарения создает большие преимущества и для дозирования реагентов (только во вторую ступень испарения).

## Глава 7

# РЕАКТОРНАЯ УСТАНОВКА С ВОДНЫМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ

### 7.1. Тенденции развития реакторной установки с водным теплоносителем

К настоящему времени в отечественной энергетике применяют реакторы с водным теплоносителем двух типов — корпусные (ВВЭР) и каналные (РБМК), как об этом говорилось в гл. 2.

Как и для любой отрасли энергетики, общая тенденция развития основного оборудования АЭС — укрупнение. Значительное концентрирование мощности в одном агрегате позволяет создавать АЭС большой суммарной мощности. Укрупнение оборудования сокращает затраты труда и материалов при его изготовлении и монтаже, обеспечивая тем самым запланированный темп роста электроэнергетики.

Для АЭС раньше, чем в обычной теплоэнергетике, началось и продолжается использование большой единичной мощности основных агрегатов, причем реактор типа

РБМК даже начал свою жизнь с единичной мощности 1000 МВт, до сих пор еще не применяемой для паропроизводящих агрегатов обычной теплоэнергетики.

Развитие отечественных энергетических реакторов показано в табл. 7.1 для ВВЭР, а в табл. 7.2 дано сопоставление для единичной электрической мощности 1000 МВт, применительно к обоим типам реакторов.

*Таблица 7.1. Развитие реакторов типа ВВЭР*

Основные характеристики	ВВЭР-210*	ВВЭР-365*	ВВЭР-440	ВВЭР-1000
Электрическая мощность, МВт	210	365	440	1000
Давление в корпусе реактора, МПа	10,0	10,5	12,5	16,0
Температура воды на входе в реактор, °С	252	252	268	289

Основные характеристики	ВВЭР-210*	ВВЭР-365*	ВВЭР-440	ВВЭР-1000
Температура воды на выходе из реактора, °С	273	280	301	322
Плотность теплового потока, кВт/м <sup>2</sup>	214·10 <sup>3</sup>	428·10 <sup>3</sup>	440·10 <sup>3</sup>	632·10 <sup>3</sup>
Давление пара перед турбиной, МПа	2,9	2,9	4,4	6,0
Расход воды через реактор, м <sup>3</sup> /ч	36 500	49 500	39 000	76 000
Диаметр корпуса, м	3,8	3,84	3,84	4,50
Высота корпуса, м	11,14	11,80	11,80	10,85
Высота активной зоны, м	2,5	2,5	2,5	3,5
Условный (эквивалентный) диаметр активной зоны, м	2,88	2,88	2,88	3,2
Диаметр стержневого твэла, мм	10,2	9,1	9,1	9,1
Средняя расчетная глубина выгорания, МВт·сут/кг	13	27	28,6	26–40
Среднее обогащение топлива подпитки, %	2,0	3,0	3,5	3,3–4,4

\* Выведены из эксплуатации в связи с исчерпанием ресурса.

Таблица 7.2 Сопоставление важнейших показателей АЭС с реакторами типа ВВЭР и РБМК для единичной электрической мощности 1000 МВт

Основные характеристики	ВВЭР-1000	РБМК-1000
Высота и диаметр корпуса, испытывающего воздействие нейтронного излучения, м	10,85/4,5	—
Давление в реакторе, МПа	16,0	7,0
Длина и диаметр больших корпусов, не испытывающих воздействия нейтронного излучения, м	15,0/4,0 четыре парогенератора с давлением в корпусах 6,4 МПа	30,0/2,5 четыре барабана-сепаратора с давлением в них 7 МПа

Продолжение табл. 7.2

Основные характеристики	ВВЭР-1000	РБМК-1000
Возможность перегрузки топлива на ходу	Нет	Есть
Среднее обогащение топлива подпитки по $^{235}\text{U}$ , %	3,3–4,4	2,4 (2,0 до аварии на ЧАЭС)
Первоначальная загрузка топлива, т	66	190
Обогащение первоначальной загрузки $^{235}\text{U}$ , %	3,3	2,0 (1,8 до аварии на ЧАЭС)
Количество $^{235}\text{U}$ в первоначальной загрузке, т	2,2	3,78 (3,4 до аварии на ЧАЭС)

Из табл. 7.1 видно, что рост единичной мощности реакторов ВВЭР, используемых в составе двухконтурной АЭС, достигается за счет не только большего диаметра корпуса реактора, то есть большего диаметра активной зоны, но и повышения среднего значения плотности теплового потока. Это достигается увеличением скорости воды в активной зоне. Важным также является укрупнение парогенераторов и ГЦН, в результате которого число реакторных петель контура уменьшилось до четырех.

Корпус реактора, находящийся под воздействием нейтронного излучения, требует наибольшего внимания. На первых реакторах типа ВВЭР отсутствовала возможность

периодического контроля металла корпуса; в современных конструкциях такая возможность предусмотрена: между сухой защитой и корпусом реактора (рис. 7.1) имеется свободное пространство с шириной сечения 720 мм. На этом рисунке видна сухая защита, заменившая применявшийся ранее для этой цели кольцевой водяной бак. Для сухой защиты использован серпентинитовый бетон, хорошо связывающий и удерживающий воду (и, следовательно, водород) и снижающий поток нейтронов за пределами шахты реактора. От возможного повышения температуры его предусмотрено воздушное охлаждение 5. Кроме того, учитывая различие в коэффициентах расширения, на границе между обычным и серпентинитовым бетоном создается тепловой барьер за счет системы воздухоохлаждаемых труб 3.

Осуществляются также различные методы неразрушающего контроля. Реакторы типа ВВЭР на отечественных АЭС ранее сооружались мощностью 440 МВт (ВВЭР-440). В последние годы основным блоком стал ВВЭР-1000 (рис. 7.2).

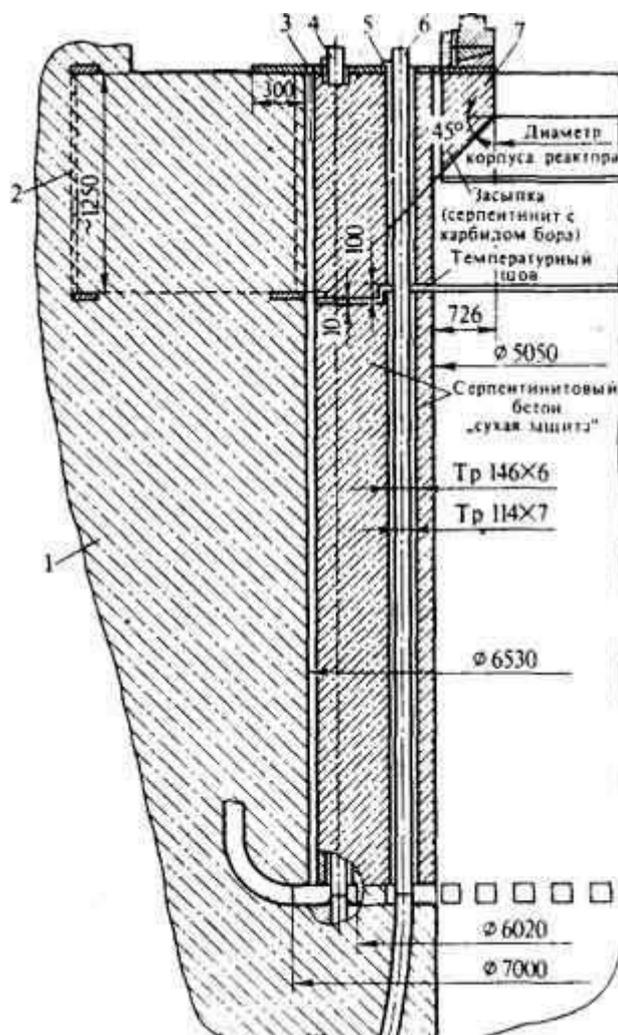


Рис. 7.1. Сухая защита корпуса реактора, выполненная с доступом для осмотра корпуса реактора:

1 — обычный бетон; 2 — несущая часть опоры реакторного корпуса; 3 — подача воздуха (тепловой барьер между обычным и серпентинитовым бетоном); 4 — труба для передвижения противовеса приводов ионизационной камеры; 5 — кольцевое сечение для прохода воздуха, охлаждающего серпентинитовый бетон; 6 — труба для опускания привода ионизационной камеры; 7 — опора реакторного корпуса

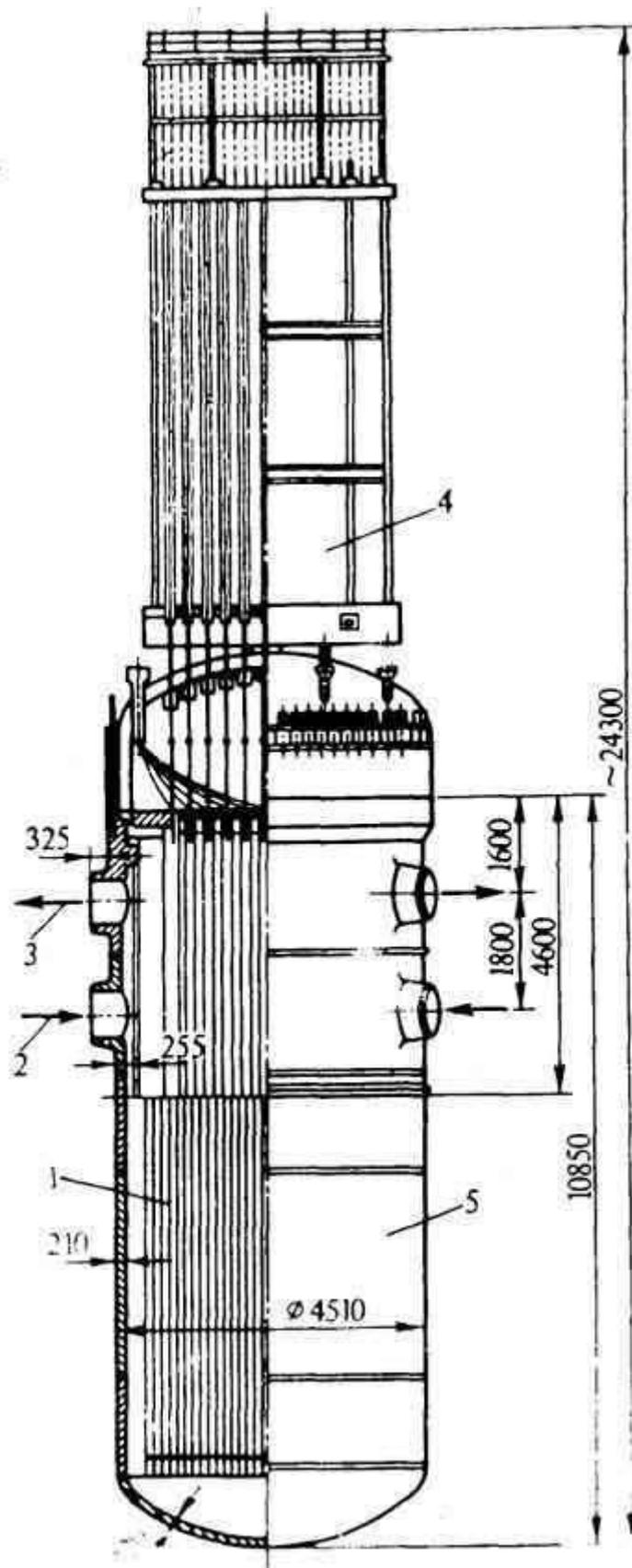


Рис. 7.2. Реактор ВВЭР-1000:

1 — активная зона; 2, 3 — вход и выход теплоносителя; 4 — верхний блок с приводами СУЗ; 5 — корпус с внутрикорпусными устройствами

Диаметр корпуса этого реактора принят максимальным по условиям железнодорожных габаритов — 4,5 м. Это ограничивает рост единичной мощности реакторов типа ВВЭР, который возможен только при дальнейшем увеличении диаметра корпуса. Это видно, например, из рис. 7.3 для реакторов США (предельная осуществленная мощность составляет 1300 МВт).

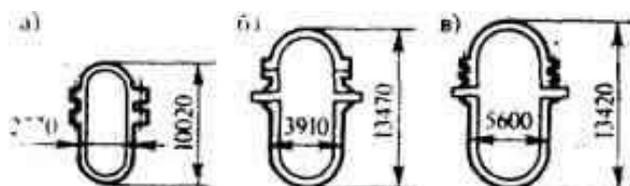


Рис. 7.3. Размеры корпусов реакторов США с теплоносителем — вода под давлением (PWR) для мощности, МВт:

а — 66; б — 495; в — 1500

Для реактора типа ВВЭР обязательно использование борного регулирования. Жидкий поглотитель уменьшает неравномерность энерговыделения в активной зоне. При этом медленные эффекты компенсируются за счет равномерно распределенного в воде бора (в виде борной кислоты), а быстрые — системой управления и защиты реактора (СУЗ).

В реакторах типа ВВЭР для выгрузки отработавших и загрузки свежих твэлов необходим останов реактора и снятие верхнего блока и крышки реактора. Ежегодно заменяется 1/3 полной топливной загрузки. Выгружаются твэлы из центра, а на их место переставляются твэлы с периферии, с установкой на их место свежих твэлов. Общая длительность операций по перегрузке занимает 3 — 4 суток; она обычно совмещается с *планово-предупредительным ремонтом* (ППР), продолжительность которого примерно 20 — 40 суток.

Реакторы одноконтурной АЭС могут быть как корпусного типа, так и канального. В корпусном варианте замедлитель и теплоноситель не разделены, поэтому доля парообразования влияет не только на свойства теплоносителя, но и на свойства замедлителя, что ограничивает допустимую кратность циркуляции. В канальном варианте замедлитель и теплоноситель разделены, поэтому доля парообразования влияет только на свойства теплоносителя и ограничивается только надежностью теплообмена, но не физикой реактора, как в корпусном варианте. Применение кипящего реактора корпусного типа ограничивает единичную мощность реактора, если диаметр корпуса выбран в соответствии с железнодорожными габаритами. Необходимость осушки пара в надводном пространстве реактора приводит к существенно большей высоте корпуса кипящего реактора (BWR) в сравнении с реакторами типа ВВЭР (BWR), что видно на рис. 7.4 в сравнении с рис. 7.3. В противоположность этому канальный вариант реактора не имеет ограничений по развитию единичной мощности, хотя и не исключает применения сосудов большого диаметра — барабанов-сепараторов, объединяющих параллельные каналы как по распределению воды, так и по выдаче пароводяной смеси для ее осушки. Эти корпуса имеют диаметры, отвечающие железнодорожным габаритам; они легкодоступны для осмотра, а главное — не находятся под воздействием нейтронного излучения. Поэтому канальный реактор — РБМК был основным типом реактора в СССР для одноконтурной АЭС. Отсутствие корпусов высокого давления, находящихся под воздействием нейтронного излучения, является большим преимуществом реакторов типа РБМК не только в сравнении с реакторами типа ВВЭР, но и в сравнении с зарубежными корпусными реакторами одноконтурной АЭС (рис. 7.4), за исключением канадских

реакторов с тяжеловодными замедлителем. Первоначально АЭС Канады были двухконтурными, и тяжелая вода использовалась не только как замедлитель, но

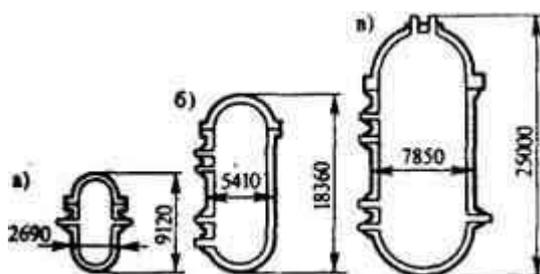


Рис. 7.4. Размеры корпусов реакторов США с кипящей водой (BWR) для мощности, МВт:

*a* — 75; *b* — 515-640; *c* — 1500

и как теплоноситель. Высокая стоимость тяжелой воды (особенно сказывающаяся с ростом единичной мощности реактора, так как увеличивается ее расход на заполнение системы первого контура) вызвала переход к одноконтурному исполнению канадских реакторов с использованием в качестве теплоносителя обычной кипящей воды и сохранением тяжелой воды только в качестве замедлителя.

Реактор РБМК имеет возможность практически неограниченного роста единичной мощности за счет увеличения числа параллельных каналов. Но канальное выполнение реактора РБМК усложняет систему главного циркуляционного контура. Так, для РБМК система реакторного контура, чаще называемая контуром многократной принудительной циркуляции (КМПЦ), существенно сложнее (рис. 7.5). На рисунке изображена правая половина реакторной установки, состоящая из одного из двух ее барабанов-сепараторов с внутренним диаметром 2300 мм и длиной 30 м (рис. 7.6). Питательная вода (рис. 7.5) подается по двум линиям диаметром 400 мм в коллекторы барабанов-сепараторов 1. Далее она по 24 опускным трубам диаметром 300 мм поступает во всасывающий коллектор 2 диаметром 900 мм и из него по четырем линиям диаметром 750 мм подается к четырем ГЦН, 3, откуда идет в напорный коллектор ГЦН 4 и из него в 22 *раздаточных групповых* коллектора (РГК) диаметром 300 мм (5). Из них по 836 трубам диаметром 50 мм, называемыми *нижними водяными коммуникациями* (НВК), питательная вода направляется в реактор. В связи с парообразованием в реакторе объемы теплоносителя существенно возрастают; поэтому от диаметра 50 мм каждый канал переходит к диаметру 70 мм. По этим трубам, называемым *пароводяными коммуникациями* (ПВК), пароводяная смесь поступает в барабаны-сепараторы. Осушенный пар отводится к турбинам, а реакторная вода, смешавшись с питательной, снова поступает в КМПЦ. Кратность циркуляции  $k = 6 \div 7$ , то есть среднее массовое паросодержание на входе в барабан-сепаратор —  $1/k$  — составляет примерно 14 %. Большим и главным преимуществом реакторов РБМК является возможность перегрузки "на ходу" — ежедневно происходит выгрузка трех-четыре тепловыделяющих сборки и вместо них устанавливаются свежие. Однако этот реактор имеет и серьезные недостатки. Трассировка труб производится со значительными недренлируемыми участками, что задерживает в реакторе, несмотря на весьма значительную продувку (4%), большие количества железоксидов, осаждающихся в контуре и усложняющих промывку контура реактора. Характерно, что именно на реакторе типа РБМК произошла общеизвестная катастрофическая авария на Чернобыльской АЭС. Конструкторы реактора не признают за ним принципиальных недостатков, объясняя, что причиной аварии был не сам реактор, а грубейшие нарушения технологического регламента. Действительно, такие нарушения были, но значительная авария произошла

из-за крупных конструктивных недостатков реактора. Впрочем, в неявной форме это признают и сами конструкторы. Так, после аварии были изменены (в сторону увеличения) обогащение первичной и подпиточной загрузок; была частично изменена конструкция стержней СУЗ и, главное, уже в 1990 году была начата на Ленинградской АЭС, то есть только после 17 лет эксплуатации, реконструкция всех реакторов этой АЭС, с

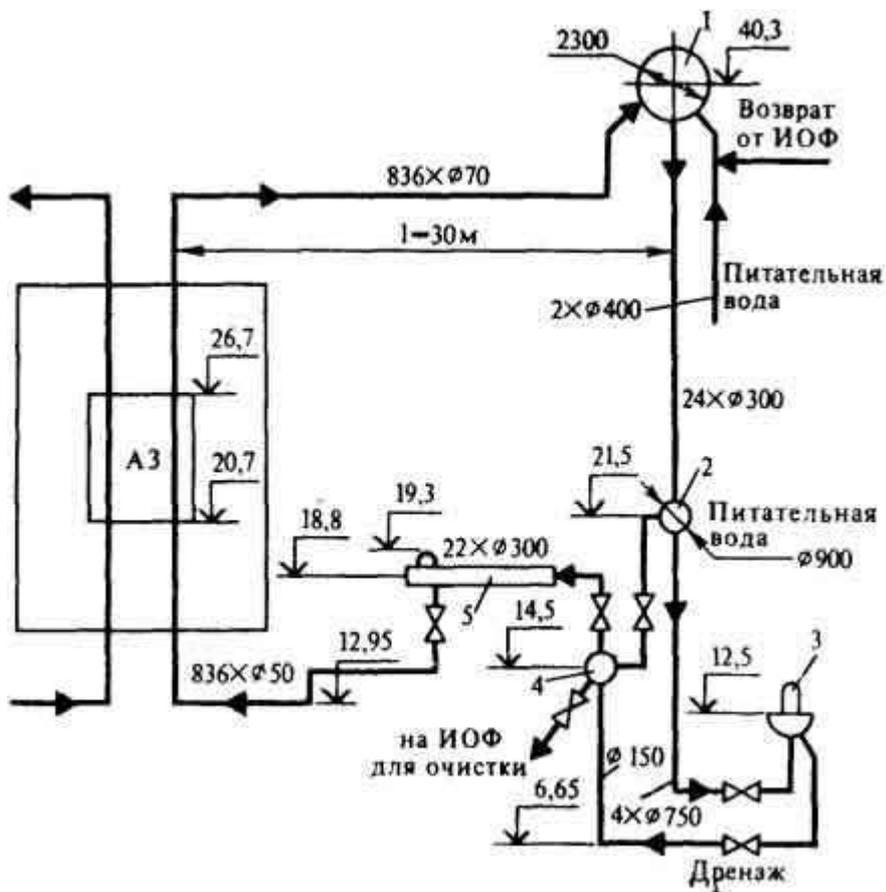


Рис. 7.5. Контур многократной принудительной циркуляции РБМК-1000:

1 — барабаны-сепараторы; 2 — всасывающий коллектор ГЦН; 3 — ГЦН; 4 — напорный коллектор ГЦН; 5 — РГК

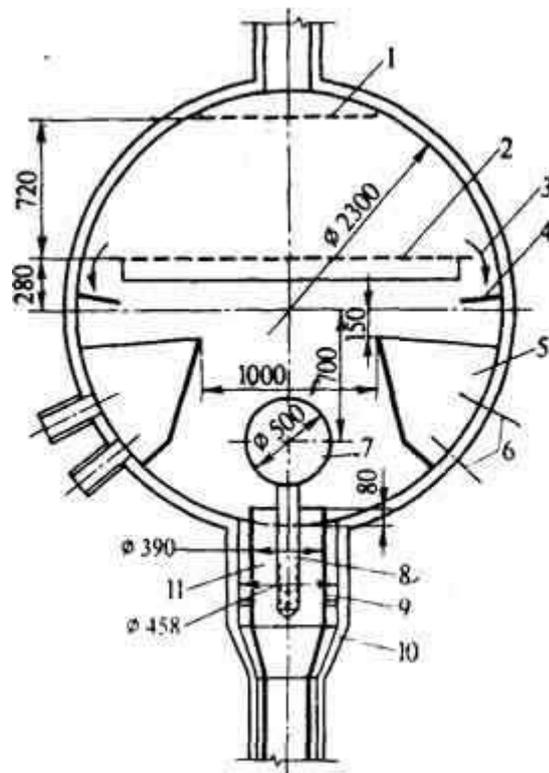


Рис. 7.6. Барабан-сепаратор РБМК

1 — дырчатый пароприемный щит; 2 — дырчатый погруженный щит; 3 — слив отсепарированной воды; 4 — заградительный щиток; 5 — направляющий короб; 6 — вход пароводяной смеси; 7 — коллектор питательной воды; 8 — раздающие патрубки питательной воды; 9 — защитный кожух; 10 — опускные патрубки; 11 — смесители

проведением такой же реконструкции РБМК на всех остальных АЭС. Известна также невозможность сооружения единого защитного колпака для таких реакторов. Выключить эти реакторы из работы нет возможности, так как только в России их установлено на 11 млн кВт /на трех АЭС/ и заменить эти мощности обычной энергетикой в современных условиях невозможно.

## 7.2. Требования к повышению надежности и безопасности атомной электростанции

В настоящее время ведутся интенсивные разработки по созданию безопасных АЭС обоих применяемых типов, в частности, работы, приближающие надежность отечественных АЭС к надежности зарубежных АЭС. Так, принято решение об обязательности сооружения единого защитного колпака под реакторным отделением, что, к сожалению, невозможно для АЭС с РБМК. Этому препятствует большая разветвленность его реакторного контура, что побуждает заменить единый защитный колпак системой герметичных помещений. Строительные размеры для АЭС с РБМК значительно отличаются как по площади, так и по объемам.

Что же касается АЭС с ВВЭР, то их надежность существенно снизилась при переходе от 440 МВт к 1000 МВт, как это было показано в гл. 6. В связи с этим для реакторов ВВЭР-1000 в настоящее время не ищутся новые конструктивные решения, а основное внимание уделяется разработке повышенной безопасности всей АЭС. В последние годы было показано, что важнейшей задачей является проблема отведения

остаточной теплоты. В новых проектах АЭС с ВВЭР реализуется концепция пассивного аварийного отвода, основанная на системе рассеяния остаточной теплоты (оказавшейся весьма значительной) от активной зоны с использованием естественной циркуляции и воздухоохлаждения, причем эти установки ранее вообще не входили в состав АЭС.

В целом безопасность ядерного реактора базируется на определенных требованиях, предъявляемых еще до ввода в постоянную эксплуатацию, а именно:

— обеспечение высокого качества проектирования, изготовления и монтажа оборудования;

— обеспечения технологического и схемного исключений опасных последствий любых единичных нарушений;

— ограничения последствий возможных аварийных ситуаций.

Контур теплоносителя, сосуды, оборудование и трубопроводы реакторного контура должны быть рассчитаны, сконструированы, изготовлены и введены в эксплуатацию таким образом, чтобы вероятность большого разрыва или значительной течи была предельно малой в течение всего времени работы установки.

Все оборудование контуров теплоносителя должно удовлетворять специальным нормам проектирования, изготовления и эксплуатации сосудов и трубопроводов высокого давления, используемых в атомной энергетике. Проект реакторной установки должен быть выполнен таким образом, чтобы свести к минимуму вероятность быстро прогрессирующего повреждения. Контур теплоносителя должен выдерживать без разрывов (лишь с ограниченным в допустимых пределах поглощением энергии за счет пластической деформации) статические и динамические нагрузки, возникающие в любых его узлах и компонентах при любых возможных непреднамеренных и внезапных выделениях энергии в теплоноситель. Все основные элементы реакторного контура должны иметь специальные устройства и приспособления для проверок, испытаний и наблюдения за их плотностью в течение всего срока эксплуатации установки.

Предусматривают четыре категории устройств, обеспечивающих безопасность АЭС:

- — устройства нормальной эксплуатации,
- — защитные устройства,
- — локализирующие устройства,
- — систему аварийного охлаждения активной зоны (САОЗ).

Последняя система рассчитана на случай практически невозможной так называемой "максимальной проектной аварии" (МПА), под которой понимается местный полный разрыв главного циркуляционного контура. Назначение защитных устройств — аварийный останов реактора с соответствующим отводом теплоты из активной зоны для недопущения ее расплавления. Назначение системы локализации аварии — не допустить распространения радиоактивности за пределы герметичных помещений АЭС даже при МПА.

В настоящее время вопросам безопасности работы АЭС уделяется все большее внимание. Так, на устройства обеспечения безопасности работы требуется 25 — 30%

общих затрат на сооружение АЭС, причем значительная часть этих затрат связана с отводом так называемого "остаточного тепловыделения", под которым понимается выделение теплоты от остановленного реактора из-за продолжающегося длительного радиоактивного распада продуктов деления урана, которое, даже после 100 суток составляет до 0,5% номинальной мощности.

### 7.3. Главный циркуляционный насос

Важным элементом реакторного контура является главный циркуляционный насос (ГЦН). В системе мощной АЭС любого типа циркуляция теплоносителя в нормальной эксплуатации принудительная. Большая протяженность циркуляционного контура, составляющая, например, для каждой петли ВВЭР-1000 более 46 м, значительная скорость теплоносителя и стремление к компактности размещения оборудования приводят к значительным сопротивлениям, преодоление которых за счет естественной циркуляции возможно только при малой нагрузке — это и используется в аварийных ситуациях. ГЦН предназначен для работы при высоком давлении, но может работать и при низком — начиная с 2,0 МПа, что необходимо при пусковых операциях.

Основное требование, предъявлявшееся к ГЦН в начале развития атомной энергетики, сводилось к полному отсутствию протечек, что существенно усложняло и удорожало конструкцию насоса. Такие герметичные ГЦН по стоимости составляли заметную долю стоимости всей станции. Рабочее колесо, электродвигатель и вал были герметизированы в общем корпусе, соединяемом с трубопроводами контура. Недостатком этих насосов являлся также их низкий КПД-60-65%. Для современных реакторных контуров такие насосы не используются, а применяются ГЦН с контролируемыми протечками среды, организованно возвращаемыми в контур. Для уменьшения таких протечек разработаны механические уплотнения вала насоса и относительно несложные вспомогательные контуры уплотняющей воды. Эти насосы вдвое дешевле герметичных в основном за счет перехода к выносному электродвигателю обычного исполнения. КПД таких насосов на 12 — 15 % больше герметичных. Так же как и для герметичных насосов использована одноступенчатая конструкция с одним рабочим колесом с консольным расположением его на вертикальном валу, обеспечивающим удобство обслуживания.

Циркуляционные насосы с механическим уплотнением вала (рис. 7.7) обеспечивают утечки ограниченные, относительно стабильные и контролируемые в эксплуатации.

Гидравлическая часть насоса состоит из эллиптического корпуса, проточной части со всасывающим и нагнетательным патрубками, одностороннего рабочего колеса, консольно расположенного на валу ротора, направляющего аппарата и узлов уплотнения.

Насосный агрегат имеет следующие вспомогательные системы (рис. 7.8): масляную систему для подачи масла на смазку верхнего подшипника, состоящую из маслонасосов, маслоохладителей и фильтров; систему охлаждения элементов насосного агрегата и электродвигателя технической водой промежуточного контура; систему подпитки, предназначенную для запираания теплоносителя первого контура в зоне уплотнения вала насоса путем подачи в камеру уплотнения очищенного и дегазированного теплоносителя с давлением, превышающим давление в контуре. При этом часть уплотняющей воды через уплотнение поступает в контур, не допуская выхода наружу радиоактивной воды, а остальная часть сбрасывается в деаэратор подпитки контура для ВВЭР и в основной деаэратор для РБМК.

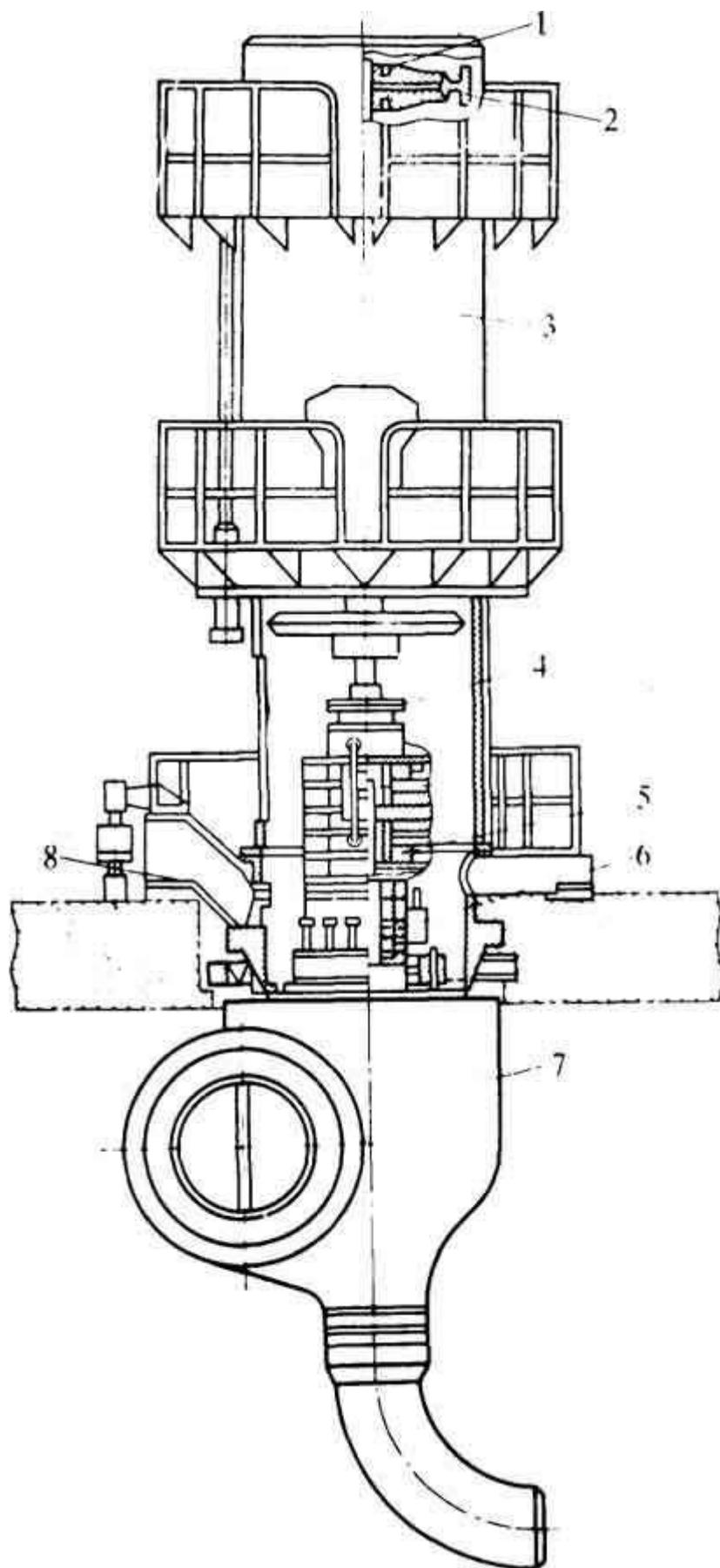


Рис. 7.7. Установка циркуляционного насоса большой производительности с маховиком — ГЦН-

195 для АЭС с ВВЭР: 1 — вал электродвигателя; 2 — маховик; 3 — электродвигатель; 4 — соединительная муфта; 5 — радиально-упорный подшипник; 6 — узел уплотнения; 7 — корпус; 8 — опорные лапы

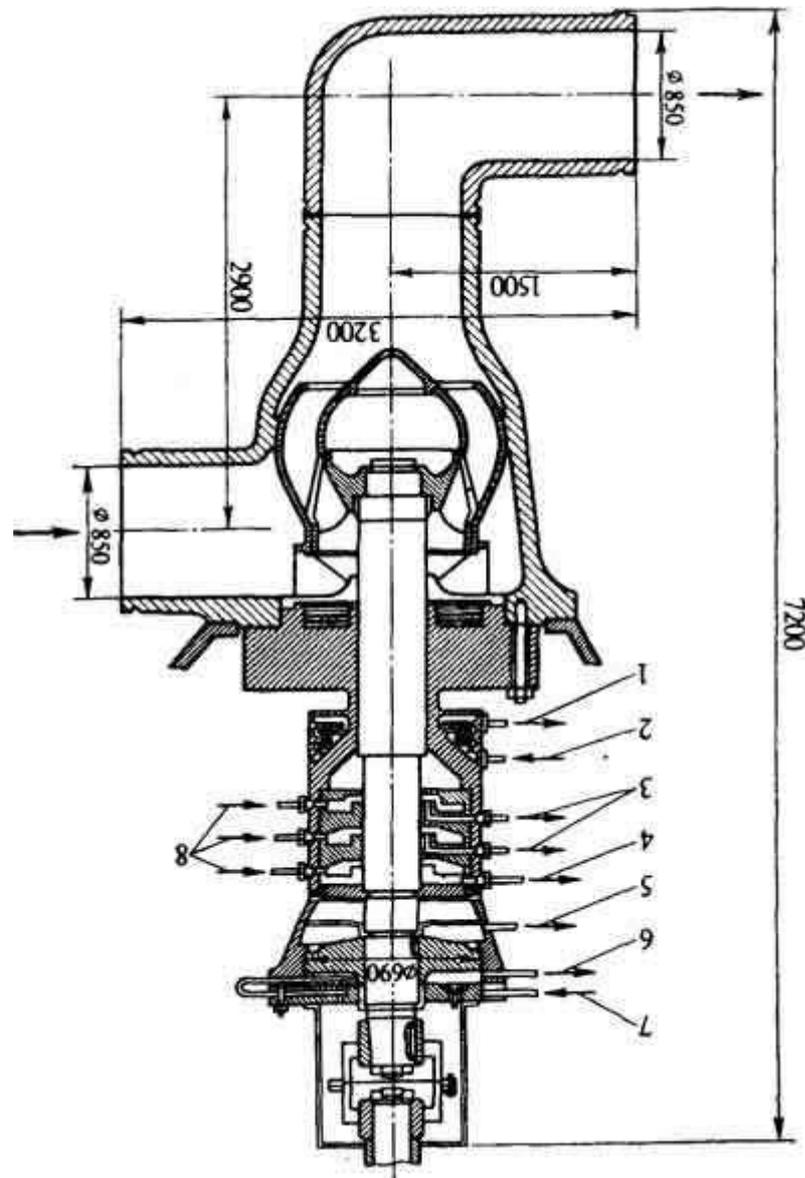


Рис. 7.8. Уплотнения циркуляционного насоса ГЦН-195: 1, 2 — отвод и подвод воды промконтура; 3 — отвод на дроссель; 4, 5 — сливы утечек воды и масла; 6, 7 — отвод и подвод масла; 8 — подвод запирающей воды

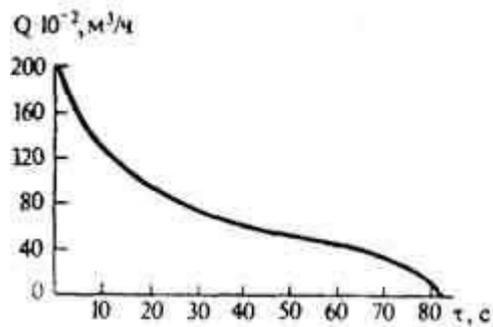


Рис. 7.9. Расход теплоносителя через ГЦН — 195 в зависимости от времени с момента прекращения электропитания

Для предотвращения нарушения целостности оболочек твэлов из-за перегрева необходима непрерывная циркуляция теплоносителя через активную зону не только при нормальном режиме, но и в аварийных ситуациях. Для продолжения циркуляции при временном обесточивании ГЦН с механическим уплотнением вала снабжают маховиком на валу электродвигателя насоса. При прекращении электропитания это обеспечивает продолжительность работы насоса до полного останова более одной минуты. На рис. 7.9 показано изменение подачи таких насосов с момента прекращения электропитания. Из рисунка видно, что в течение 30 с циркуляция теплоносителя еще достаточна — расход по контуру ВВЭР уменьшается в 2,7 раза, после чего начинается переход на естественную циркуляцию.

Аналогичные ГЦН применяют и для РБМК. Основные данные для этих насосов приведены в табл. 7.3. Для ВВЭР и РБМК по-разному решается вопрос выбора числа ГЦН и их резервирования. Для ВВЭР каждый ГЦН обслуживает свою петлю. Большой диаметр соответствующего ГЦН каждой петли делает ненужным установку резервного ГЦН. В противоположность этому для РБМК ГЦН каждой половины реактора работают с общим всасывающим и общим напорным коллекторами (см. рис. 7.5). Это вынуждает предусматривать резервные ГЦН. Так, для РБМК устанавливают для каждой половины реактора по три работающих ГЦН и один резервный, все с одинаковой подачей, то есть всего для реактора — шесть работающих ГЦН и два резервных.

**Таблица 7.3. Основные характеристики главных циркуляционных насосов для ВВЭР (ГЦН-195) и РБМК-1000 (ЦВН-8)**

Основные характеристики	ГЦН-195	ЦВН-8
Подача, м <sup>3</sup> /ч	20000	8000
Рабочая температура, °С	300	290
Давление на всасе, МПа	15,6	7,0
Напор, МПа	0,675 ±0,0025	1,56
Частота вращения, с <sup>-1</sup>	16,7	16,7
Потребляемая мощность, МВт	5,3	4,5
Допускаемые протечки, м <sup>3</sup> /ч	0,3-3,0	0,1-0,5
Масса с электродвигателем, т	118	106
Размеры в плане, мм	4700-5000	3070-2750
Высота, мм	1150	9850

Эксплуатация АЭС с ВВЭР-440 возможна не только при шести работающих ГЦН, но и при пяти, четырех и даже трех ГЦН с соответствующим снижением мощности. Работа менее чем с тремя ГЦН не допускается.

## 7.4. Система компенсации давления в контуре ВВЭР

Система компенсации давления необходима только для реакторов, охлаждаемых водой под давлением, и предназначена для компенсации температурных изменений объема воды, заполняющей контур. Она используется также для создания давления при пуске, для поддержания давления в эксплуатации и ограничения отклонений давления в аварийных режимах. Компенсатор давления подключается к выходной ветви одной из петель реакторного контура в его неотключаемой части возможно ближе к реактору. На АЭС применяют только паровой компенсатор давления (рис. 7.10). Корпус

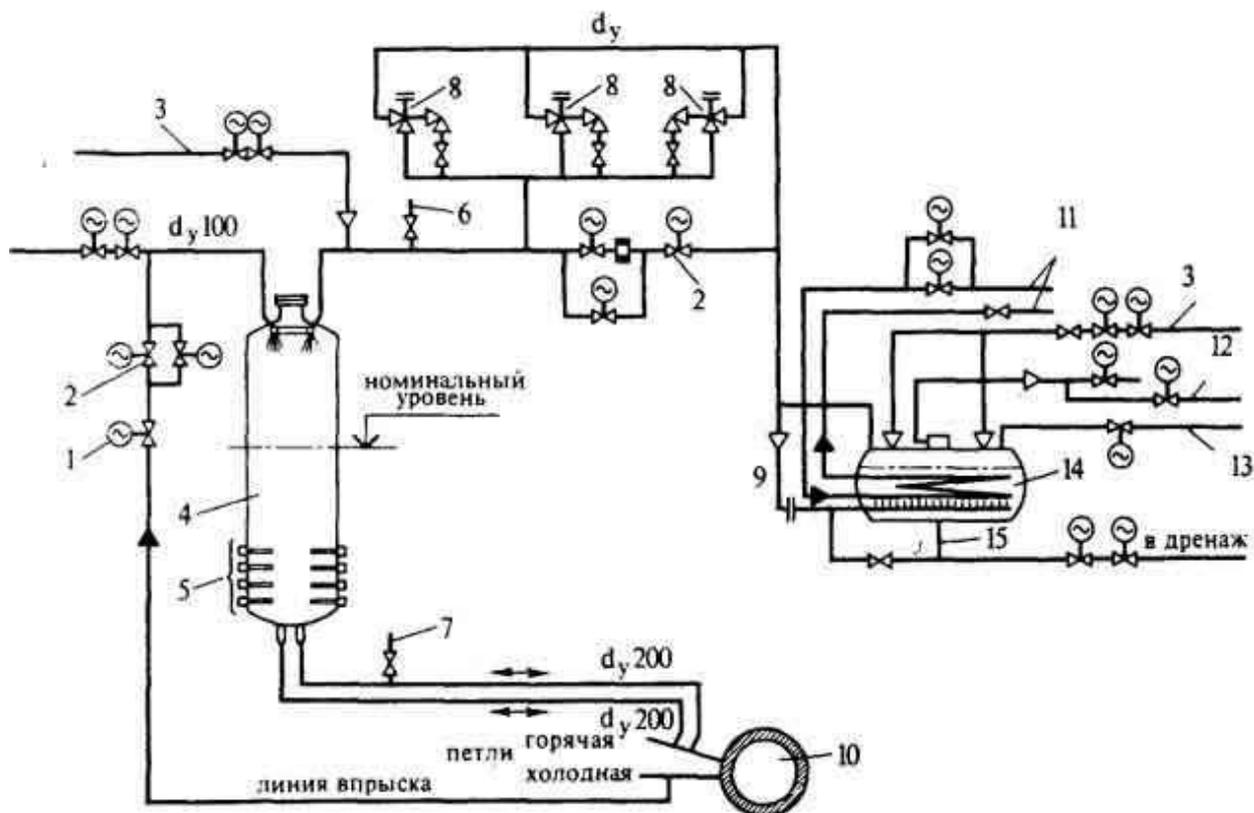


Рис. 7.10. Система парового компенсатора давления:

1 — запорный клапан; 2 — регулирующий клапан; 3 — подвод азота; 4 — компенсатор давления; 5 — трубчатые электронагреватели; 6 — отбор проб парогазовой смеси; 7 — отбор проб воды; 8 — предохранительные клапаны Ø-50; 9 — фланцевый разъем (на случай отдельного проведения гидроиспытаний); 10 — реактор; 11 — охлаждение; 12 — газовая сдувка; 13 — подвод воды; 14 — барботер диаметром 2000; 15 — отбор пробы

компенсатора выполнен из перлитной стали с наплавкой аустенитной нержавеющей. Он имеет водяной и паровой объемы, равные соответственно 48 и 22 м<sup>3</sup>. От неотключаемой части реактора по "холодной" стороне подводится вода на впрыск в сопла в верхней части корпуса компенсатора. На линии впрыска установлены регулировочный 2 и запорный 1 клапаны. В той части корпуса, в которой при всех режимах имеется вода, установлены электрические нагреватели. К паровому объему компенсатора подсоединены предохранительные клапаны. В связи с радиоактивностью среды недопустим выброс из предохранительных клапанов в атмосферу, поэтому пар поступает под уровень в барботер, вода из которого по мере необходимости сливается в баки "грязного" конденсата.

Давление в барботере поддерживается равным 0,5 МПа. Температура воды в его объеме 40 — 50 °С за счет охлаждения водяного объема технической водой промконтуров через змеевики. Из общего объема барботера, равного 15 м<sup>3</sup>, вода занимает 11 м<sup>3</sup>. В паровую часть барботера подается азот для нейтрализации образующейся гремучей смеси.

Принцип работы парового компенсатора давления 4 заключается в следующем. При постоянном режиме в нормальных условиях все клапаны, кроме запорного, закрыты. При изменении температурного режима, например при повышении температуры воды в контуре, некоторое дополнительное количество воды из горячего трубопровода поступает в корпус, сжимая пар, давление которого возрастает. Вследствие этого срабатывает регулировочный клапан на линии впрыска. За счет нагрева этой воды часть пара парового объема корпуса конденсируется, давление уменьшается до нормального, при котором регулировочный клапан автоматически закрывается, прекращая подачу воды на впрыск. Подключение впрыска к "холодной" напорной стороне главного циркуляционного контура позволяет использовать перепад ГЦН для преодоления сопротивления системы впрыска воды и уменьшает ее расход.

При незначительных изменениях температуры давление поддерживается без впрыска холодной воды. Так, с незначительным ростом температуры и давления пара происходит частичная конденсация пара, а при снижении температуры и давления — частичное испарение воды водяного объема корпуса за счет работы электронагревателей. В связи с этим паровой компенсатор объема поддерживает постоянное давление в контуре с очень большой точностью. Скорость разогрева компенсатора объема ограничена (40 °С/ч) для предотвращения значительных температурных напряжений в металле. Начальное давление в компенсаторе объема создается азотом, который к концу разогрева полностью удаляется образующимся паром.

## 7.5. Система обеспечения безопасности

Для безопасности работы АЭС решающее значение имеет безопасность работы реакторной установки, которая требует тщательного контроля оборудования как при его изготовлении, так и во время эксплуатации. Все основные элементы реакторного контура должны иметь специальные устройства и приспособления для проверок, испытаний и наблюдения за их плотностью в течение всего срока эксплуатации установки.

В эксплуатации может возникнуть режим полного обесточивания станции в результате аварии энергосистемы, в которую входит АЭС. Как сказано в гл. 1, на электростанциях существует *расход электроэнергии на собственные нужды*, в том числе и в реакторных установках. В отношении допустимости перерыва в электропитании по условиям безопасности все потребители собственного расхода разделены на четыре группы. *Первая группа* не допускает перерыва в питании (в том числе и при авариях) более чем на доли секунды. К числу этих потребителей относятся приводы системы управления и защиты, системы питания контрольно-измерительных приборов и автоматики, аварийное освещение. *Вторая группа* допускает перерыв в питании на десятки секунд, но требует обязательного питания после срабатывания аварийной защиты (АЗ) реактора. К ней относятся все механизмы, обеспечивающие расхолаживание реактора. *Третья группа* допускает перерывы питания на время действия автоматики ввода резерва (АВР) и не требует обязательного питания после срабатывания АЗ реактора. *Четвертая группа* — все остальные потребители без особых требований к электропитанию. Безопасность реактора обеспечивается потребителями электроэнергии

первой и второй групп. Для них кроме обычного электроснабжения от сети собственных нужд дополнительно предусматривают *систему надежного электропитания* переменного тока. Для первой группы потребителей в ее состав входит еще и сеть постоянного тока. В качестве аварийных источников электропитания собственных нужд предусматриваются *аккумуляторные батареи* и статические преобразователи с постоянного тока на переменный, обеспечивающие потребителей первой группы, и *автоматизированные дизель-генераторы*, являющиеся одной из важнейших частей системы безопасности реакторных установок. Эти независимые источники питания переменным током с *быстродействующим автоматизированным запуском* обеспечивают потребителей второй группы.

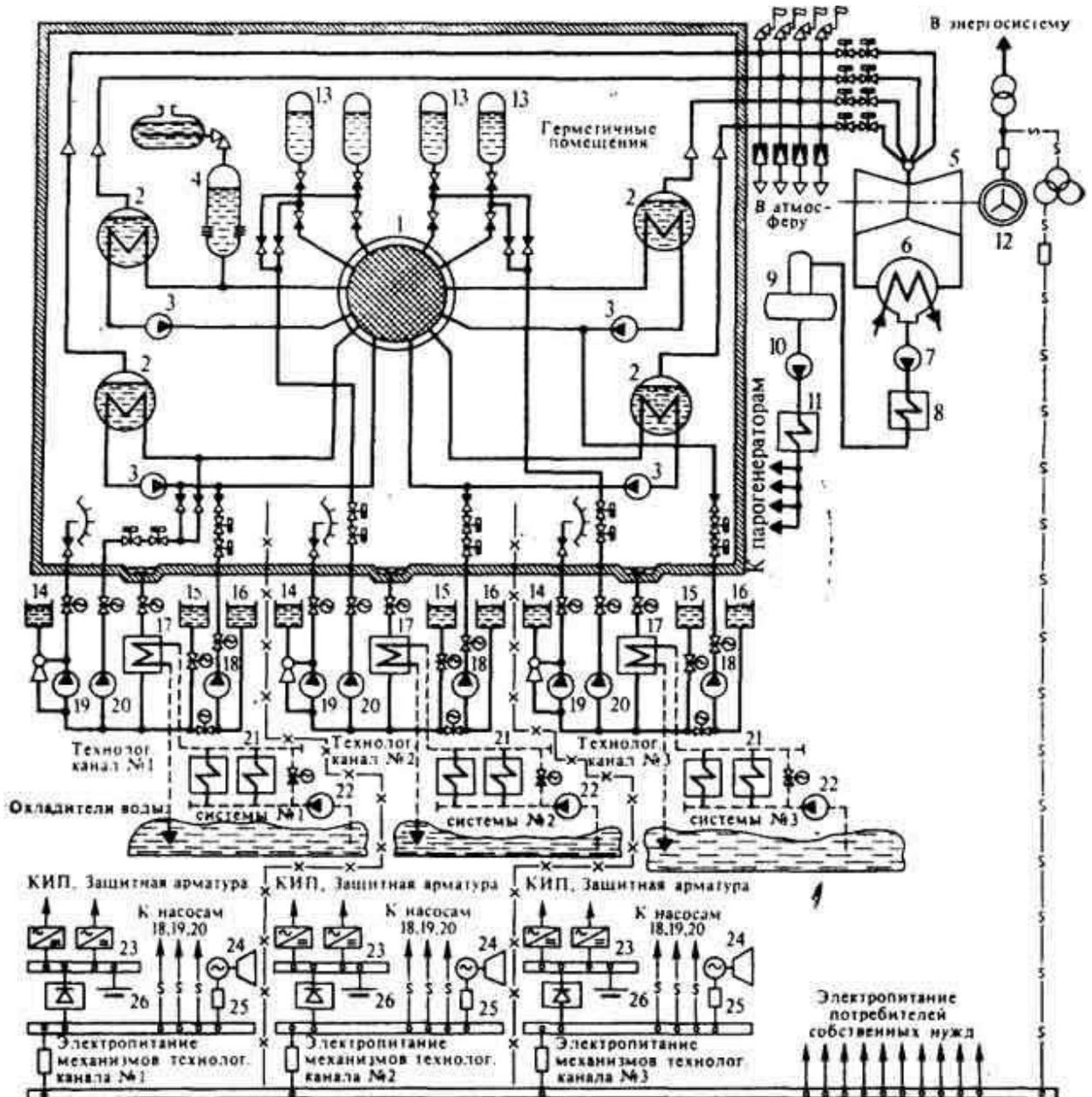


Рис. 7.11. Принципиальная схема системы безопасности АЭС с реактором ВВЭР:

1 — реактор; 2 — парогенератор; 3 — ГЦН; 4 — компенсатор объема; 5 — турбина; 6 — конденсатор; 7 — конденсатный насос; 8 — группа ПНД; 9 — леазатор; 10 — питательный насос; 11 — группа ПВД; 12 — генератор; 13 — гидроаккумулирующая емкость; 14 — бак запаса гидразингидрата; 15 — бак аварийного запаса раствора бора; 16 — бак запаса борного концентрата; 17 — теплообменник САОЗ; 18 — насос высокого давления

аварийной подачи раствора бора; 19 — спринклерный насос; 20 — насос аварийного расхолаживания низкого давления; 21 — теплообменники промежуточного контура технической воды; 22 — насос подачи технической воды; 23 — шины электропитания первой категории; 24 — дизель-генератор; 25 — шины электропитания второй категории; 26 — аккумуляторная батарея

В пределах самой АЭС возможны аварии, связанные с разуплотнением в элементах реакторного контура. Система обеспечения безопасности (СОБ) АЭС предусматривает четыре категории устройств: *устройства нормальной эксплуатации, защитные устройства, локализирующие устройства, система аварийного охлаждения активной зоны (САОЗ)*. Устройства двух последних категорий рассчитывают на предельный случай так называемой *максимальной проектной аварии (МПА)*, под которой понимается местный полный поперечный разрыв трубопровода главного циркуляционного контура. Назначение этих систем — не допустить расплавления активной зоны и распространения радиоактивности за пределы защитных герметичных помещений АЭС даже при МПА. Эти системы включаются автоматически, частично или полностью в зависимости от тяжести аварийной ситуации.

Важным элементом системы по рис. 7.11 являются гидроаккумулирующие емкости, из которых вода поступает в реакторный контур в самом начале развития МПА; они расположены непосредственно у реактора, давление в них несколько меньше, чем в реакторе, а подсоединяют их выше (две емкости) и ниже (две емкости) активной зоны.

Устройства ликвидации аварии проектируют *трехкратными* по отношению к необходимому объему для ликвидации МПА. Каждая из трех таких систем располагается в отдельном помещении и не имеет связей с двумя другими; у каждой системы свой дизель-генератор на случай совпадения МПА с обесточиванием АЭС.

В состав устройств входят насосы высокого давления, имеющие своим назначением подпитку реакторного контура для компенсации малых утечек, и насосы низкого давления с теплообменниками, охлаждаемыми технической водой, которые включаются, если течь значительна. Для конденсации пара, образующегося в результате снижения давления при разрыве трубопровода контура, и тем самым предотвращения повышения давления внутри защитных герметичных помещений сверх расчетного для них, каждая из трех систем имеет дополнительно *спринклерную* (разбрызгивающую) установку со своим *спринклерным насосом*.

На рис. 7.11 представлены системы локализации аварии и аварийного охлаждения реактора ВВЭР-1000. Весь реакторный контур, включая парогенераторы, расположен в герметичной железобетонной оболочке, представляющей собой *барьер локализации* и, кроме того, *защиту от падающих предметов*. Аварийное охлаждение реактора обеспечивается тремя независимыми системами, подсоединенными к реакторному контуру. При этом для ликвидации даже МПА достаточно включения одной из трех систем, то есть резервирование составляет 200%. Каждая из систем имеет бак аварийного запаса раствора бора 15, теплообменник расхолаживания 17, спринклерные насосы 19, насосы аварийного расхолаживания низкого давления 20.

В случае нарушения герметичности реакторного контура и небольшого истечения теплоносителя, включаются насосы теплоносителя высокого давления 18 с подачей раствора бора в контур. После обнаружения невозможности ликвидации малой течи работа блока может быть продолжена при снижении мощности, и принимаются меры для останова блока с использованием систем нормального расхолаживания.

При большой течи (в том числе и развивающейся до МПА) с падением давления в реакторе включаются все элементы схемы (рис. 7.11). Прежде всего в пространство над и под активной зоной автоматически начинает поступать вода из гидроаккумулирующих емкостей 13, давление в которых (6 МПА) поддерживается азотом. Каждая из них имеет объем  $60 \text{ м}^3$  (в том числе  $50 \text{ м}^3$  заняты водой).

Затем автоматически включаются насосы аварийного расхолаживания низкого давления 20, подавая воду в реакторный контур, а также насосы 19 спринклерной системы: При истечении воды из реакторного контура образуется пар, который может привести к существенному росту давления под оболочкой. Конденсация этого пара на струях воды, выходящих из сопел спринклерной установки, предотвращает повышение давления под защитной оболочкой. Вода, собирающаяся на полу в приямках герметичной оболочки, через теплообменники расхолаживания 17 теми же насосами 19 и 20 снова закачивается в контур и в спринклерную установку, то есть циркулирует до полного расхолаживания реактора. В воду спринклерной системы может подаваться гидразин из бака 14 для связывания иода. Для охлаждения воды теплообменников 17 используются брызгальные бассейны, описанные в главе 10 "Техническое водоснабжение".

Из рисунка 7.11 видно, что независимость трех каналов системы безопасности является сквозной. То есть каждый канал имеет полный комплект оборудования и арматуры без какого-либо контакта между собой. Электропитание всех насосов каждого из каналов предусмотрено от трансформатора собственных нужд через шины 25, но имеется и резервное питание от энергосистемы. Каждый канал на случай обесточивания АЭС имеет свой *дизель-генератор* 24, а электропитание потребителей первой категории до запуска дизель-генератора обеспечивается от электроаккумуляторной батареи 26. При наличии трех систем безопасности мощность каждого дизель-генератора рассчитывается на 100%-ную нагрузку одной системы безопасности и должна обеспечивать аварийное расхолаживание реактора при любом типе аварии. В режиме полной потери напряжения срабатывает АЗ реактора и подается импульс на запуск дизель-генераторов, которые через 20 — 40 с обеспечивают ток потребителей первой и второй групп от сети надежного электропитания переменного тока. От этой же сети автоматически запускаются аварийные насосы технической воды. Мощность каждого дизеля составляет для АЭС с ВВЭР-440 3,5 МВт, а для АЭС с ВВЭР-1000- 5,5 МВт.

Для одноконтурной АЭС система безопасности должна рассматриваться не только в случае аварии в реакторном контуре, но и при аварийном закрытии стопорного клапана турбины. В *двухконтурной АЭС пар*, поступающий на турбину, не радиоактивен и *может при отключении турбины сбрасываться в атмосферу*. Для *одноконтурной АЭС пар радиоактивен*, поэтому при отключении турбины весь пар дросселируется и сбрасывается в основные конденсаторы.

## 7.6. Система байпасной очистки реакторной воды

В связи с непрерывно протекающей коррозией конструкционных материалов реакторного контура, а также в связи с поступлением естественных примесей с подпиточной водой для ВВЭР и с питательной водой для РБМК необходима постоянно действующая *очистная установка на реакторной воде* для поддержания нормируемых значений основных показателей водного режима.

Технологические схемы очистной установки для ВВЭР и РБМК в своей основе имеют теплообменники для охлаждения очищаемой воды, механические и *ионообменные фильтры смешанного действия* (ФСД), обычно применяемые для очистки вод с малым содержанием примесей, к числу которых относятся и реакторные воды. Однако размеры этих установок и давление, при котором они работают, существенно различаются.

На АЭС существует большое количество радиоактивных вод, подлежащих очистке. Радиоактивность этих вод требует их очистки на *специальных водоочистках* (СВО). Наиболее важные из этих спецводоочисток имеют свои номера — от 1 до 7. Из их числа только байпасная очистка реакторной воды СВО-1 работает непрерывно и располагается вблизи самого реактора, как единственная связанная с ним непосредственно. Остальные, работающие периодически, объединяются в самостоятельный отдельный корпус.

Назначение СВО-1 — поддержание норм водного режима реакторных установок. Для ВВЭР состав СВО-1 и нормы водного режима реактора определяются обязательным борным регулированием, что может способствовать повышенному выносу в теплоноситель продуктов коррозии сталей. Поэтому наряду с борной кислотой принято вводить и щелочи, например аммиак, а в связи с его радиационным разложением дополнительно еще и едкое кали (табл. 7.4); соответствующий водный режим называют *смешанным аммиачно-калиевым*

Таблица 7.4. Показатели смешанно аммиачно-калиевого режима при борном регулировании для ВВЭР

Показатели	Нормируемые значения	Примечание
Едкое кали, мг/кг	2,5–12,0	Регулируется для поддержания значения рН не менее 5,7 при любых требуемых концентрациях борной кислоты
Аммиак, мг/к	> 5,0	Однако не более концентрации, при которой содержание водорода превышает 60 норм.мл/кг
Водород, норм. мл/кг	30–60	Поддерживается за счет регулирования подачи аммиака
Кислород, мг/кг	0,01	Складывается самопроизвольно
Хлориды, мг/кг	< 0,1	—
Фториды, мг/кг	< 0,01	—
Борная кислота, г/кг	До 16,0	В зависимости от технологического ядерного энергетического режима работы реактора
рН	5,7	Складывается в зависимости от концентрации борной кислоты, едкого кали и аммиака

*режимом*. Схема байпасной очистки для ВВЭР-1000 представлена на рис. 7.12. Для удешевления установка работает при сниженном в сравнении с реакторным давлением. Непосредственно у реактора в герметичной оболочке (см. рис. 7.11) расположены только

регенеративный теплообменник 5 и дроссельное устройство 6. Остальная часть очистной установки вынесена за пределы оболочки. Ионообменные фильтры 8, 9 и 10 загружены соответственно катионитом в Н-форме, катионитом в смешанной  $\text{NH}_4$  — К-форме и анионитом в ОН-форме, которая в процессе работы переходит в борнокислую форму. После ионообменных фильтров вода может быть направлена на механические фильтры 11 для улавливания мелких фракций смол в случае их выноса из фильтров 8, 9, 10. Очищенная вода поступает в деаэратор подпитки 14, рассчитанный на давление около 1,2 МПа. Сюда же по линии 16 поступают и протечки запирающей воды ГЦН (см. рис. 7.8). Греющий пар поступает в поверхностный теплообменник 15 (рис. 7.14). Вода в баке прогревается до температуры насыщения и частично парообразуется. Образовавшийся пар вентилирует деаэраторную головку и уносит с собой газы составляющие для последующего дожигания водорода и сброса остальных газов через систему технологических сдувок.

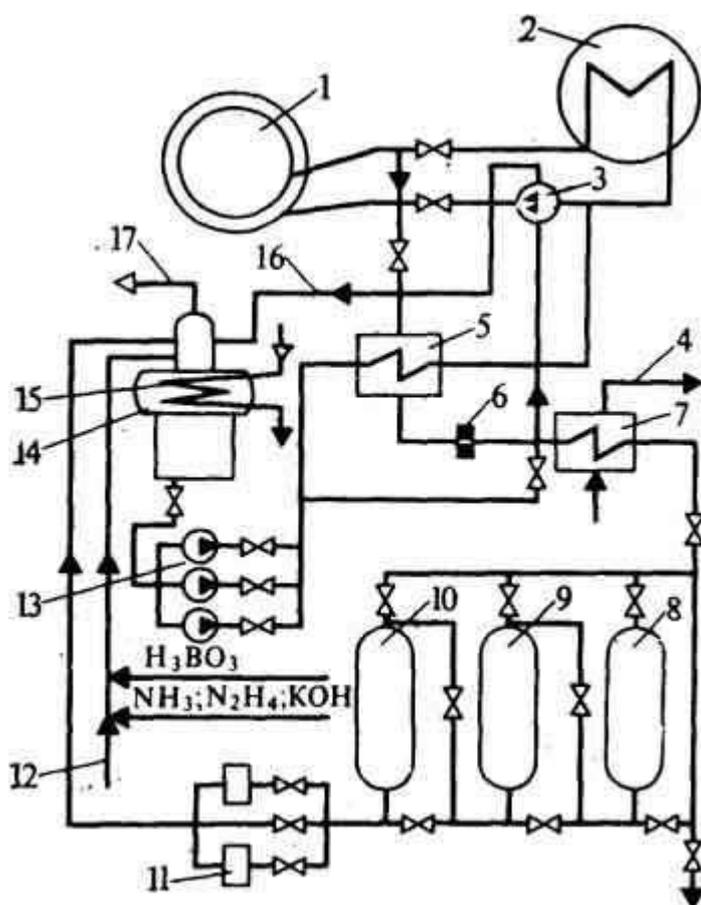


Рис. 7.12. Очистка реакторной воды ВВЭР-1000 при смешанном аммиачно-калиевом режиме и борном регулировании:

1 — реактор; 2 — парогенератор; 3 — ГЦН; 4 — техническая вода промконтура; 5 — регенеративный теплообменник; 6 — дроссельное устройство; 7 — доохладитель; 8 — Н-катионитовый фильтр; 9 —  $\text{NH}_4$  — К-катионитовый фильтр; 10 — анионитовый фильтр; 11 — механический фильтр; 12 — подача добавочной обессоленной воды; 13 — подпиточные насосы; 14 — деаэратор подпитки; 15 — теплообменник деаэратора; 16 — сброс запирающей воды ГЦН; 17 — выпар деаэратора подпитки

Схема деаэратора подпитки показана на рис. 7.13. В него же подаются и все реагенты. При малых нагрузках в работе находятся центральная распределительная 3 и струйная 5

камеры и насадочная колонна 7. При полной нагрузке в работу включаются также периферийные распределительная 4 и струйная 6 камеры и насадочная колонна 8. Поэтому деаэратор обеспечивает хорошую деаэрацию при любой нагрузке.

Из деаэратора подпитки вода возвращается подпиточными насосами в реактор и на уплотнения вала ГЦН. Всего установлено три насоса — рабочий, резервный и ремонтируемый. В деаэратор подают все необходимые реагенты и обессоленную воду для подпитки реактора (для восполнения неизбежных, хотя и весьма незначительных потерь теплоносителя, например, на отборы проб воды реактора). Таким образом установка байпасной очистки одновременно решает и вопросы подпитки реактора. Расход воды на очистку для ВВЭР-1000 составляет 40 т/ч. Описанная установка применяется и для ВВЭР-440 (на первых блоках ВВЭР байпасная очистка реакторной воды выполняется иначе), но расход воды на очистку меньше — 20 т/ч. При обесточивании АЭС байпасная очистка выключается из работы.

Для одноконтурной АЭС борное регулирование не используют, так как потребовались бы очень большие расходы борной кислоты в связи с ее выносом вместе с паром и сорбцией на конденсатоочистке. Водный режим осуществляется как бескоррекционный с байпасной очисткой реакторной воды под полным давлением реактора, которое существенно меньше, чем для ВВЭР.

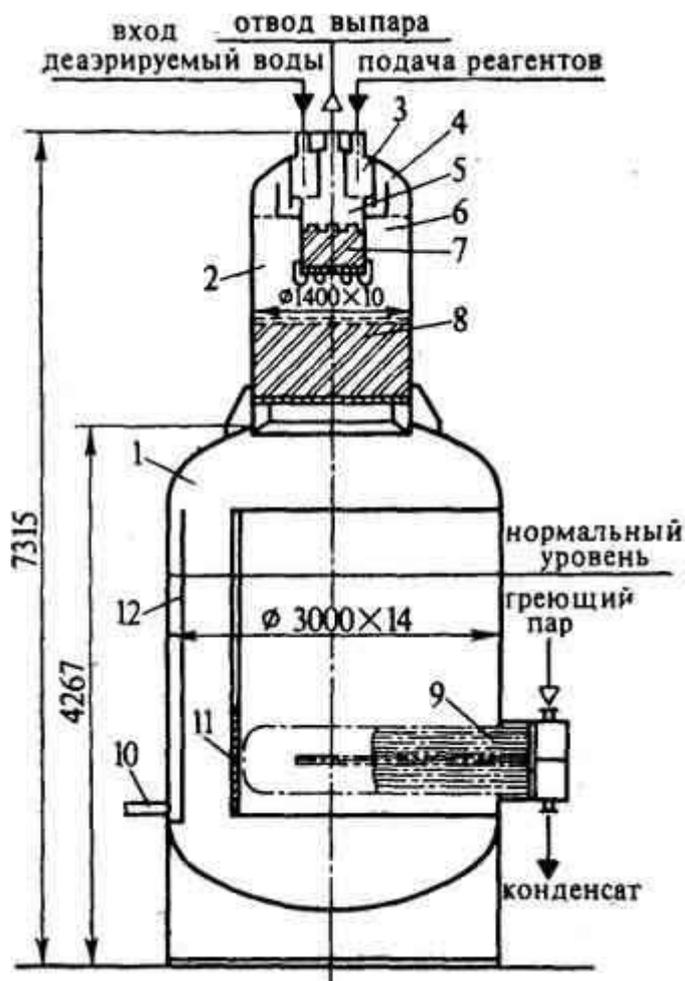


Рис. 7.13. Схема деаэратора подпитки ВВЭР-1000:

1 — вертикальный бак; 2 — дегазационная колонка; 3, 4 — центральная и периферийная распределительные камеры; 5, 6 — центральная и периферийная струйные камеры; 7, 8 — насадочные колонны; 9 — теплообменник; 10 — отвод продеаэрированной воды; 11 — глухой щит; 12 — переливная перегородка

Керамические насадки в дополнение к струям обеспечивают равномерность контакта деаэрируемой воды и пара.

Нормирование воды реактора одноконтурной АЭС характеризуется показателями, приведенными ниже:

Фториды и хлориды, мкг/кг .....	< 100
Жесткость, мкг-экв/кг.....	< 5
Кремниевая кислота, мг/кг .....	0,5–1,0
Оксиды меди в пересчете на Cu, мкг/кг .....	< 50
Радиоактивность, Ки/кг .....	< 10 <sup>-4</sup>

131



Рис. 7.14. Схема очистки реакторной воды РБМК-1000:

1 — регенеративный теплообменник; 2 — доохладитель; 3, 4 — подача и отвод технической воды промежуточного контура; 5 — намывной перлитный фильтр; 6 — ФСД; 7 — механический фильтр

Расход воды на очистку определяют обычно по хлоридам, так как аустенитные нержавеющие стали (основной конструкционный материал реакторного контура) склонны к коррозии под напряжением, усугубляемой в присутствии хлоридов. Если для РБМК-1000 расход питательной воды составляет 5600 т/ч, а концентрация хлоридов после конденсатоочистки — менее 4 мкг/кг, то концентрация хлоридов на уровне 100 мкг/кг требует расхода воды на очистку  $5600 \cdot 4 / 100 = 224$  т/ч. Учитывая, что обычно концентрация хлоридов меньше 4 мкг/кг, расход воды на очистку принимают равным 200 т/ч. Схема байпасной очистки для РБМК-1000 приведена на рис. 7.14. Для преодоления сопротивления очистной установки используется перепад ГЦН. Реакторная вода проходит последовательно намывные (перлитные) фильтры, выполняющие роль механических, и затем ионообменные катионитно-анионитные фильтры смешанного действия (ФСД).

Из рис. 7.12 и 7.14 видно, что в обоих случаях конечная очистка производится на ионообменных смолах. Так как смолы стойки только до определенной температуры (для катеонита температура не выше 90 °С, а для анионита — не выше 40 °С), то в состав обеих очистных установок приходится включать теплообменники охлаждения — регенеративный и доохладитель.

131

## 7. 7. Вспомогательные системы реакторной установки

В состав реакторных установок, кроме рассмотренных выше систем, входит еще ряд вспомогательных систем:

*контроля целостности технологических каналов (КЦТК) реактора РБМК* — осуществляется контроль влажности (периодически) и температуры (постоянно) в области между кладкой и технологическими каналами (ТК); при обнаружении аварии реактор останавливают для замены аварийного ТК;

*контроля герметичности оболочек (КГО) твэлов.* Для РБМК она осуществляется непрерывно в процессе эксплуатации по активности пароводяной смеси в ПВК у входа их в барабаны-сепараторы. С целью контроля вдоль каждого барабана движется тележка с датчиками; в случае повышенной активности тележка останавливается с выдачей сигнала на щит для замены дефектного твэла. Для реакторов ВВЭР аналогичная система действует только в периоды перегрузок;

*гелиевого заполнения реактора РБМК.* Для поддержания температуры графитовой кладки не выше 800 °С и предотвращения утечки гелия контур уплотнен азотом. Так как содержание азота не должно превышать 20 % для обеспечения высокого коэффициента теплоотдачи, то часть азотно-гелиевой смеси постоянно отводится на очистку по принципу конденсации из смеси азота, кислорода и аргона. Очищенный гелий возвращается в кладку, а азот и аргон выдерживают в жидком виде для спада активности в специальных емкостях и затем сбрасывают в атмосферу;

*охлаждения каналов системы управления и защиты (СУЗ) РБМК,* для чего устанавливают бак вместимостью 110 м<sup>3</sup>, водо-водяной теплообменник и насос для циркуляции обессоленной воды в целях отвода теплоты от каналов СУЗ. В теплообменнике давление охлаждающей воды промконтур больше, чем охлаждаемой воды СУЗ, что исключает попадание радиоактивности в воду промконтур; часть воды контура охлаждения (10 м<sup>3</sup>/ч) проходит очистку для удаления продуктов коррозии;

*охлаждения бассейнов выдержки отработавших твэлов,* необходимая для отвода остаточного тепловыделения отработавшего топлива во время его хранения;

*сбора организованных протечек первого контура ВВЭР и возврата их в контур специальным насосом;*

*технологических сдувок газообразных продуктов из надводного пространства бассейнов выдержки отработавших твэлов, а также из надводного пространства барботеров системы компенсации объема для ВВЭР и технологических конденсаторов для РБМК.* Для разбавления газов до взрывобезопасной концентрации используется азот;

*дожигания водорода из газообразных сдувок.*

Работа всех вспомогательных систем, в том числе и других, не упомянутых выше, рассматривается в единой технологической связи с основным оборудованием реакторных установок как в нормальной эксплуатации, так и в аварийных условиях.

Для холодильников вспомогательных систем реакторных контуров, как правило, используется только техническая вода промконтура, которая, в свою очередь, охлаждается исходной технической водой в теплообменниках (см. 21 на рис. 7.11). При этом для реактора ВВЭР-1000 по промежуточному контуру циркулирует около  $1500 \text{ м}^3/\text{ч}$ , а соответствующий расход исходной технической охлаждающей воды составляет  $3000 \text{ м}^3/\text{ч}$ . Подается эта вода насосами (см. 22 на рис. 7.11), то есть система находится в эксплуатации не только в аварийных, но и в нормальных режимах. Различие заключается в резком увеличении прокачки воды насосами в аварийных режимах, которое осуществляется соответствующими регулировочными вентилями.

## **7. 8. О перспективном развитии реакторов с водным теплоносителем для двухконтурной АЭС**

В главе 6 "Парогенераторная установка АЭС с ВВЭР" обсуждались возможности повышения мощности и параметров пара применительно к ВВЭР-1000. Более глубокое рассмотрение этого вопроса приводит к мысли о том, что атомной энергетике предстоит пройти тот же путь, который прошла обычная теплоэнергетика. Вспомним, что еще относительно недавно теплоэнергетика всех даже самых передовых стран опиралась на установки, вырабатывающие пар докритических параметров. Анализ работы этих установок, проведенный в свое время, показал, что требуется переход на принципиально новые решения. Таким решением оказался переход на сверхкритические параметры с соответствующим решением вопроса о повышении КПД и единичной мощности блока.

Нет сомнения в том, что именно такой переход предстоит осуществить и атомной энергетике в настоящее время, о чем свидетельствует уровень проработки данного вопроса к настоящему времени.

При переходе на сверхкритическое давление теплоносителя можно ожидать одновременно как улучшения экономических показателей АЭС, так и повышения ее безопасности. Улучшение экономических показателей при переходе на СКД обеспечивается повышением КПД, возможным увеличением единичной мощности блока, снижением удельного расхода металла и улучшением топливного цикла. Например, при давлении теплоносителя  $\sim 24,0 \text{ МПа}$  и температуре после реактора  $380 — 390 \text{ }^\circ\text{C}$  давление пара на выходе из парогенератора может быть повышено до  $10 — 11 \text{ МПа}$ .

Однако исходя из температуры теплоносителя ясно видно, что начальный перегрев пара возможен, что благоприятно для работы и создания соответствующей турбины. Но он не настолько высок, чтобы отказаться от промежуточной сепарации и следующего за ней одноступенчатого промежуточного перегрева.

Анализ нового блока закритических параметров показывает, что КПД может быть увеличен до 38%. При указанном выше давлении пара, выдаваемого парогенератором, его начальная температура перегрева превысит температуру насыщения всего на  $40 — 50 \text{ }^\circ\text{C}$ , но существенно сократит промежуточный перегрев его, что само по себе немаловажно.

При этом можно ожидать, с учетом повышения удельной энергонапряженности активной зоны, связанного с отсутствием кризиса теплоотдачи при СКД, роста единичной

мощности реакторной установки до 1500 МВт/(эл) в габаритах корпуса ВВЭР-1000. Удельная масса металла первого контура снижается, в первую очередь, за счет уменьшения в несколько раз теплообменной поверхности парогенератора из-за роста температурного напора. Кроме того, резкое изменение плотности воды при СКД и небольшом изменении температуры позволяют поддерживать критичность активной зоны за счет изменения спектра нейтронов — при снижении температуры замедляющая способность воды существенно улучшается, при увеличении температуры — ухудшается. Более мягкий спектр нейтронов при снижении температуры приводит к улучшению характеристик деления, что позволяет избежать необходимости введения поглотителей для компенсации избыточной реактивности в начале кампании. Это дает возможность внедрить более экономичный топливный цикл при отказе от борного регулирования.

Повышение безопасности АЭС при переходе на сверхкритическое давление теплоносителя связано с отсутствием кризиса теплоотдачи в активной зоне, возможностью отказа от борного регулирования. Соответственно исключается целый класс аварий, связанных, например, с выбросом СУЗ, со значительным ростом мощности реактора во всех режимах.

Однофазность теплоносителя при СКД снимает основные проблемы, связанные с обеспечением надежной циркуляции при создании более безопасных реакторных установок интегрального типа. Важным является также повышение уровня температуры теплоносителя, поскольку при этом значительно снижается радиационное охрупчивание корпуса реактора.

К настоящему времени появилась возможность замены аустенитной нержавеющей никельсодержащей стали на коррозионно-стойкую, в том числе и в отношении коррозии под напряжением, но значительно более дешевую мартенситно-ферритную сталь 08X14МФБ-Ш, имеющую и другие положительные качества. Эту сталь следует применить для трубок парогенераторов, а также для плакировки корпуса реактора и основных трубопроводов от него, возможно даже выполнение всего корпуса и трубопроводов реактора из этой стали.

Отказ от борного регулирования сделает излишним введение едкого кали в воду с заменой аммиака вводом микроколичеств ЭДТА.

## Глава 8

# **ПАРОТУРБИННАЯ УСТАНОВКА АЭС С ВОДНЫМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ**

### **8.1. Особенности паротурбинной установки на насыщенном паре**

Основные особенности паровой турбины АЭС с ВВЭР и РБМК связаны с ее работой на насыщенном паре и потому с относительно малым теплоперепадом (большой расход пара) и работой большей части ступеней на влажном паре. Соответствующий цикл паротурбинной установки обоснован в гл. 3, где показана также необходимость сепарации

и промперегрева между *частью среднего давления* (ЧСД) и *частью низкого давления* (ЧНД) турбины.

ЧСД турбины выполняется в виде одного *цилиндра среднего давления* (ЦСД), а ЧНД турбины состоит обычно из нескольких *цилиндров низкого давления* (ЦНД), причем каждый из них выполнен двухпоточным. Пар после ЦСД и сепаратора-промперегревателя поступает параллельно во все ЦНД. (Правильнее говорить именно ЧСД и ЦСД, так как речь идет о среднем давлении, хотя иногда, по аналогии с обычной теплоэнергетикой, головную часть турбины АЭС называют ЧВД и ЦВД.) В любых паровых турбинах, за исключением противодавленческих, приходится иметь дело с работой на влажном паре. Если для турбины ТЭС на перегретом паре это относится только к последним ступеням ЦНД (см. рис. 16.4), то для машины на насыщенном паре большая часть НД, то есть ступени после промежуточного перегрева пара между цилиндрами, работают на перегретом паре. Влияние влажности пара отрицательно сказывается на тепловой экономичности установки — внутренний относительный КПД турбины при работе на влажном паре уменьшается. Приближенно можно считать, что

$$\eta_{oi\text{вл}} = \eta_{oi} x_{cp}/100,$$

то есть увеличение средней влажности пара на 1% приводит к уменьшению внутреннего относительного КПД турбины также примерно на 1 %.

Влажность пара отрицательно влияет на работу турбины также и в связи с эрозией лопаток. Существуют методы отвода влаги из проточной части турбины. Конструкции внутритурбинных влагоудаляющих устройств различны.

Значительная часть влаги отбрасывается к корпусу по поверхности лопаток рабочего колеса, поэтому такие сепарационные устройства целесообразно располагать непосредственно за рабочим колесом, тогда отведенный конденсат уже не будет оказывать вредного влияния на работу последующих ступеней турбины. Для последней ступени ЦНД отводят влагу также и с помощью влагоулавливающего устройства, расположенного за сопловым аппаратом.

Для удаления влаги из влагоулавливающей камеры отсасывается некоторое количество пара, который направляется затем в регенеративную систему. Эффективность влагоудаления возрастает с увеличением отсоса, однако при этом возрастает недовыработка электроэнергии на отсасываемом паре. Хотя теоретически было бы целесообразно отводить влагу после каждой ступени, внутритурбинные влагоулавливающие устройства располагают только в ЦНД, где в связи с большими диаметрами проточной части турбины эрозионный износ лопаточного аппарата проявляется сильнее.

Эрозионные разрушения лопаток паровой турбины начинаются с их поверхности. Поэтому для снижения эрозии применяют различные способы упрочнения поверхности лопаток — хромирование, местную закалку кромок, нагартование, упрочнение поверхностного слоя электроискровым способом и др. На отечественных заводах наиболее распространен последний способ. Совершенно обязательно упрочнение поверхностного слоя лопаток для последних ступеней. Для этих целей используется стеллит, но бескобальтовый. Эффективность защитных мероприятий в решающей мере зависит от качества их выполнения, причем при плохом выполнении эрозия идет в еще

большой мере, чем в отсутствие защитных мероприятий. В последние годы стали изготавливать лопатки для влажного пара из эрозионно-стойких материалов. Наряду с этим продолжаются поиски наиболее эффективных влагоудаляющих внутритурбинных устройств в сочетании с выбором более рациональных конструктивных и газодинамических параметров.

Наиболее эффективен вывод влаги через отборы турбины, особенно если число отборов отвечает числу ее ступеней. Уменьшение влажности при отводе влаги с греющим паром системы регенерации в процессах, изображаемых на  $h,s$ -диаграмме, обычно не учитывается. Это означает, что влажность по ступеням и за турбиной в действительности меньше, чем это следует из тепловых процессов в  $h,s$  — диаграмме.

## 8.2. Развитие турбины насыщенного пара

В гл. 3 указывалась эффективность повышения давления перед турбиной, а в гл. 2 — увеличения ее единичной мощности.

Этот процесс наглядно виден из табл. 8.1. Основные характеристики турбин насыщенного пара приведены в табл. 8.2 и 8.3. Процессы в  $h,s$  — диаграммах для всех турбин, упомянутых в этих таблицах, приведены на рис. 8.1 и 8.2. Из табл. 8.2 и 8.3 видно, что для турбинных установок, так же как и для паро-генераторных и реакторных, характерно последовательное увеличение единичной мощности и повышение начального давления.

Таблица 8.1. Развитие турбины насыщенного пара для АЭС с ВВЭР

Основные показатели	ВВЭР-440	ВВЭР-1000		
		Нововоро- нежская АЭС (5-й блок)	Запорож- ская АЭС	Ровен- ская АЭС
Мощность блока, МВт	440	1000	1000	1000
Единичная мощность турбины, МВт	220	500	1000	1000
Начальное давление, МПа	4,3	5,88	5,88	5,88
Число турбин на блок	2	2	1	1
Частота вращения, $c^{-1}$	50	25	25	50

Важным вопросом развития турбинной установки на насыщенном паре в свете увеличения ее мощности является выбор частоты вращения — 50 или 25  $c^{-1}$ . Быстроходные турбины меньше по габаритам и затратам металла, поэтому турбины для АЭС начали свое развитие с числа оборотов 50  $c^{-1}$ . Увеличение мощности до 500 и 750 МВт не встретило особых сложностей. Однако создание быстроходной машины на 1000 МВт было сложнее. Чем больше проходное сечение последней ступени, тем больше эрозионное воздействие на лопаточный аппарат. Уменьшить его можно увеличив

давление за турбиной, однако при этом снизилась бы термическая эффективность. Разрешение этого противоречия конструкторы нашли в применении для последней ступени турбины титановой лопатки вместо стальной. Тем не менее влажность пара после ЦНД принята всего 8% (см. рис. 8.1*в*) в сравнении с влажностью 13% (см. рис. 8.1*б*.) для тихоходной машины той же мощности. Более подробное сопоставление характеристик последней ступени этих машин приведено в табл. 8.4.

Считается, что мощность 1000 МВт является предельной для быстроходных машин. Дальнейшее увеличение мощности турбины насыщенного пара возможно только в тихоходном варианте, как это и имеет место для зарубежных машин мощностью 1200 и 1300 МВт. Влажность пара после ЦСД для всех турбин АЭС допустима большей, чем после ЦНД, что объясняется меньшими диаметрами последней ступени ЦСД в сравнении с ЦНД и поэтому меньшими окружными скоростями и эрозионным воздействием влаги.

Из табл. 8.2 и 8.3 и из рис. 8.1 и 8.2 видно, что наименьшее давление за турбиной составляет 0,004 МПа, что обосновано в гл. 3. Из табл. 8.2 видно также углубление вакуума при переходе от турбины 220 МВт к турбинам 1000 МВт, что способствует повышению тепловой экономичности (снижению удельного расхода теплоты), хотя для турбины большой мощности осуществить более глубокое расширение пара сложнее.

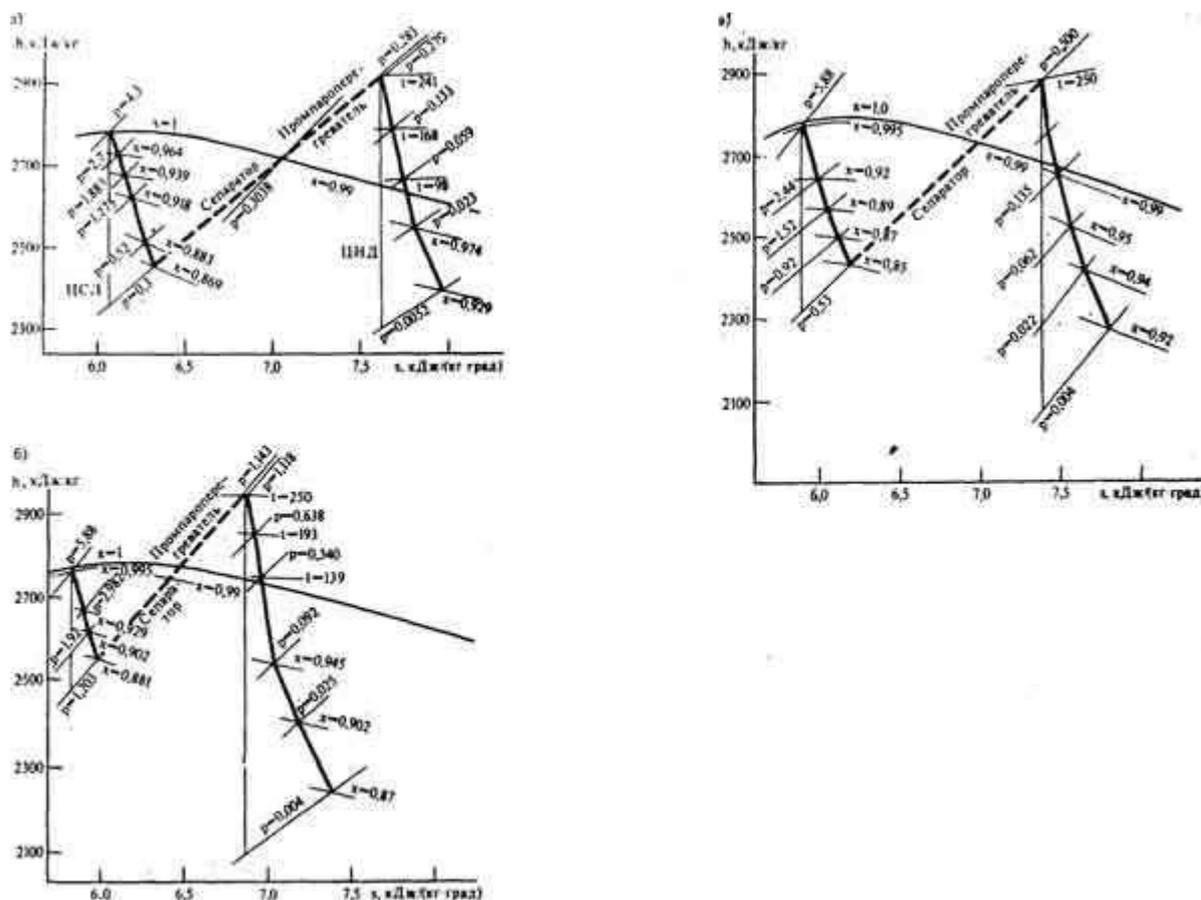


Рис. 8.1.  $h,s$  — диаграмма для турбины насыщенного пара АЭС с ВВЭР; *а* — К-220-44; *б* — К-1000-60/1500-2; *в* — К-1000-60/3000

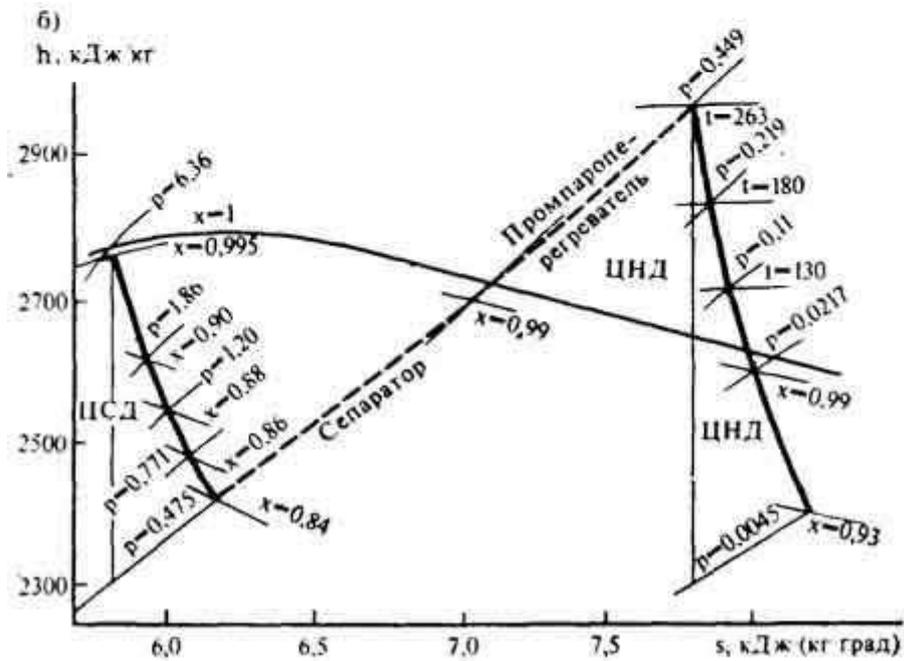
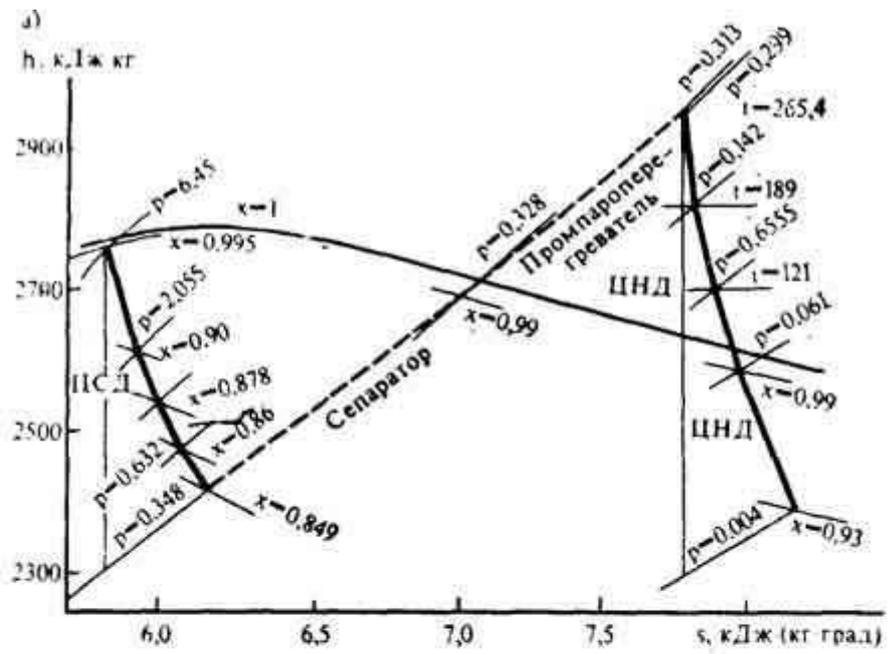


Рис. 8.2.  $h,s$  — диаграмма для турбины насыщенного пара АЭС с РБМК-1000 а — К-500-65/3000; б — К-750-65/3000

Таблица 8.2. Основные характеристики турбины насыщенного пара для АЭС с ВВЭР

Основные показатели	Турбина		
	К-220-44 (рис. 8.1а)	К-1000-60/1500 (рис. 8.1б)	К-1000-60/3000 (рис. 8.1в)
Мощность, МВт	220	1000	1000
Частота вращения, с <sup>-1</sup>	50	25	50
Начальное давление, МПа	4,3	5,88	5,88
Давление в конденсаторе, кПа	5	4	4
Разделительное давление, МПа	0,300	1,2	0,583
Температура перегрева, °С	241	250	250
Температурный напор на выходе промежуточного перегревателя, °С	13,9	24,3	24,3
Конечный подогрев питательной воды в регенеративной системе, °С	225	225	220
Расход пара на турбину при номинальном режиме, т/ч	1439	6160	6430
Количество двухпоточных ЦНД	2	3	4
Количество выхлопов	4	6	8
Мощность на один выхлоп, МВт	55	166	125
Общая длина турбины + генератор, м	42,0	57,8	74,0
Удельный расход теплоты на турбинную установку брутто, кВт·ч/кВт	3,2·10 <sup>3</sup>	2,88·10 <sup>3</sup>	2,92·10 <sup>3</sup>

Таблица 8.3. Основные характеристики турбины насыщенного пара для АЭС с РБМК-1000

Основные показатели	Турбина К-500-65/3000
Мощность, МВт	500
Частота вращения, с <sup>-1</sup>	50
Начальное давление, МПа	6,45
Давление в конденсаторе, кПа	4
Разделительное давление, МПа	0,348
Температура перегрева, °С	265
Температурный напор на выходе промежуточного перегревателя, °С	14,5
Конечный подогрев питательной воды в регенеративной системе, °С	165
Расход пара на турбину при номинальном режиме, т/ч	2855
Количество двухпоточных ЦВД	4

141

Продолжение табл. 8.3.

Основные показатели	Турбина К-500-65/3000
Количество выхлопов	8
Мощность на один выхлоп, МВт	62,5
Общая длина турбины + генератор, м	56,0
Удельный расход теплоты на турбинную установку брутто, кВт·ч/кВт	3,08·10 <sup>3</sup>

Таблица 8.4. Сопоставление последней ступени быстроходной и тихоходной турбин мощностью 1000 МВт

Параметры последней ступени	Турбина	
	К-1000-60/3000	К-1000-60/1500
Частота вращения, с <sup>-1</sup>	50	25
Длина последней лопатки, м	1,2 (титан)	1,45 (сталь)
Средний диаметр, мм	3000	4150
Торцовая площадь одного выхлопа, м <sup>2</sup>	11,3	18,9
Объемный расход пара через один выхлоп, м <sup>3</sup> /с	3410	4550
Периферийная скорость, м/с	658	440
Влажность пара после турбины, %	8,2	13,0

140

Преимущества тихоходной турбины заключаются в возможности значительного увеличения торцевой площади единичного выхлопа, что позволяет уменьшить число ЦВД (см. табл. 8.2) и выходные потери. В связи с этим при равном начальном давлении пара перед турбиной и вакуума в конденсаторе тихоходная турбина имеет более высокую тепловую экономичность в сравнении с быстроходной. В сравнении с быстроходной турбиной тихоходная имеет и недостатки: большие затраты металла и трудоемкость изготовления.

Один из показателей развития блоков АЭС — рост давления пара перед турбиной, что видно из табл. 8.2 и 8.3. Однако при этом ухудшаются условия работы регулирующих органов турбины. Парогенератор (см. гл. 6) или реактор (см. гл. 7), строго говоря, выдают не сухой насыщенный пар, а пар с влажностью 0,2% и даже 0,5%. Наибольшее значение энтальпии насыщенного пара имеет место в области давления от 2,9 до 3,1 МПа. Для давления выше 3,1 МПа энтальпия насыщенного пара уменьшается. В связи с этим при дросселировании пара в паропроводах до входа в турбину влажность пара увеличивается. Для турбин АЭС с ВВЭР это показано в табл. 8.5, причем для сравнения приведены расчеты и для первых турбин насыщенного пара с начальным давлением 2,9 МПа перед турбиной, отвечающим максимальному значению энтальпии пара.

**Таблица 8.5. Изменение влажности пара на пути от парогенератора до турбины для блоков ВВЭР**

Турбина	Давление пара, МПа		Энтальпия пара, кДж/кг		Теплота парообразования для давления перед турбиной, кДж/кг	Рост влажности пара при дросселировании $\Delta\omega$ , %
	в парогенераторе	перед турбиной	в парогенераторе	перед турбиной		
К-70-29	3,2	2,9	2801,8	2801,8	1802,3	0
К-220-44	4,6	4,3	2795,2	2797,2	1681,7	+0,119
К-1000-60/1500	6,26	5,88	2778,8	2783,3	1569,4	+0,285

Из табл. 8.5 следует, что с ростом мощности турбины в связи с одновременным увеличением давления возрастает (и заметно) влажность пара, поступающего в регулирующие устройства турбины даже при номинальном режиме. При частичных нагрузках имеет место еще и дросселирование в самих регулирующих органах турбины. В результате влажность пара может достигнуть до 1,0 — 1,5%. Это в определенной мере снижает надежность работы, а потому и длительность межремонтного периода, поэтому целесообразно хотя бы незначительный перегрев пара, например на 30-40 °С. Такой перегрев повысил бы тепловую экономичность турбины за счет уменьшения влажности пара в ЦВД. Перегрев пара относительно легко может быть осуществлен в парогенераторе при вертикальной конструкции (см. гл. 6) и сложно выполнить в парогенераторе ВВЭР.

### 8.3. Выбор разделительного давления между ЦСД и ЦНД и температуры промежуточного перегрева

Необходимость сепарации и промежуточного перегрева пара после ЦСД турбины, показанная в гл. 3, подтверждается процессами в турбине (см. рис. 8.1 и 8.2). Одна из важных задач при разработке этих устройств — выбор давления в них.

Для решения этого вопроса в некоторых учебниках и справочниках рекомендуются формулы:

$$p_{\text{разд}} = 0,12 p_0 + 0,135 \text{ или, что то же}$$

$$p_{\text{разд}} = 0,675 + 0,12 (p_0 - 4,5),$$

где  $p_0$  — начальное давление перед турбиной.

Разумеется, зависимость  $p_{\text{разд}}$  от  $p_0$  существует, но в современных турбинах  $p_0$  изменяется слабо, а при одном и том же  $p_0$  чем выше разделительное давление, тем больше влажность пара перед конденсатором, то есть больше КПД турбины, что хорошо видно из сопоставления рис 8.1б и рис. 8.1в. Таким образом, допустимая влажность после турбины зависит от ее быстроходности. Поэтому для быстроходной турбины ( $50 \text{ с}^{-1}$ ) предпочтительно меньшее разделительное давление. Однако вышеприведенные формулы этого не учитывают. Между тем, быстроходность турбины имеет для решения данного вопроса определяющее значение.

В принципе более высокое разделительное давление имеет преимущество не только в общем КПД турбины, но и еще одно преимущество — меньшие размеры поверхности теплообмена для промежуточного перегревателя. Это связано с меньшей тепловой нагрузкой, а также с более высоким значением коэффициента теплообмена и, следовательно, и общего коэффициента теплопередачи. Изложенное показывает, что для единичной мощности турбины более 1000 МВт следует выбирать более высокое разделительное давление, но для мощности 1000 МВт и ниже правильнее ориентироваться на меньшее разделительное давление, так как металлоемкость быстроходной машины меньше, чем тихоходной. Поэтому вплоть до мощности 1000 МВт вероятнее применение быстроходной машины.

Ряд исследователей предлагают вообще исключить промежуточный пароперегреватель, заменив одноступенчатую сепарацию и промышленный перегрев — двухступенчатой сепарацией. Это предложение позволило бы отказаться от промперегревателя, имеющего большие габариты и малую надежность. Однако пока такое решение подавляющим большинством исследователей отвергается из-за необходимости выполнять турбину не двухцилиндровой, а трехцилиндровой. Сепарация и промперегрев осуществляются в едином аппарате (СПП), конструктивная схема представлена на рис. 8.3.

Для окончательного выбора разделительного давления необходимы технико-экономические расчеты, учитывающие затраты на поверхность теплообмена промперегревателя, которые будут тем меньше, чем больше давление. Это связано с двумя факторами: во-первых, при одинаковой конечной температуре перегрева

количество передаваемой теплоты уменьшается с увеличением давления (температуры) насыщенного пара, поступающего на перегрев; во-вторых, чем выше давление перегреваемого пара, тем больше коэффициент теплоотдачи от поверхности нагрева к пару, входящий в общий коэффициент теплопередачи пароперегревателя. Но следует иметь

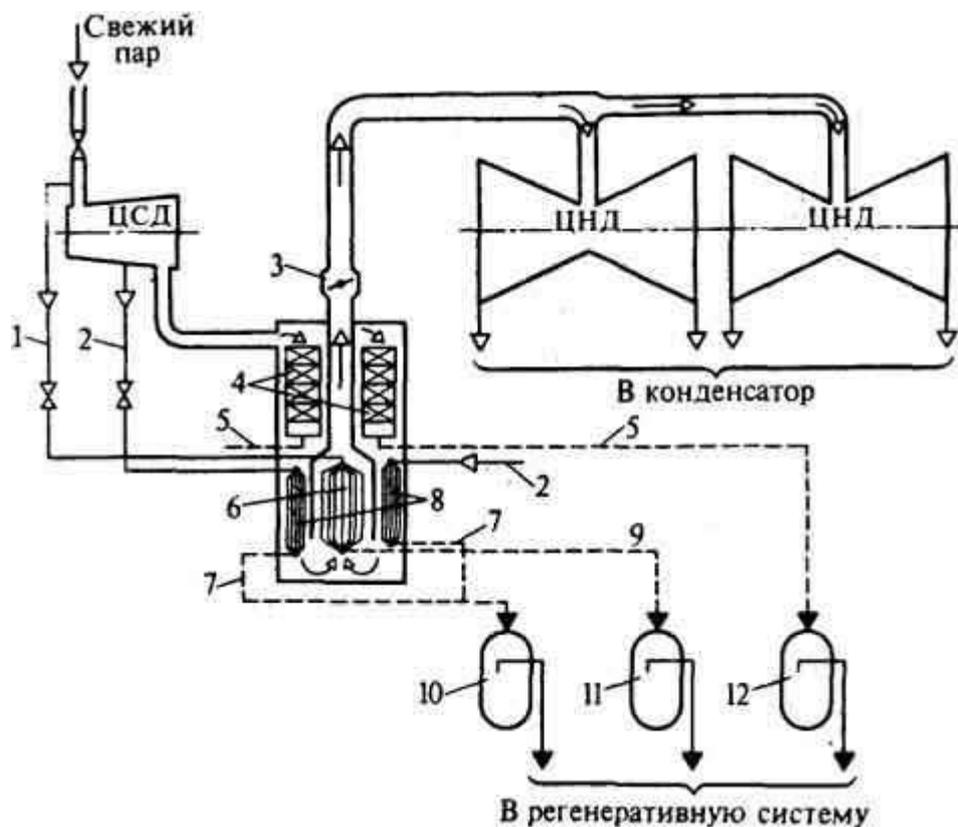


Рис. 8.3. Схема установки промежуточного сепаратора-перегревателя:

1 — греющий свежий пар; 2 — греющий пар из первого отбора; 3 — отсекающая заслонка; 4 — сепарационные устройства; 5 — отвод сепаратора; 6 — перегреватель второй ступени; 7 и 9 — отводы конденсатов греющих паров из первой и второй ступеней перегревателя; 8 — перегреватель первой ступени; 10 и 11 — сборники конденсатов греющих паров первой и второй ступеней перегревателя; 12 — сепаратосборник

в виду, что с увеличением давления перегреваемого пара уменьшаются температурный напор на входе в первую ступень перегрева и средний температурный напор. В результате увеличиваются потребная поверхность теплообмена и габариты СПП.

Важен также выбор конечной температуры перегрева пара, так как от него зависят как тепловая экономичность турбинной установки, так и затраты на поверхность нагрева пароперегревателя. При постоянной температуре греющего пара выбор более высокой конечной температуры промежуточного перегрева хотя и повысит тепловую экономичность, но одновременно приведет и к увеличению потребной поверхности нагрева за счет падения температурного напора на выходе из СПП, что удорожает установку. Минимальный температурный напор, то есть напор на горячей стороне пароперегревателя, выбирают на основе технико-экономических соображений. Оптимальное его значение составляет 20 — 25 °С. Этот температурный напор равен разности температуры свежего пара и конечной температуры перегреваемого пара. Для турбин К-220-44 и К-500-65/3000 он составляет соответственно 13,9 и 14,5°С (см. табл. 8.2 и 8.3). Такие параметры дают возможность получить наиболее высокую температуру

перегреваемого пара и наибольший выигрыш в тепловой экономичности турбины. Однако при этом стоимость установленного киловатта и некоторые другие характеристики установки становятся менее благоприятными. Для турбин К-1000-60/3000 и К-1000-60/1500 температурный напор составляет 24,3 °С, что является оптимальным.

Переход от одноступенчатого перегрева к двухступенчатому дает небольшие преимущества. Но одноступенчатый перегрев конструктивно и компоновочно проще. Поэтому для *мощной турбины одноступенчатый перегрев становится предпочтительным.*

В связи с низким давлением в СПП размеры его корпуса получаются очень большими. Для турбины мощностью 1000 МВт требуется установка четырех СПП диаметром 4 м и высотой 8 м. Объем пара, содержащийся в этих корпусах и соединительных паропроводах, мог бы поступать в ЦНД и после закрытия стопорного клапана перед ЦСД. Поэтому в отличие от турбины перегретого пара на турбине насыщенного пара перед каждым ЦНД устанавливаются отсечные заслонки.

Промежуточные сепарацию и пароперегрев в принципе можно было бы осуществлять многократно. Однако наряду с некоторым повышением тепловой экономичности такие схемы приводят к увеличению числа последовательно включенных частей турбины. Это вызывает значительное удорожание как самой турбины, так и паропроводов от турбины к СПП и от СПП к цилиндрам турбины. В связи с этим применяют *только однократные сепарацию и промперегрев.* Материалом для теплообменной поверхности пароперегревателя рекомендуется сталь 08Х14МФ, не склонная к коррозии под напряжением в условиях высокой концентрации хлоридов, неизбежной при досушке пара перед его перегревом. Она не только дешевле используемой в настоящее время стали 1Х18Н9Т, но и имеет существенные преимущества перед ней, особенно для одноконтурной АЭС, для которой наличие никеля крайне нежелательно. Сталь 08Х14МФ уже ряд лет успешно работает в СПП на Курской АЭС.

#### **8.4. Особенности работы турбинной установки на радиоактивном паре**

Протекание через турбинную установку одноконтурной АЭС радиоактивного пара способствует возникновению радиоактивности отдельных ее элементов. Это должно учитываться при размещении оборудования и организации его эксплуатации. Ниже показаны данные замеров мощности дозы  $\gamma$  — излучения (мР/ч) в длительной эксплуатации для машинного зала Дрезденской АЭС (США) в сопоставлении с некоторыми ее значениями для реакторного зала:

вблизи паропровода свежего пара .....	700
клапанная коробка турбины .....	300
конденсатоочистка (в конце цикла работы, перед регенерацией) .....	100
водяная емкость конденсатора .....	11
трубная доска конденсатора .....	5
питательный насос .....	0,5
<b>подогреватели питательной воды:</b>	
<b>первый по ходу воды .....</b>	<b>0,5</b>
<b>последний по ходу воды .....</b>	<b>225</b>

Радиоактивность пара, обусловленная газообразными радиоактивными продуктами, быстро падает при останове оборудования. Из приведенных данных видно, что в машинном зале наибольшая радиоактивность связана со свежим паром: это следует учитывать при компоновке машинного зала.

Трубопроводы, подающие свежий пар к турбине, прокладывают в бетонных коридорах, служащих биологической защитой. Пар подводится к клапанной коробке турбины в ее нижней части под отметкой обслуживания. Уровень излучения в области клапанной коробки турбины и всего ЦСД высок. Поэтому ЦСД обеспечен съемной биологической защитой. Для ЦНД специальная биологическая защита не требуется, так как в связи со спадом уровня радиоактивности для ЦНД достаточной защитой является его корпус.

Относительно высокий уровень радиоактивности фильтров конденсатоочистки характерен для конечного периода их эксплуатации и связан с накоплением в них радиоактивных продуктов коррозии. В начальный период эксплуатации фильтров их радиоактивность находится на уровне активности в водяной емкости конденсаторов. Водяные емкости конденсаторов и конденсатоочистку снабжают биологической защитой. Радиоактивность подогревателей регенеративной системы турбины различна, как показано выше. Если в первом по ходу воды подогревателе уровень радиоактивности низок, то в последнем он относительно высок. Греющий пар в последний подогреватель подводится из головной части машины, конденсация его в корпусе подогревателя приводит к относительно высокой радиоактивности водяной емкости. Радиоактивность конденсата греющего пара выше, чем радиоактивность самого пара, так как массовое количество среды в водяном объеме подогревателя больше, чем в паровом его объеме. Водяная емкость подогревателей регенеративной системы турбин одноконтурной станции тоже требует биологической защиты. Безусловно, необходима биологическая защита сборников сепарата и конденсатов греющих паров СПП.

Для любой турбины необходима подача пара для лабиринтовых уплотнений. Для турбин двухконтурной АЭС пар на уплотнения подводится от паровой линии собственных нужд, связанной со вторым контуром и поэтому нерадиоактивный. Радиоактивный пар одноконтурной АЭС использовать в лабиринтовых уплотнениях нельзя, чтобы не ухудшать радиационную обстановку машинного зала. Поэтому для питания лабиринтовых уплотнений турбин одноконтурной АЭС приходится включать в их регенеративную систему *испарители* для выработки нерадиоактивного пара. Схема такого испарителя представлена на рис. 8.4. В корпусе испарителя свободно подвешена греющая секция 12,

представляющая собой две трубные доски, в которые вальцованы вертикальные стальные трубы. Греющий *первичный пар* входит в испаритель по линии 3 и омывает трубки снаружи, причем для большей полноты смывания имеется направляющая перегородка. Конденсат греющего пара стекает по вертикальным трубкам, собирается в нижней части секции и отводится по линии 7 в систему регенерации. Для того чтобы из испарителя не уходил несконденсировавшийся пар, на линии 7 устанавливают конденсатоотводчик. Питательная вода для испарителя отбирается из деаэратора и по линии 4 подается в водяной объем корпуса под греющей секцией, смешивается с циркулирующей водой и поступает внутрь трубок, из которых выходит пароводяная смесь. Пар с уровня зеркала испарения уходит в паровой объем, а отделившаяся от него вода опускается по кольцевому сечению между обечайкой греющей секции и корпусом. Таким образом, в испарителе осуществляется естественная циркуляция за счет разности плотности воды в кольцевом сечении и пароводяной смеси внутри трубок.

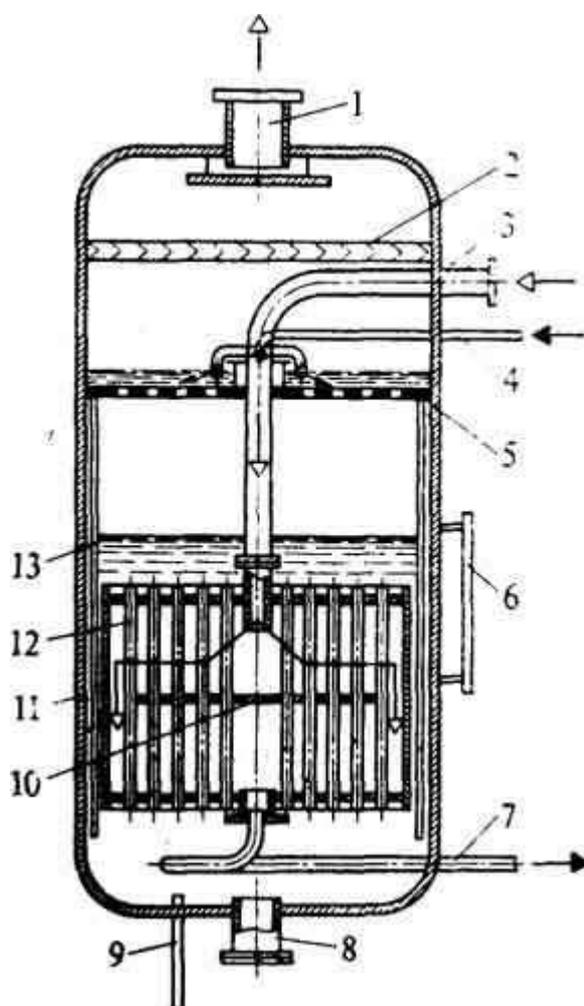


Рис. 8.4. Схема вертикального испарителя с барботажной промывкой пара:

1 — выход вторичного пара; 2 — жалюзийный сепаратор; 3 — вход греющего пара; 4 — вход питательной воды; 5 — паропромывочный дырчатый лист; 6 — водоуказательный прибор; 7 — выход конденсата греющего пара; 8 — спуск воды из корпуса испарителя; 9 — продувка испарителя; 10 — направляющая перегородка; 11 — корпус испарителя; 12 — греющая секция; 13 — опускная труба

Уровень воды в корпусе должен обеспечивать постоянное подтопление греющей секции. Если уровень будет ниже ее, то часть поверхности нагрева выключится из работы и паропроизводительность испарителя упадет. Для контроля уровня на корпусе

испарителя устанавливают водоуказательный прибор, а для поддержания заданного уровня — регулирующийся клапан на линии питательной воды.

Пар, выходящий с зеркала испарения, называемый *вторичным паром*, уносит с собой тем больше примесей, чем выше его влажность и концентрация веществ в воде испарителя. Для поддержания примесей на постоянном допустимом уровне из корпуса испарителя организуют непрерывную продувку по линии 9, на расход которой должно быть увеличено питание испарителя. Пар осушается при движении вверх внутри корпуса. Развитие парового объема в высоту повышает вероятность выпадения из пара капель влаги. Однако очень глубокая осушка потребовала бы не только большой высоты парового объема, но и весьма малой нагрузки пара по сечению, что существенно увеличило бы габариты испарителя. Так как питательной водой АЭС является конденсат высокой чистоты, то ограничиваются неглубокой его осушкой, а улучшения качества пара добиваются путем организации промывки в паровом объеме.

На рис. 8.5 изображена одноступенчатая промывка пара, для осуществления которой вся питательная вода испарителя подается на паропромывочное устройство равномерно через кольцевую трубку с отверстиями и уже после этого по сливным трубам опускается в водяной объем испарителя. Так как в испаритель питательная вода входит несколько недогретой до кипения, то в паропромывочном устройстве она нагревается до кипения за счет конденсации части пара, на значение которой паропроизводительность греющей секции отличается от расхода вторичного пара из испарителя. Такой прогрев целесообразен и с точки зрения естественной циркуляции в водяном объеме испарителя, так как при этом пар образуется практически по всей высоте трубок греющей секции без экономайзерного участка, уменьшающего движущий напор, а следовательно, и коэффициент теплоотдачи к кипящей воде, зависящий от скорости циркуляции.

Вторичный пар, проходя через слой воды на паропромывочном устройстве, оставляет влагу, вынесенную из водяного объема испарителя, и уходит из него, унося с собой существенно более чистую промывочную воду. После промывочных устройств пар отводится из испарителя по линии 1, расположенной в центре корпуса. Это может вызвать неравномерное течение пара по сечению парового объема и, как следствие, повышение скорости пара, больший унос влаги и связанное с этим ухудшение качества пара. Во избежание этого перед выходом пара устанавливают жалюзийный сепаратор, выравнивающий сопротивление на пути пара по всему сечению испарителя. Вторичный пар испарителя направляется в лабиринтовые уплотнения турбины. Обычно на турбину устанавливают два испарителя производительностью по 25 т/ч.

Пар, подаваемый на уплотнения вала турбины, отсасывается из них специальным эжектором уплотнений. Эжекторы уплотнений турбины работают постоянно, как и основной эжектор (см. гл. 9). Как и для основного эжектора, теплота холодильников эжекторов уплотнений реализуется в регенеративной схеме турбинной установки.

В турбинах АЭС с водным теплоносителем возможны отложения на лопатках. В связи с работой турбины на влажном паре эти отложения существенно меньше, чем для турбины обычной ТЭС, и на экономичности они не отражаются. Однако в случае одноконтурной АЭС эти отложения радиоактивны и могут поэтому затруднить доступ к оборудованию для ремонта. Особенно это относится к СПП, в которых происходит полная осушка пара и его перегрев и отложения неизбежны. Поэтому необходимо стремиться к возможно меньшему выносу примесей паром из реактора. Для этого существуют два

одновременно реализуемых пути — поддержание влажности на возможно низком уровне и обеспечение требуемой нормами чистоты воды реактора за счет его байпас-ной очистки (см. гл. 7).

### **8.5. Об очистке сепарата на одноконтурной АЭС и РБМК**

Из рис. 8.1 и 8.2 следует, что в сепараторе выделяется 12 — 15% влаги. Сепаратор, таким образом, является своеобразным устройством по промывке пара. К сожалению, реализация этого количества теплоты турбинными заводами не рассматривается. Особенно недопустимо обстоит дело с реализацией теплоты промежуточного сепарата в тепловой схеме АЭС с РБМК. Так, для РБМК-1000 сепарат каскадно сливается в конденсатор, то есть имеет место *максимальная потеря экономичности* и бесполезная нагрузка анионита, так как с сепаратором выносятся в основном оксиды железа. Для РБМК-1500 *сепарат безо всякой очистки* забрасывается обратно в реактор, этим достигается *максимальная экономичность*, но заброс оксидов железа с сепаратором наносит большой вред реактору РБМК-1500, особенно с учетом наличия в нем значительных недренируемых поверхностей. Это вынуждает проводить систематические промывки, которые с учетом больших недренируемых участков труб значительно затруднены и требуют большого времени для очистки. Разработанный МЭИ бесшламовый режим не используется, хотя он был одобрен всеми отечественными специалистами по водному режиму, а также зарубежными химиками-водниками. Метод рекомендует непрерывное введение этилендиаминтетрауксусной кислоты (ЭДТА) в количестве всего 20 — 40 мг/кг, то есть 20 — 40 мг/т питательной воды. В процессе радиационно-термического разложения ЭДТА в реакторной воде выделяется водород, соединяющийся с кислородом радиолитического разложения. Необходимо отметить еще одну важную особенность сепарата — он позволяет иметь высокую чистоту ЦНД турбины, то есть элемента с наибольшей высотой лопаток. Исследования МЭИ, проведенные на ЛАЭС, показали, что всегда турбина насыщенного пара имеет в ЦНД меньшие отложения, чем часть ее высокого давления, в то время как для турбины перегретого пара происходит непрерывное нарастание отложений по ходу пара по проточной части турбины.

## **Глава 9**

# **КОНДЕНСАЦИОННАЯ УСТАНОВКА**

### **9.1. Задачи и основные элементы конденсационной установки и выбор вакуума в конденсаторе**

Замкнутость пароводяного цикла тепловой электростанции предопределяет необходимость конденсации всего расхода пара, проработавшего в турбине. Этот процесс осуществляется в конденсационной установке при постоянном давлении за счет нагрева охлаждающей воды, температура которой ниже температуры насыщения пара. Показанное на рис. 9.1 изменение температуры охлаждающей воды отвечает длине пути

воды в конденсаторе. Процесс конденсации может идти при любом давлении, однако чем ниже температура отвода теплоты цикла (что соответствует более низкому давлению конденсации), тем выше тепловая экономичность паротурбинной установки при неизменных начальных параметрах. Характеристики водяного пара таковы, что, добиваясь расширения пара в турбине до давления, меньшего атмосферного, можно увеличить теплоперепад в ней на 25 — 30 и даже 40% в зависимости от начальных параметров пара. Поэтому задачей конденсационной установки является также установление и поддержание разрежения в выхлопном патрубке турбины, а тем самым и внутри конденсатора.

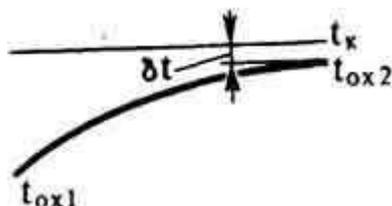


Рис. 9.1. Соотношение температуры конденсирующегося пара  $t_k$  и охлаждающей воды  $t_{ox2}$

Схема конденсационной установки с учетом сказанного представлена на рис. 9.2. Из выходного патрубка турбины

в паровой объем поверхностного конденсатора поступает пар, отрабатывавший в турбине. Через трубки конденсатора циркуляционным насосом прокачивается охлаждающая вода. Образовавшийся конденсат стекает в нижнюю часть конденсатора и конденсатным насосом возвращается в цикл. Для создания разрежения в выхлопном патрубке турбины и в конденсаторе в состав конденсационной установки входит пароструйный эжектор. В связи с разрежением в конденсаторе в его паровой объем постоянно поступает воздух из окружающей среды, поэтому паровой эжектор работает непрерывно, отсасывая этот воздух из конденсатора вместе с некоторым количеством пара.

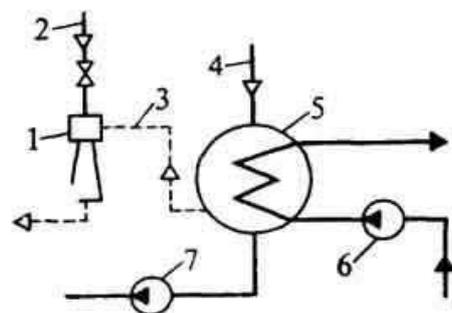


Рис. 9.2. Схема конденсационной установки  
 1 — пароструйный эжектор;  
 2 — подвод пара к эжектору;  
 3 — отсос паровоздушной смеси; 4 — пар из выходного патрубка турбины; 5 — поверхностный конденсатор; 6, 7 — циркуляционный и конденсатный насосы

Вакуум в конденсаторе существенно влияет на тепловую экономичность станции. Количественная зависимость термического КПД паротурбинной установки от конечного давления пара показывает, что, снизив давление в конденсаторе с 0,004 до 0,003 МПа, можно увеличить КПД установки на 2% и, наоборот, увеличив давления с 0,004 до 0,005 МПа можно снизить экономичность более чем на 1%.

Конденсация пара в конденсаторе происходит за счет нагрева циркуляционной охлаждающей воды от начальной температуры  $t_{ox_1}$  до конечной  $t_{ox_2}$ , поэтому температура конденсации превышает  $t_{ox_2}$  и может лишь приближаться к ней. Температура охлаждающей воды на входе в конденсатор  $t_{ox_1}$  в зависимости от выбранной системы технического водоснабжения и месторасположения станции меняется в пределах от 0 до 15 °С в зимнее время и от 15 до 38 °С в летнее время. Если принять нагрев воды в конденсаторе 10 °С, то выходная температура воды летом составит от 25 до 43 °С. Воспользовавшись зависимостью температуры от давления пара (рис. 9. 3), можно установить, что давление в конденсаторе может при этом составить 0,0033–0,006 МПа. Теплообмен через поверхность нагрева не позволяет вести конденсацию пара при температуре конденсата, равной выходной температуре охлаждающей воды, и требует дополнительного перепада температуры  $\delta t$  (см. рис. 9. 1), принимаемого на уровне 3–5 °С, реже до 10 °С. С учетом этих обстоятельств тепловой баланс конденсационной установки

$$D_k(h_k - h'_k) = W(h_{ox_2} - h_{ox_1}),$$

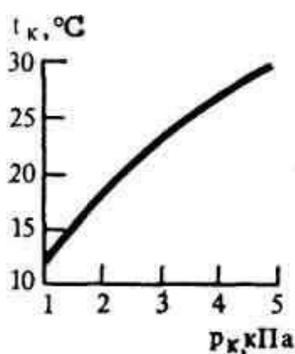


Рис. 9.3. Температура конденсации  $t_k$  в зависимости от давления  $p_k$  в конденсаторе

где  $D_k$  — расход пара в конденсатор, кг/с;  $h_k$  и  $h'_k$  — соответственно энтальпия пара после турбины и конденсата после конденсатора, кДж/кг;  $W$  — расход охлаждающей циркуляционной воды, кг/с;  $h_{ox_1}$  и  $h_{ox_2}$  — энтальпия этой воды до и после конденсатора, кДж/кг.

В уравнении не учтена потеря теплоты в окружающую среду, так как она пренебрежимо мала по сравнению с основными членами. Уравнение (9.1) можно переписать в виде

$$m = W/D_k = (h_k - h'_k)/(h_{ox_2} - h_{ox_1}) \quad (9.2)$$

или

$$m = W/D_k = (h_k - h'_k)/[(t_{ox_2} - t_{ox_1})C_p^*]. \quad (9.2a)$$

Значение  $m$ , равное отношению расхода охлаждающей воды к расходу конденсата, называется кратностью охлаждения. Теплоемкость воды  $C_p^* = 4,18$  кДж/кг в узком интервале температуры практически постоянна. Тогда в зависимости от кратности охлаждения из равенства (9.2a) выходная температура охлаждающей воды

$$t_{ox_2} = t_{ox_1} + (h_k - h'_k)/(4,18 m) \quad (9.3)$$

Так как температура конденсации  $t_k = t_{ox_2} + \delta t$ , то с учетом (9.3) можно написать

$$t_k = t_{ox_1} + \delta t + (h_k - h'_k)/(4,18 m) \quad (9.4)$$

Из (9.4) следует, что температура (давление) конденсации зависит от начальной температуры охлаждающей воды и, следовательно, от источника и системы водоснабжения, а также от времени года. Но при одной и той же начальной температуре охлаждающей воды вакуум в конденсаторе существенно зависит от кратности охлаждения; поэтому выбор вакуума в конденсаторе должен быть сделан на основе технико-экономических расчетов. При этом следует учитывать, что чем глубже вакуум, тем выше экономичность турбинной установки, меньше расход пара и расходы на конденсатные и питательные насосы, меньше капиталовложения на парообразующую установку и на паропроводы, но тем большими должны быть поверхность теплообмена в конденсаторе и кратность охлаждения, капиталовложения в циркуляционную установку и расход электроэнергии на привод циркуляционных насосов.

На рис. 9.4 приведена зависимость давления в конденсаторе от кратности охлаждения при  $\delta t = 3^\circ\text{C}$  для трех значений входной температуры охлаждающей воды: 10, 15 и  $20^\circ\text{C}$ . Расчетные кривые построены исходя из следующих соображений. На входе в конденсатор пар обычно бывает влажным.

Теплота парообразования для давления 3–5 кПа может оценена в среднем 2430 кДж/кг. Если принять влажность пара на входе в конденсатор в среднем равной 9%, то для конденсации 1 кг пара необходимо отвести от него 2195 кДж/кг. Тогда вместо (9.4) с учетом теплоемкости воды можно написать

$$t_k = t_{\text{ох}_1} + \delta t + 2195/(4,18 m)$$

или

(9.4a)

$$t_k = t_{\text{ох}_1} + \delta t + 525/m$$

Из рисунка видно, что увеличение кратности охлаждения более 80 нецелесообразно, так как при этом теоретически возможный вакуум в конденсаторе изменяется в малой степени. Обычно кратность охлаждения  $m = 50 - 60$  для любой ТЭС, в том числе и АЭС.

Из (9.4) следует, что технико-экономическому выбору подлежит также и  $\delta t$ . Поэтому варианты расчеты для выбора кратности охлаждения и оптимального вакуума должны производиться для различных значений  $\delta t$ . Окончательный выбор вакуума в конденсаторе требует совместного рассмотрения результатов этих расчетов с влиянием давления за турбиной на ее экономичность и на возможность конструктивного выполнения последних ступеней и надежности их работы (см. гл. 8). Эти данные приводят к заключению о целесообразности вакуума не глубже 4 кПа для мощных турбин насыщенного пара, применяемых в атомной энергетике (см. табл. 8.2 и 8.3), в сравнении с турбинами той же мощности в обычной теплоэнергетике, для которых давление в конденсаторе выбирают обычно 3,5 кПа.

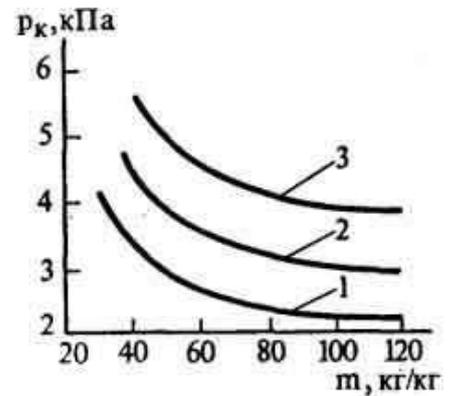


Рис. 9.4. Зависимость давления в конденсаторе от кратности охлаждения  $m$ , при температурах охлаждающей воды на входе: 1 —  $t_{\text{ох}_1} = 10^\circ\text{C}$ ; 2 —  $t_{\text{ох}_1} = 15^\circ\text{C}$ ;  $t_{\text{ох}_1} = 20^\circ\text{C}$

## 9.2. Отсос парогазовой смеси из парового объема конденсатора

В конденсатор поступает не только влажный пар из последних ступеней турбины, но и воздух через неплотности в соединениях корпуса конденсатора с выхлопным патрубком турбины и ряда других мест, например в линиях отборного пара и его конденсата, находящихся под разрежением.

Для одноконтурной АЭС необходимо иметь в виду поступление в конденсатор определенных количеств продуктов радиолиза, а также благородных газов, проникающих через оболочки твэлов. Поступление продуктов радиолиза увеличивает газосодержание среды при входе в конденсатор. Так, для турбин двухконтурной АЭС количество кислорода, поступающего в конденсатор с паром, составляет не более 0,01 мг/кг, а для турбин одноконтурной АЭС — 5 — 40 мг/кг.

В связи с поступлением в конденсатор неконденсирующихся газов давление в нем равно сумме парциальных давлений водяного пара и всех остальных газов, а конденсация водяного пара происходит при его парциальном давлении, отвечающем температуре насыщения, зависящей от температуры охлаждающей воды. Таким образом, давление в конденсаторе тем значительно отличается от парциального давления водяного пара, чем больше газосодержание. Поэтому от степени удаления неконденсирующихся газов из конденсатора зависит степень переохлаждения конденсата, а поэтому и тепловая экономичность АЭС.

Наличие газов неблагоприятно также и для коэффициента теплоотдачи при конденсации и необходимой поверхности охлаждения в конденсаторе. Так, при массовой концентрации газов, равной 1%, коэффициент теплоотдачи при конденсации пара уменьшается вдвое по сравнению со значением, отвечающим чистому пару; при 2,5 — 3,0% — уже в четыре раза. Количество подсосываемого воздуха зависит от состояния уплотнений в местах соединений, находящихся под разрежением, и не поддается расчетному определению. Обобщение большого количества данных эксплуатации позволяет при расчете воздухоудаляющих устройств нормировать присосы воздуха в зависимости от мощности турбины в пределах от 30 до 60 кг/ч.

Количество воздуха, проникающего в конденсатор, по сравнению с расходом пара очень мало. Поэтому при непрерывном отсосе воздуха давление в конденсаторе (и, следовательно, за турбиной) устанавливается равным давлению, соответствующему температуре насыщения. Но в месте отсоса концентрация воздуха может быть существенной (рис. 9.5). По мере движения к месту отсоса полное давление меняется незначительно (паровое сопротивление конденсатора мало), а парциальное давление воздуха или газовой смеси возрастает; парциальное давление водяного пара в месте отсоса уменьшается и конденсат пара, сконденсировавшегося в этой области, оказывается переохлажденным по отношению к



Рис. 9.5. Изменение давления в конденсаторе по мере движения пара к месту отсоса:

$p_k = \Sigma p$  — суммарное давление;  $p_n$  — парциальное давление пара;  $\Sigma p_{г-в}$  — парциальное давление газозвушной смеси;  $\Delta p_k$  — паровое сопротивление конденсатора

остальному конденсату. Переохлаждение конденсата вызывает снижение тепловой экономичности установки. Поэтому конструктивное оформление конденсатора должно обеспечивать догрев этой части конденсата до температуры насыщения, отвечающей давлению в конденсаторе.

Вместе с воздухом отсасывается и некоторое количество пара, что может вызвать потерю конденсата, для исключения которой паровоздушная смесь должна быть охлаждена в соответствующем теплообменнике с возвратом конденсата в систему. Так как поверхность теплообмена такого теплообменника тем больше, чем больше пара в отсасываемой смеси, то отсос целесообразно делать в области завершения конденсации. Место отсоса зависит прежде всего от направления потоков пара в конденсаторе — различают конденсаторы с нисходящим (рис. 9.6а), восходящим (рис. 9.6б) и боковым (рис. 9.6в) потоками.

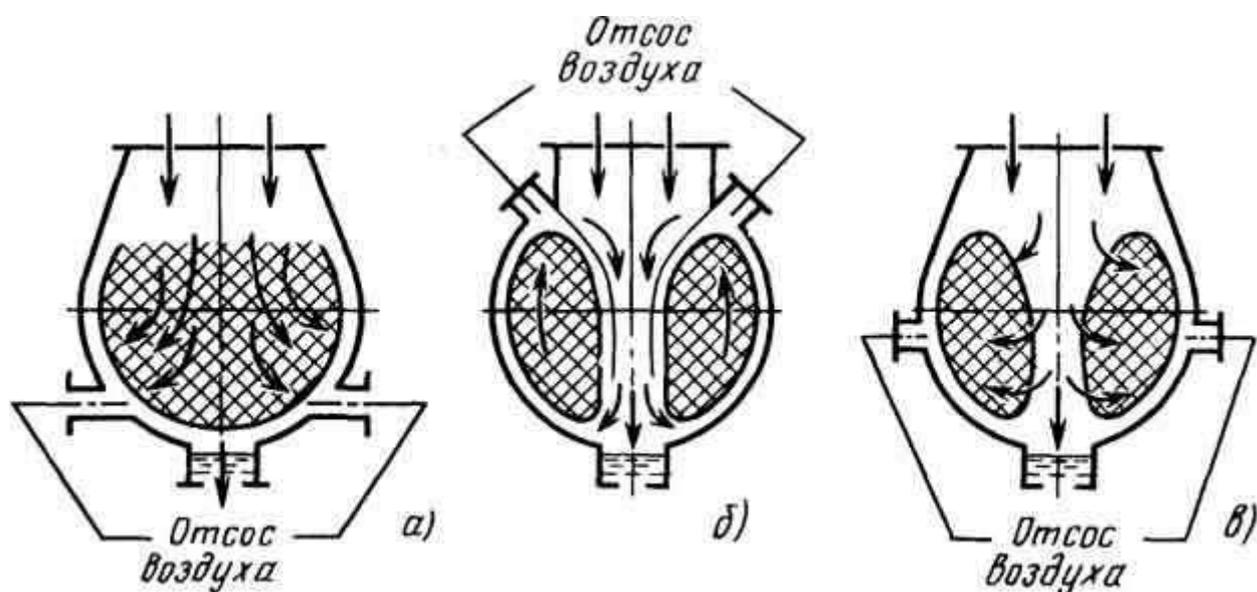


Рис. 9.6. Схемы расположения теплообменных поверхностей и потоки пара в конденсаторах

Большая компактность конденсатора, приведенного на рис 9.6а, является кажущимся преимуществом, так как паровое сопротивление его наибольшее — малы проходные сечения в начале потока пара (на его полном расходе), а омывание паром всей поверхности нагрева затруднено. Главный недостаток этой схемы — наибольшее переохлаждение конденсата, так как завершение пути пара к месту отсоса совпадает с местом отвода конденсата. Современные схемы конденсаторов (рис. 9.6б, в) выполняются *регенеративными* — за счет контакта конденсата, сливаемого в конденсатосборник, с основным потоком пара, поступающего в конденсатор, предупреждается или ликвидируется переохлаждение конденсата.

Воздух непрерывно отсасывается основным пароструйным эжектором. Пар к пароструйному эжектору подводят из отборов турбин. Можно использовать и выпар деаэраторов повышенного давления, что целесообразно, так как ликвидируется лишний элемент — охладитель выпара, а расход пара с выпаром практически равен расходу, требуемому для работы основных эжекторов. Для пусковых режимов к основным и пусковым эжекторам предусматривают также подвод свежего пара через редуктор.

Для выброса воздуха его давление за эжектором должно быть выше атмосферного. При этом на двухконтурной станции воздух выбрасывают непосредственно в атмосферу, а на одноконтурной — через систему технологической вентиляции. Расход рабочего пара на эжекторы имеет заметное значение (0,5 — 0,8%) расхода на турбину, и, кроме того, некоторое количество пара поступает с воздухом из конденсатора. Во избежание потерь конденсата и для уменьшения тепловых потерь с рабочим паром конструкция эжекторов органически сочетается с холодильниками пара. Эти теплообменники охлаждаются основным конденсатом турбин; поэтому их правильнее называть подогревателями на сбросном паре эжекторов.

Затраты на эжекторы с охладителями пара тем меньше, чем меньше расход пара. Последнее достигается за счет применения двух-трехступенчатых эжекторов с одинаковыми степенями сжатия для каждой из ступеней.

Схема двухступенчатой пароэжекторной установки представлена на рис. 9.7. Чем ниже температура конденсата в охладителях, тем полнее будет сконденсирован рабочий пар первой ступени. Это уменьшит отсос паровоздушной смеси во вторую ступень, что, в свою очередь, позволит снизить расход пара на нее и тем самым общую подачу пара на эжекторы. Пароэжекторные охладители всегда устанавливают непосредственно после конденсатного насоса, то есть первыми по ходу конденсата в регенеративной системе. Использование теплоты конденсации пара эжекторов в системе регенерации обязательно, турбинный

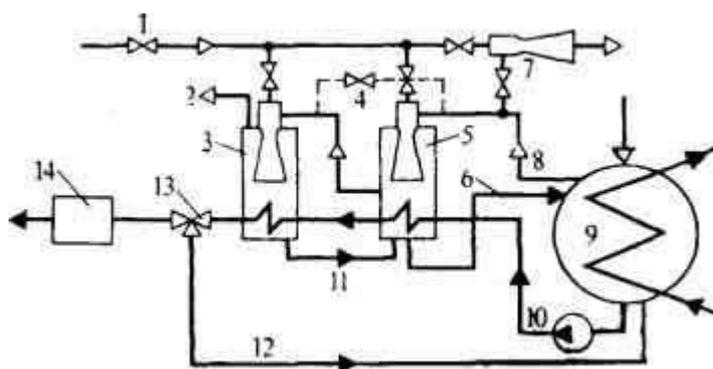


Рис. 9.7. Схема включения паровых эжекторов для отсоса газовой смеси из конденсаторов:

1 — подвод рабочего пара; 2 — выпуск воздуха; 3 — вторая ступень основного эжектора; 4 — переключатель для возможности работы одной второй ступени при пуске турбины; 5 — первая ступень основного эжектора; 6 — отвод конденсата в паровой объем конденсатора; 7 — пусковой эжектор; 8 — отсос воздуха из конденсатора; 9 — конденсатор турбины; 10 — конденсатный насос; 11 — перепуск конденсата рабочего пара эжектора из холодильника второй ступени в холодильник первой ступени; 12 — трубопровод для рециркуляции конденсата турбины при ее пуске; 13 — клапан рециркуляции и поддержания уровня в конденсаторе; 14 — конденсатоочистка

конденсат подогревается в этих теплообменниках на 3 — 5% для конденсационных станций и на 7 — 10 °С для теплофикационных станций в связи с меньшим пропуском для них пара в конденсатор.

Кроме основного, постоянно работающего эжектора предусматривают установку специального пускового эжектора, включаемого в процессе пуска для первоначального удаления воздуха из конденсатора и корпуса турбины, который при ее холостом ходе также находится под разрежением. В связи с кратковременностью работы пускового эжектора его конструкция обычно проста — его выполняют одноступенчатым и часто без

охладителей, а отсасываемую паровоздушную смесь сбрасывают непосредственно в атмосферу. На одноконтурной станции отсасываемая парогазовая смесь радиоактивна. В связи с этим обязателен охладитель и у пускового эжектора.

Учитывая большое влияние давления в конденсаторе на экономичность турбинной установки, основные эжекторы устанавливают с резервом — два работающих и один резервный. Пусковые эжекторы резерва не требуют.

В область отсоса газов из конденсатора сбрасывают и паровоздушную смесь из ПНД для последующего совместного удаления из системы. Особенно большое значение это имеет для одноконтурной АЭС, где все сбрасываемые радиоактивные потоки должны быть по возможности объединены, для такой станции

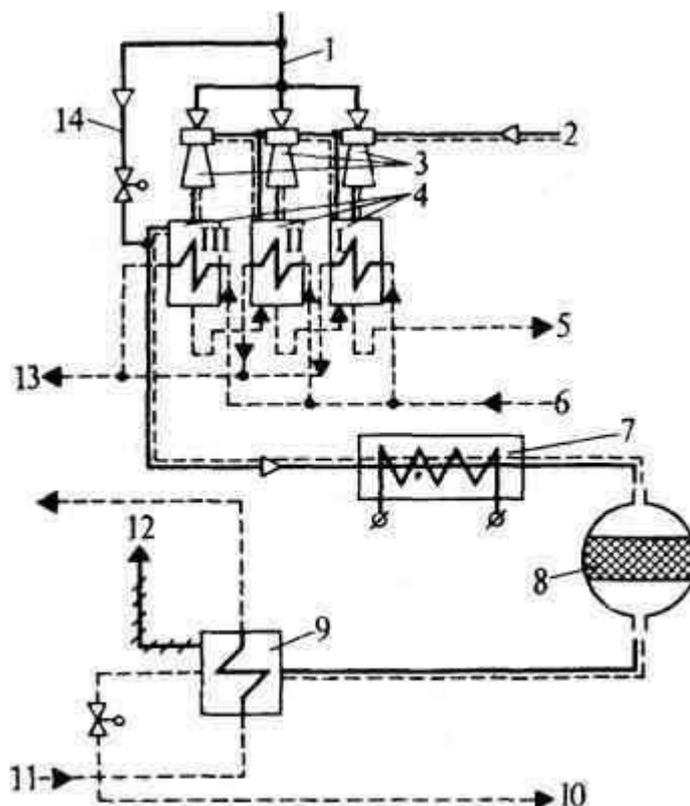


Рис. 9.8. Схема установки для сжигания водорода, отсасываемого вместе с паровоздушной смесью из конденсатора одноконтурной АЭС:

1 — подвод пара к основному эжектору; 2 — подвод парогазовой смеси из конденсатора; 3 — трехступенчатый эжектор; 4 — холодильники первой, второй и третьей ступеней эжекторов; 5 — отвод, конденсата после холодильников эжекторов в конденсатор турбины; 6 — подвод конденсата после конденсатного насоса первого подъема на холодильники эжекторов; 7 — электронагреватель контактного аппарата; 8 — контактный аппарат для сжигания водорода; 9 — конденсатор контактного аппарата; 10 — отвод конденсата в конденсатор; 11 — подвод конденсата после конденсатного насоса второго подъема на конденсатор контактного аппарата и его отвод ко всосу этого насоса; 12 — отвод в систему дезактивации газообразных сбросов; 13 — отвод конденсата к конденсатоочистке; 14 — дополнительный ввод пара при необходимости разбавления смеси, подаваемой в контактный аппарат

направляют в область отсоса конденсатора также и охлажденный выпар деаэраторов.

Для поддержания расчетного вакуума нельзя допускать такого повышения уровня конденсата в конденсаторе, при котором из теплообмена будет исключаться часть

поверхности охлаждения. С другой стороны, неблагоприятно и значительное снижение уровня конденсата или, тем более, полное опорожнение конденсатора, так как это может привести к уменьшению напора воды над насосом и к кавитации при входе в конденсатный насос. Задачу поддержания уровня конденсата в конденсаторе решает специальный *клапан рециркуляции* (13 на рис. 9.7).

Для уменьшения расхода пара на эжекторы необходимо следить прежде всего за плотностью соединения корпуса конденсатора с выхлопным патрубком турбины, так как сечение этого соединения наибольшее.

На одноконтурной станции паровой эжектор непрерывно удаляет образующиеся в реакторе продукты радиолитического разложения воды, в том числе атомарный водород и атомарный кислород. Для предотвращения возможного образования гремучей смеси в специальных контактных аппаратах организуют сжигание водорода (рис. 9.8). Если основной эжектор имеет холодильники не после всех трех ступеней, а только после двух первых, то перед электронагревателем контактного аппарата устанавливают специальный холодильник, максимально сокращающий объемы, проходящие в контактный аппарат. Электронагреватель позволяет ускорить реакцию в контактном аппарате. Для предотвращения образования гремучей смеси на тракте от холодильника третьей ступени эжектора до контактного аппарата имеется возможность разбавления концентрации водорода за счет подачи дополнительного пара по линии 14. Последующий выброс в атмосферу производится после дезактивации.

### **9.3. Методы борьбы с присосами охлаждающей воды в конденсаторе**

Вакуум в паровом объеме конденсатора и давление охлаждающей воды выше атмосферного создают существенный перепад давления, за счет которого в конденсирующийся пар через неплотности может проникать охлаждающая вода, недопустимо ухудшающая качество конденсата. Поэтому борьба с присосами охлаждающей воды в конденсаторе имеет большое значение для экономичности и надежности работы АЭС. При значительном присосе охлаждающей воды заглушают или заменяют разрушенные трубки, что требует останова установки. Если конденсатор имеет две самостоятельные половины для подачи охлаждающей воды (см. гл. 10), то можно отключать подачу циркуляционной воды в ту часть конденсатора, где находится аварийная трубка. При этом турбинная установка будет продолжать работать, хотя и на сниженной нагрузке. Присос охлаждающей воды выражается в долях расхода пара на турбину и составляет обычно 0,002 — 0,005%, предельно допустимый присос составляет 0,02% (для сильно минерализованных вод, например, морских, существенно меньше). Наиболее вероятным местом неплотностей являются места соединений трубок с трубными досками. На схеме, представленной рис. 9.9, поверхностный конденсатор имеет двойные трубные доски, которые все еще иногда используются для борьбы с присосом. Трубки ввальцованы в основные доски 3. На некотором расстоянии от них установлены дополнительные трубные доски. Между досками находится промежуточная камера, в которую подается конденсат по линии 9, создающий в камере большее давление, чем напор циркуляционной воды, для чего бачок для подачи конденсата в промежуточную камеру располагают на значительной высоте. В случае одноконтурной станции во избежание перетока активной среды в охлаждающую воду применяют не конденсат, а

обессоленную воду. Недостаток такого способа — безвозвратная потеря конденсата, перетекающего в охлаждающую воду, а главное — сложность изготовления и особенно ремонта такого конденсатора и усложнение компоновки.

Наиболее простой и дешевый метод борьбы с присосами в местах вальцовок — применение уплотняющих обмазок, которые наносят на трубную доску при монтаже конденсатора и восстанавливают в процессе ремонта при эксплуатации. Этот способ в настоящее время — обязателен.

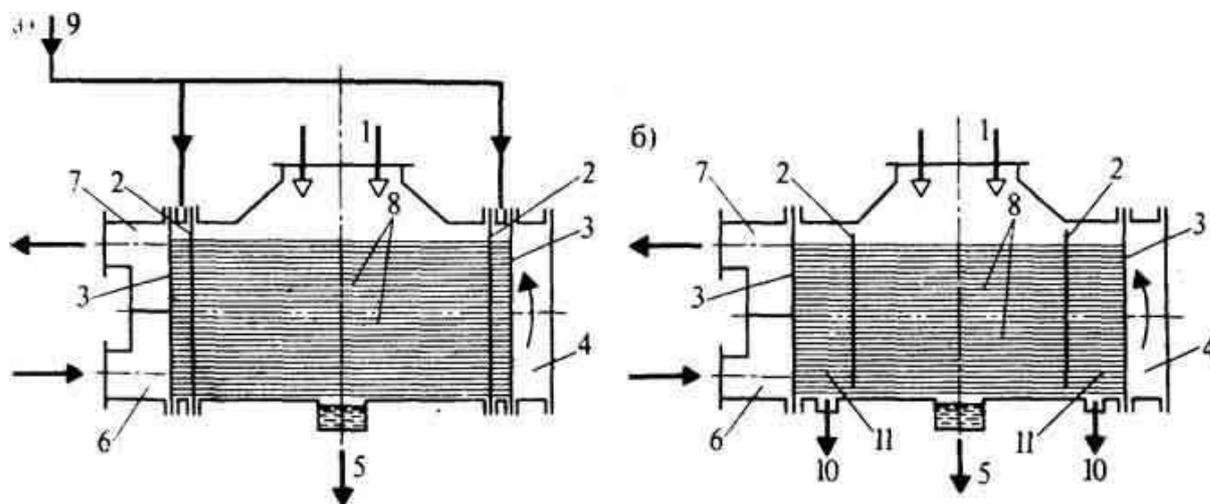


Рис. 9.9. Схема двухходового поверхностного конденсатора с двойными трубными досками:

1 — вход пара; 2 — дополнительная трубная доска; 3 — основная трубная доска; 4 — поворотная камера охлаждающей воды; 5 — отвод основного конденсата; 6 — входная камера охлаждающей воды; 7 — выходная камера охлаждающей воды; 8 — конденсаторные трубки; 9 — подача конденсата или обессоленной воды из верхнего бачка

Присос охлаждающей воды связан не только с неплотностями в местах вальцовок, но и с коррозионными трещинами, возникающими в процессе коррозии материала десятков тысяч трубок.

Если пропустить весь конденсат через ионообменную установку, то все примеси, поступающие с присосом охлаждающей воды, будут в ней задержаны и вредное влияние присоса ликвидировано. Поэтому, только обессоливание всего конденсата позволяет предотвратить вредное влияние присоса, происходящего не только в местах вальцовок, но и через коррозионные трещины в самих конденсаторных трубках, что делает обессоливание всего расхода конденсата для одноконтурной АЭС обязательным. Немаловажное значение имеет такая установка и для защиты реактора одноконтурной АЭС от возможных аварийных ситуаций, например при разрыве одной из конденсаторных трубок.

Конденсатоочистка увеличивает габариты всей установки и удорожает ее, поэтому необходимо стремиться к возможно большей ее компактности, что достигается повышением скорости фильтрации в конденсатоочистке до 80 м/ч (на фильтрах системы подготовки добавочной воды применяют 30 м/ч). С этой же целью рекомендуется использовать фильтры смешанного слоя, так как эффективность ионного обмена в них выше, чем в отдельных слоях катионита и анионита. Наиболее рационально применение трех фильтрующих установок — двух рабочих и одной резервной для возможности

регенерации в процессе эксплуатации. Для увеличения межрегенерационного периода наряду со 100%-ной конденсатоочисткой обязательно выполнение уплотняющих обмазок, чтобы уменьшить поступление примесей на фильтры. Однако если охлаждающая вода особенно агрессивна (например, морская вода), то она может в короткий срок разрушить обмазку и концентрация примесей перед конденсатоочисткой возрастет. В этом частном случае вместо обмазки мест вальцовок целесообразны двойные трубные доски.

Ионообменные фильтры на конденсате одноконтурной станции, так же как и нижняя (водяная) часть конденсатора, должны иметь биологическую защиту, радиоактивность ионообменных смол должна быть учтена при проведении регенерации.

Ионообменная конденсатоочистка удаляет как соли жесткости, так и хлорид-ион, то есть полностью обеспечивает требуемое качество конденсата для одноконтурной АЭС.

#### **9.4. Современные конденсаторы турбины насыщенного пара**

Конденсатор для турбины относительно небольшой мощности, например для АЭС с ВВЭР-440, изготавливают цилиндрической формы для уменьшения толщины стенки. Для мощной турбины размеры конденсатора становятся настолько большими, что появляется необходимость транспортировки его в разобранном виде и сборки на месте установки. Корпус такого конденсатора выполняют прямоугольной формы с внутренним оребрением для уменьшения необходимой толщины стенки. Такая форма корпуса облегчает монтаж конденсатора на месте и обеспечивает более свободный проход пара к поверхности теплообмена, что уменьшает паровое сопротивление конденсатора.

Компоновка теплообменной поверхности принимается "ленточной" (рис. 9.10) с достаточно большими свободными проходами для пара. На рисунке изображена правая половина конденсатора (левая ей симметрична). Каждая половина состоит из двух частей — верхней и нижней. Таким образом, конденсатор состоит из четырех примерно одинаковых частей.

По стороне охлаждающей воды конденсатор двухходовой: в нижней части осуществляется первый ход воды, а в верхней — второй. При длине трубок 9 м общая длина конденсатора составляет 14 м. При двухпоточном ЦНД конденсатор обычно имеет подсоединительные паровые патрубки с двух сторон по длине. Конденсатор конструируют с нисходящим потоком пара и отсосом паровоздушной смеси из центральной части нижней половины конденсатора, где температура охлаждающей воды меньше.

Обычно конденсатор располагают под турбиной (подвальное расположение). С увеличением производительности конденсатора такое размещение становится все более затруднительным. Это прежде всего относится к АЭС, так как расход пара для них существенно больше, чем для обычных станций. В этих условиях рассматривали боковое расположение конденсаторов, когда конденсаторы размещены с обеих сторон турбины двумя секциями по высоте, причем каждая из них имеет свой подвод и отвод охлаждающей воды. Боковое расположение корпусов конденсаторов по отношению к

турбине имеет определенные преимущества, так как увеличивается сечение патрубков от турбины к конденсатору и соответственно уменьшается их сопротивление.

Особенность боковых конденсаторов — боковое давление на переходный патрубок турбины, для восприятия которого используют специальные опоры.

Боковое расположение конденсаторов уменьшает потери давления при входе в конденсатор, так как делает возможным увеличение сечения патрубка, соединяющего конденсатор с турбиной. Однако имеются и недостатки: усложняются выполнение фундамента, компоновочные решения в машинном зале, ремонт и обслуживание турбины. Особенно проявляются недостатки бокового расположения конденсаторов для одноконтурных АЭС, так как обязательная биологическая защита водяного объема всех конденсаторов приводит, по существу, к биологической защите всех ЦНД, а не только ЦСД. Поэтому для одноконтурных АЭС такое расположение конденсаторов вообще неприемлемо.

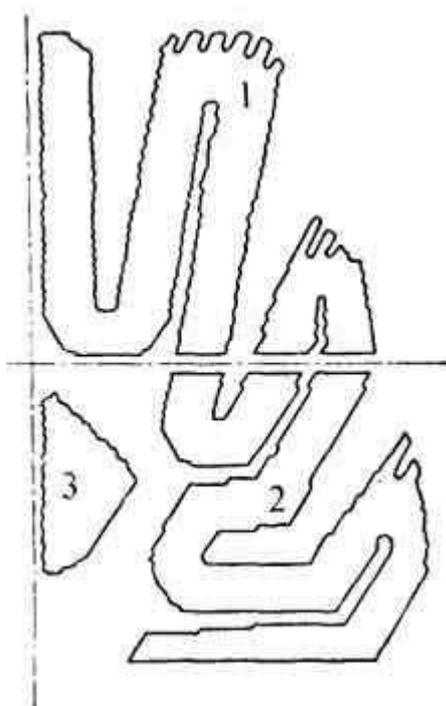


Рис. 9.10. "Ленточная" компоновка теплообменной поверхности современного конденсатора:

1 — трубки второго хода охлаждающей воды; 2 — трубки первого хода охлаждающей воды; 3 — трубки охладителя паровоздушной смеси

Основные данные по конденсаторам турбин насыщенного пара приведены в табл. 9.1. Расчетный вакуум для них соответствует температуре охлаждающей воды, приведенной в той же таблице. Если температура охлаждающей воды отличается, то достижимый вакуум будет отличаться от указанного в таблице.

**Таблица 9.1. Двухходовый конденсатор для паровой турбины на насыщенном паре**

Тип турбины	Тип конденсатора	Площадь теплообмена, м <sup>2</sup>	Расход пара в конденсатор, т/ч	Число конденсаторов на одну турбину, шт.	Расчетная температура охлаждающей воды, °С	Расчетный вакуум, кПа
К-220-44	К-12150	12 150	365	2	22	5,1
К-500-65/3000	К-10120	10 120	435	4	12	3,6
К-750-65/3000	К-16100	16 100	600	4	15	4,4
К-1000-60/1500	К-45600	45 600	1725	2	15	3,9
К-1000-60/3000	КЦ-1000	22 000	765	4	20	4,9

При пусконаладочных работах и при аварийном сбросе нагрузки турбиной возникает необходимость сброса пара, минуя турбину. В первых проектах АЭС для приема пара в этих режимах применяли большие теплообменники, в которых конденсация пара обеспечивалась при некотором противодавлении. Условно их называли *технологическими конденсаторами* и рассчитывали на большие расходы пара. Эти теплообменники использовались также в режиме расхолаживания реактора. Такое решение было чрезвычайно дорогим. В настоящее время в расхолаживании участвует только основное оборудование, а технологические конденсаторы для пусковых режимов рассчитывают на прием малого расхода пара. Так, для АЭС с РБМК-1000 устанавливают два технологических конденсатора по 250 т/ч, а в тепловой схеме предусматривают линии сброса пара в конденсатор помимо турбины. Для блока РБМК-1000 конденсаторы турбины должны допускать такой сброс в них пара каждый по 1450 т/ч.

Сброс пара производится в паровое пространство переходного патрубка (от турбины к конденсатору) через входящую в состав конденсационной установки быстродействующую редуцирующую установку, располагаемую вне переходного патрубка.

В паровой объем конденсаторов подается и добавочная (обессоленная) вода, восполняющая утечки в паротурбинной системе АЭС.

Расходы пара на турбину и в конденсатор зависят от времени года, что связано с сезонным изменением температуры и термического КПД турбинной установки. Поэтому производительность конденсатных насосов надо выбирать в расчете на 100%-ную нагрузку турбины в условиях летнего периода и с учетом расхода дренажей ПНД, если они подаются в конденсатор.

Напор конденсатных насосов определяют, исходя из давления в деаэраторе и сопротивления регенеративной системы и всего тракта от конденсатора до деаэратора.

Если применена 100%-ная конденсатоочистка, то используют двухподъемные конденсатные насосы, то есть устанавливают после конденсатора конденсатные насосы первого подъема (КН1), а после конденсатоочистки — второго подъема (КН2) (рис. 9.11 а.). Производительности этих насосов должны быть одинаковыми. Насос первого подъема преодолевает сопротивление тракта до конденсатоочистки и ее фильтров; насос второго

подъема — сопротивление остального тракта до деаэратора, то есть напор его больше, чем первого подъема. При этом фильтры конденсатоочистки работают под малым давлением. Применяется и одноподъемная схема (рис. 9.11б). Однако при этом фильтры должны быть рас-

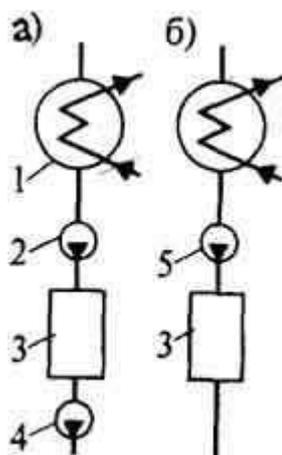


Рис. 9.11. Установка конденсатных насосов двухподъемная (а) и одноподъемная (б):

1 — конденсатор; 2 — конденсатный насос первого подъема; 3 — конденсатоочистка; 4 — конденсатный насос второго подъема; 5 — конденсатный насос полного подъема

считаны на полный напор насоса, то есть на давление около 2,0 МПа.

Для предотвращения кавитации в конденсатных насосах их устанавливают с определенным подпором по отношению к конденсатору. Если конденсаторы расположены в "подвальном" помещении, то величина подпора, естественно, весьма ограничена, поэтому сопротивление всасывающей линии от конденсатора до насоса должно быть минимальным.

Если принята бездеаэрационная схема, то конденсатный насос создает подпор для питательного, поэтому выбор обоих насосов необходимо делать совместно. В качестве конденсатных насосов применяют сальниковые центробежные (обычно многоступенчатые) насосы (то есть насосы с протечкой) с расположением под ними приемка и откачкой дренажа в баки "грязного" конденсата. Такое решение наиболее просто и экономично; оно может быть использовано и для конденсатных насосов одноконтурных АЭС, учитывая слабую радиоактивность конденсата, особенно после конденсатоочистки. Привод конденсатных насосов обычно только электрический.

Для выбора числа и производительности конденсатных насосов решающее значение имеет подход к их резервированию. По этому вопросу еще нет окончательных рекомендаций. Например, для пятого блока НВАЭС с ВВЭР-1000 конденсатные насосы выбраны без резерва — на каждую турбину мощностью 500 МВт установлено по два насоса, каждый на 50% производительности блока. При выходе из строя одного насоса произойдет не выключение турбины, а лишь снижение ее мощности. Так как стоимость конденсатного насоса относительно невелика, то часто применяют три насоса — два рабочих и один резервный, каждый по 50% производительности (рис. 9.12).

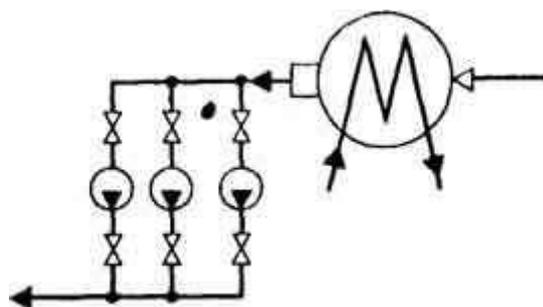


Рис. 9.12. Схема включения конденсатных насосов при установке двух рабочих и одного резервного

### 9.5. О перспективности бесприсосного конденсатора

Включение в схему АЭС ионообменной конденсатоочистки имеет не только положительное значение, но и экологически неблагоприятное воздействие на окружающую среду. Последнее объясняется необходимостью регенерации ионообменных фильтров по исчерпанию их обменной емкости с соответствующим сбросом в водоемы регенерационных вод с частично неиспользованными реагентами регенерации. То же относится

и к сбросам промывочных вод перед включением фильтров в работу после завершения регенерации. Особая сложность возникла для одноконтурной АЭС в связи с накоплением радиоактивности в их конденсатоочистках. Поэтому возникла идея бесприсосного конденсатора, в связи с чем для конденсаторных трубок начали применять не медные сплавы, а другие материалы. Таким конденсаторам присвоили наименование «бесприсосных».

В прежние годы медистые сплавы для конденсаторных трубок считались неизбежными, так как теплопроводность таких материалов является наивысшей. Все предложения о замене этих сплавов отвергались в связи с их меньшей теплопроводностью, то есть делался вывод о том, что при такой замене необходимо увеличение поверхности теплообмена в конденсаторе. Однако сопоставление различных материалов, предлагаемых для замены, делалось только по значению теплопроводности  $\lambda$ , что незаконмерно. В формулу для определения «К» входит не сама  $\lambda$ , а отношение к ней толщины стенок трубок, то есть  $\delta_{cm}/\lambda$ , как это видно из формулы для коэффициента теплопередачи:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{конд}} + \frac{\delta_{cm}}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_{ох.в}}}$$

Между тем некоторые материалы (например, титановые сплавы) допускают уменьшение толщины стенки трубок в сравнении с латунными. Кроме того, медистые сплавы ставят ограничения по скоростям охлаждающей воды, применение же титановых сплавов позволяет повысить скорости охлаждающей воды.

Расчеты, проведенные с учетом вышесказанного, показывают, что применение титановых сплавов или мартенситно-ферритной стали взамен медных сплавов позволяет не только сохранить ту же потребную площадь теплообменной поверхности, но даже уменьшить ее. Важно также, что при этом можно отказаться от 100 %-ной конденсатоочистки, экологически неблагоприятной в связи со сбросом бóльшего количества примесей, чем их поступает с присосом (в связи со сбросом при регенерации также и реагентов, подаваемых для регенерации). Особенно неблагоприятна работа конденсатоочистки на одноконтурной АЭС, где она является своеобразным накопителем радиоактивности. После полного исчерпания емкости смолу смешанного слоя или захороняют, или регенерируют с последующей обработкой регенерационных вод. Первый процесс на отечественных станциях не применяется из-за дороговизны смол; второй — неблагоприятен для персонала АЭС. В результате не только ухудшается качество воды водоемов,

но и удорожается и осложняется подготовка добавочной воды. Таким образом, на современных электростанциях, имеющих конденсатоочистки, имеет место не борьба с присосом, а лишь борьба с его последствиями для работы блока.

Для подавляющего большинства конденсаторов присос охлаждающей воды считается неизбежным. Он является следствием любых возможных неплотностей в теплообменных трубках, так как чаще всего для них применяют медно-никелевые сплавы, имеющие наиболее высокую теплопроводность, но и малую механическую прочность в сравнении с другими материалами энергетики (стали и др.). При этом переток охлаждающей воды возможен даже через малые коррозионные трещины, так как в паровом объеме конденсатора существует разрежение, а давление воды в системе охлаждения достигает ~0,2 МПа. От агрессивности воды зависит не только выбор материала трубок, но и скорости охлаждающей воды в них, составляющей для латуни 2 — 2,1 м/с, а для сплава МНЖ-5-1: 2,5 — 2,7 м/с. Поэтому за рубежом уже в 70-х годах начали применять нержавеющие стали и титановые сплавы, считая такие конденсаторы "бесприсосными". Такие конденсаторы позволяют отказаться от БОУ. Скорость охлаждающей воды принимается более высокой, чем для медно-никелевых сплавов, а толщина трубок — меньшей, что позволяет не увеличивать потребную поверхность теплообмена в конденсаторе и не увеличивать объем конденсатора. Однако применять для трубок надо не дорогие высокотемпературные стали, а мартенситно-ферритную сталь, более дешевую, в связи с отсутствием в ней никеля, но по общей коррозии такую же. Трубки из стали 08X14МФ выпускаются Первоуральским заводом для двух типоразмеров: 16/1,4 и 14/1,2 мм при длине от 3 до 12,5 м.

На рис. 9.13 показана функциональная схема "бесприсосного" конденсатора, а на рис. 9.14 график включения БОУ по сигналу о качестве /электропроводности/ конденсата. Из этих рисунков ясно, что клапан *в* всегда открыт, а клапан *а* открыт только в нормальном режиме, когда качество конденсата нормальное; при ухудшении качества конденсата клапан *а* закрывается и одновременно открывается клапан *б*, подавая конденсат на очистку в БОУ, при улучшении качества конденсата клапан *б* закрывается, а клапан *а* — открывается.

Практически достаточна только одна установка БОУ /и одна резервная/ на всю АЭС, в принципе, включение БОУ может не понадобиться. Поэтому можно рекомендовать для АЭС применять только "бесприсосные" конденсаторы при скорости воды в них, выбираемой такой, чтобы с учетом вдвое меньшего значения коэффициента теплопроводности для стали 08X14МФ в сравнении с медно-никелевыми сплавами поверхность теплообмена не увеличивалась. Заметим, однако, что при этом (во всяком случае, для одноконтурной АЭС) надо большое внимание уделять работе сепаратора, устанавливаемого после части высокого давления турбины, для вывода из него всех содержащихся в нем загрязнений (особенно для одноконтурной АЭС).

Большим преимуществом предлагаемого выполнения конденсаторных трубок из стали 08X14МФ является возможность выполнения всего тракта только стальным (при использовании этой стали и для ПНД). В таких условиях медь будет полностью отсутствовать и коррозия значительно уменьшится, так как будут отсутствовать иницирующая ее ионы меди.

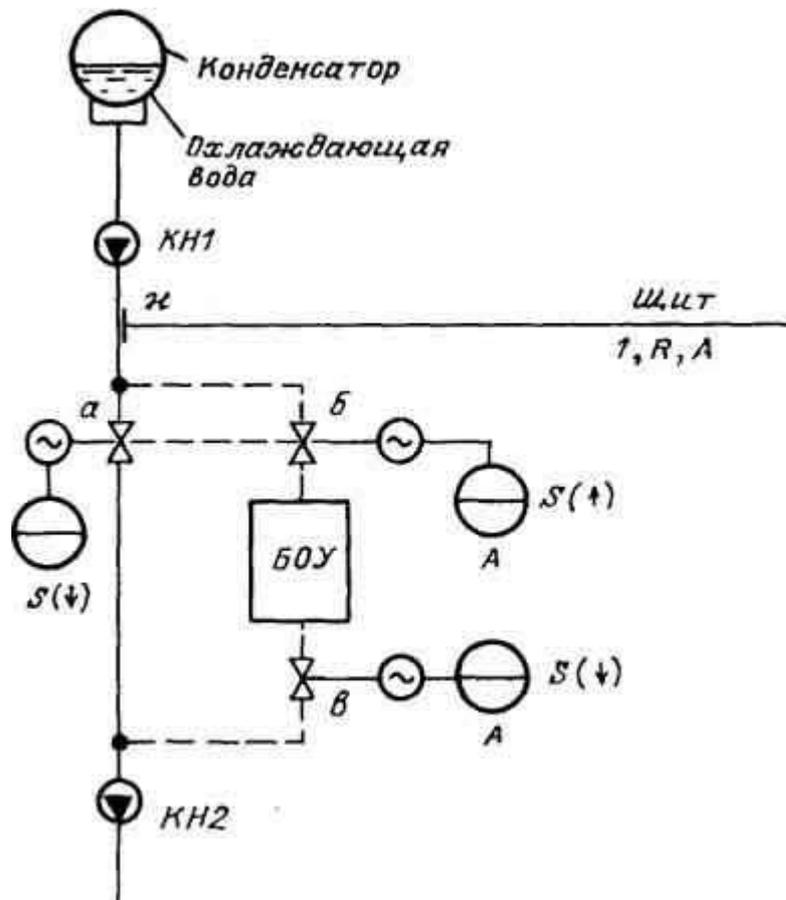


Рис. 9.13. Функциональная схема включения БОУ для бесприсосного конденсатора по качеству его конденсата (по  $\chi$ ) На щите: I — показание; R — запись; A — сигнал. S(↑) — блокировка по верхнему значению; S(↓) — блокировка по нижнему значению

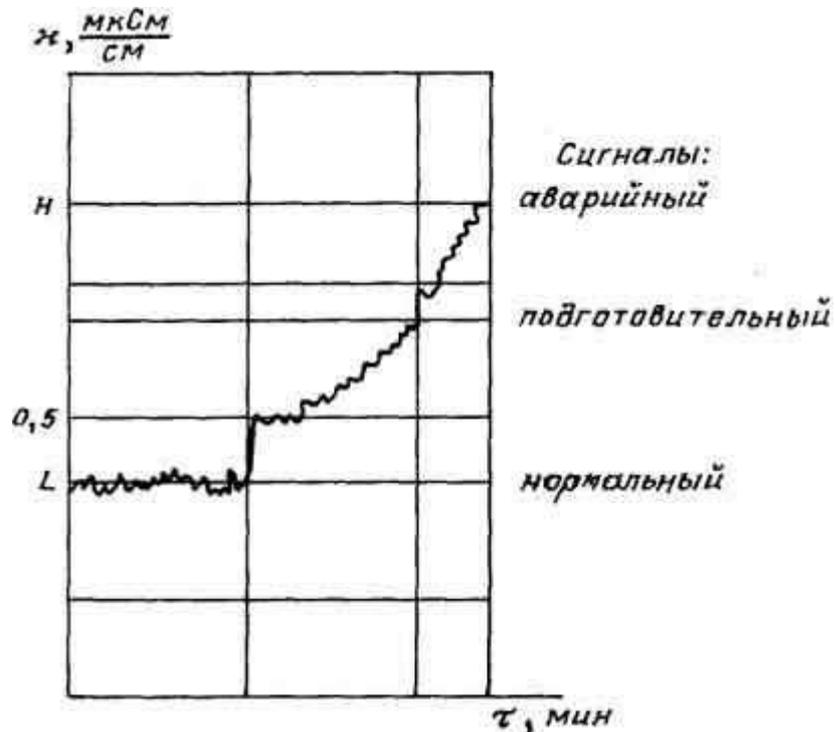


Рис. 9.14. График включения БОУ по сигналу о качестве конденсата турбины L — нормальное значение  $\chi$ ; H — верхнее предельное значение  $\chi$ .

# ТЕХНИЧЕСКОЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ

### 10.1. Назначение системы технического водоснабжения

От многих агрегатов АЭС, как основных, так и вспомогательных, а также из отдельных ее помещений необходимо отводить в окружающий воздух большое количество теплоты. Для того чтобы охлаждающие поверхности и устройства в пределах главного корпуса были компактными, в качестве промежуточной охлаждающей среды для оборудования и помещений главного корпуса используют техническую воду, которую затем охлаждают вне главного корпуса. Отдельные системы охлаждения, объединенные в единую, называют *системой технического водоснабжения*. Для работы АЭС техническое водоснабжение имеет немаловажное значение, во многом определяя надежность и экономичность ее работы. Капиталовложения в систему технического водоснабжения составляют 5 — 10 % (в отдельных случаях и более) общей стоимости установленного киловатта. Поэтому необходимо уделять большое внимание выбору проектных решений для системы технического водоснабжения и учитывать их при выборе площадки для строительства (см. гл. 11).

Потребности отдельных агрегатов и помещений в расходах охлаждающей воды и необходимых ее напорах различны. Каждая система должна проектироваться отдельно с выбором трассировки и насосов для нее и с последующим рассмотрением всей системы в целом.

Расход в системе технического водоснабжения в наибольшей степени определяется потребностью в охлаждающей воде конденсационной установки. Для АЭС расход циркуляционной воды конденсаторов больше, чем на обычной тепловой электростанции, в связи с применением на АЭС турбины насыщенного пара невысокого давления, при котором в конденсаторы поступает существенно больший (в ~ 1,6 раза) расход пара по сравнению, например, с турбиной сверхкритических параметров, устанавливаемой на ТЭС.

Кроме конденсаторов турбины потребителями охлаждающей воды на АЭС являются: маслоохладители и газоохладители турбогенераторов; подшипники насосов и других вспомогательных агрегатов; теплообменники вентиляционных систем, бассейнов выдержки и перегрузки, расхолаживания реактора, автономных контуров главных циркуляционных насосов; спецводоочистка. Кроме того, техническая вода подается в систему водоподготовки и для санитарно-бытовых нужд.

Для потребителей, непосредственно связанных с реакторной системой, применяют, как обязательный при любом качестве воды технического водоснабжения, *промежуточный контур*. Необходимо соотношение давления в промежуточном контуре и сопряженных с ним системах, исключающее распространение радиоактивности на станции, а именно давление  $p_1$  в первом контуре всегда значительно выше давления  $p_2$  в промежуточном контуре, поэтому перетечка радиоактивной воды возможна. Если принять давление в промежуточном контуре меньшим, чем давление охлаждающей воды  $p_3$ , то переток воды из промежуточного контура в основную охлаждающую воду будет невозможен.

Конденсаторы охлаждаются изолированно от других систем, так как существуют режимы, при которых турбина выключена, а охлаждение отдельных систем необходимо. Охлаждение автономных контуров ГЦН и теплообменников САОЗ, рассмотрено в § 7.4. Техническая вода подается также в баки технической воды, снабженные аварийными насосами, автоматически включающимися при обесточивании.

## 10.2. Охлаждение конденсаторов турбины

Конденсаторы турбины — это основные потребители охлаждающей воды (до 90 % всего расхода). Кроме того, как показано в гл. 8, именно конденсаторы требуют наиболее глубокого охлаждения, то есть наименьшей температуры воды на входе. С этой точки зрения наиболее целесообразной была бы проточная система охлаждения, когда вода забирается из естественного источника водоснабжения, а после охлаждаемого агрегата сбрасывается в тот же источник, но ниже по течению. В современных условиях состояние рек и других водоемов таково, что проточная система для мощной ТЭС исключается. Для АЭС она вообще не применима из опасности распространения радиоактивности.

Для ТЭС и тем более для АЭС применимы только *оборотные системы охлаждения*. К ним относятся: *пруды-охладители, градирни и брызгальные бассейны*.

Расход воды на охлаждение конденсаторов зависит от выбранного значения кратности охлаждения  $m$  [см. (9.2)]. Его

значение зависит от конструкции конденсатора и организации движения воды в нем. Вода может пройти конденсатор одним потоком (*одноходовой конденсатор*), но может образовать и несколько ходов. Так, на рис. 9.9 представлен *двухходовой конденсатор*, в котором вода проходит сначала по трубкам нижней половины конденсатора, затем через поворотную камеру поступает в трубки верхней половины.

От скорости охлаждающей воды в трубках конденсатора зависят коэффициент теплопередачи и потребная поверхность теплообмена в нем. С увеличением скорости повышается сопротивление конденсатора по стороне воды, а потому и расход электроэнергии на перекачку. Это существенно ограничивает применяемую скорость. Кроме того, ограничение скорости воды связано и с опасностью так называемой *ударной* (или струйной) *коррозии трубок* под воздействием струи охлаждающей воды. Обычно скорость воды принимают в пределах до 2 м/с для латунных конденсаторных трубок.

Поддержание одной и той же скорости воды заставляет при одноходовом конденсаторе пропускать через него больший расход воды, чем при двухходовом, так как общее число трубок в трубной доске остается тем же. Кратность охлаждения для одноходового конденсатора получается наибольшей и обычно выше оптимальной по технико-экономическим соображениям. Расчет показывает, что наилучшие показатели имеет двухходовой конденсатор. Более сложная трехходовая конструкция для мощной турбины вообще не характерна, так как ее сопротивление велико, а вход и выход водоводов не односторонни, что неудобно в компоновке.

Глубокая очистка охлаждающей воды экономически нецелесообразна ввиду ее очень большого расхода. Поэтому в трубках конденсаторов возможны наносные отложения и

карбонатное накипеобразование. Для борьбы с наносными отложениями применяют механическую очистку перед циркуляционными насосами, дополняемую очисткой конденсаторных трубок резиновыми шариками, которые потоком воды прогоняют внутри трубок насосами 1 (рис. 10.1). В отводящем водоводе около конденсатора устанавливают шарикоулавливающую сетку 3. Из нее шарики вместе с небольшим количеством воды отсасываются водо-водяным эжектором 2 и сбрасываются в подводящий водовод. Эжектирующую воду подают от насосов. При работающей турбине шарики циркулируют непрерывно. Такую очистку конденсаторных трубок обычно дополняют периодической, а иногда и непрерывной химической обработкой для борьбы с биологическим зарастанием и цветением в трубках конденсаторов и с кальциевым накипеобразованием. Для борьбы с биологическим зарастанием подпиточную охлаждающую воду хлорируют. Хлорирование производится систематически в течение 10 мин с перерывом

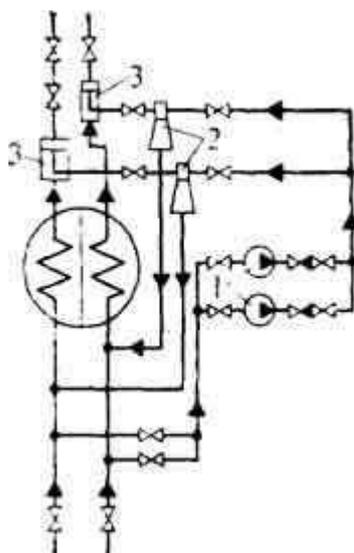


Рис. 10.1. Схема использования резиновых шариков для очистки конденсаторных трубок:

1 — насосы очистки; 2 — водо-водяные эжекторы; 3 — шарикоулавливающая сетка

в течение часа во избежание приспособления бактерий к хлорной среде.

Для борьбы с образованием низкотемпературной карбонатной накипи, ухудшающей теплопередачу и вакуум, учитывая сложность химических очисток от накипи многочисленных конденсаторных трубок, для оборотных систем охлаждения применяют упрощенную химическую обработку подпиточной воды.

Расход охлаждающей воды для конденсаторов определяют в соответствии с выбранной кратностью охлаждения по уравнению (9.1) с увеличением на значение расхода на масло- и газоохладители турбогенератора, питающихся от той же системы, так как работа охладителей связана с работой турбины не в меньшей степени, чем конденсатора. На рис. 10.2 приведена схема блочного включения циркуляционных насосов на каждую половину конденсатора. Каждый из насосов подает воду только в одну половину конденсатора. Водоснабжение масло- и газоохладителей генераторов производят из перемычки от любого из насосов. Охлаждающая вода масло- и газоохладителей проходит сетчатые механические фильтры. В зимнее время применяют рециркуляцию воды по линии б, чтобы исключить выпадение влаги в газоохладителе генератора. Чтобы влага не попадала в маслосистему, давление воды в маслоохладителях

должно быть ниже давления масла, поэтому гидравлическое сопротивление маслоохладителей невелико и установка дополнительных насосов не требуется. В процессе пуска циркуляционной системы из всех ее верхних точек с помощью пускового водо-водяного эжектора 3 должен быть удален воздух, для чего предусматривают соответствующие отводы.

Расход охлаждающей воды на конденсаторы турбин

$$W_{\text{ох.к}} = nmD_k + W_{\text{ох.г}} \quad (10.1)$$

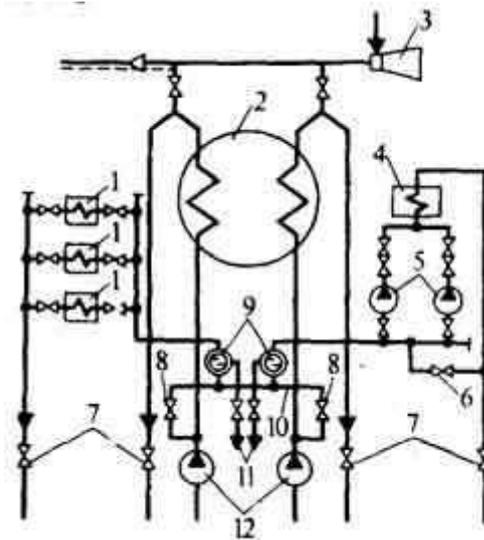


Рис. 10.2. Блочная схема включения циркуляционных насосов:

1 — маслоохладители; 2 — конденсатор; 3 — водо-водяной эжектор; 4 — газоохладитель генератора; 5 — подъемные насосы газоохладителей; 6 — линия рециркуляции; 7 — задвижка на сливных водоотводах; 8 — задвижка на перемычке; 9 — механические фильтры; 10 — перемычка напорных водоводов; 11 — сброс промывочной воды механических фильтров; 12 — циркуляционные насосы

где  $n$  — число конденсаторов;  $m$  — кратность охлаждения (см. гл. 9);  $D_k$  — расход пара в конденсатор турбины, который определяют для максимальной мощности турбины и наименьшего вакуума (летний период);  $W_{ox.g}$  — расход воды на охлаждение масло- и газоохладителей всех турбогенераторов.

Оборотные системы работают по принципу испарительного охлаждения, то есть отвод теплоты в воздух происходит за счет парообразования части охлаждающей воды, с выбросом в атмосферу образовавшегося пара. Кроме того, оборотные системы имеют потери воды, уносимой с паром, и постоянную продувку. С учетом этих обстоятельств при оборотной системе технического водоснабжения на ее подпитку необходим расход воды

$$W_{ox.n} = n W_{ox.n} + W_{ox.pr} + W_{ox.y}, \quad (10.2)$$

где  $W_{ox.n}$  — количество испаренной влаги в охладителе оборотной системы в расчете на один конденсатор;  $W_{ox.pr}$  — расход воды на продувку оборотной системы;  $W_{ox.y}$  — унос влаги.

Определим  $W_{ox.n}$ . При конденсации пара в конденсаторах необходимо отвести теплоту, определяемую как  $n D_k x_k$ . Это количество теплоты передается технической воде, то есть тепловой баланс для  $n$  конденсаторов составляет

$$n D_k x_k \gamma_k = n m D_k (h_{ox_2} - h_{ox_1}), \quad (10.3)$$

где  $D_k$  — расход влажного пара в каждый конденсатор;  $m$  — кратность охлаждения;  $x_k$  — степень сухости пара, поступающего на конденсацию;  $\gamma_k$  — теплота конденсации для условий конденсатора;  $h_{ox_1}$  и  $h_{ox_2}$  — энтальпии охлаждающей воды до и после конденсатора.

Так как охлаждение циркуляционной воды оборотной системы происходит за счет испарения части воды, то тепловой баланс охладительной установки составляет

$$n m D_k (h_{ox_2} - h_{ox_1}) = n W_{ox.n} x_{ox} \gamma_{ox}, \quad (10.4)$$

где  $x_{ox}$  — степень сухости пара, образуемого в охладителе;  $\gamma_{ox}$  — теплота парообразования для условий охладителя.

В интервале давления 0,003 — 0,1 МПа теплота парообразования практически постоянна. Степень сухости пара, поступающего в конденсатор, составляет 0,93 — 0,83, а для пара, выделяющегося из циркуляционной воды, близка к единице. Поэтому можно считать, что

$$x_k \gamma_k \approx x_{ox} \gamma_{ox} \quad (10.5)$$

Тогда совместное рассмотрение уравнений (10.3) и (10.4) дает

$$W_{ox.n} \approx D_k \quad (10.6)$$

Из (10.6) видно, что количество воды, теряемое оборотной системой на испарение, примерно равно расходу пара в конденсаторы турбин, то есть довольно значительно, хотя существенно (в  $m$  раз) меньше, чем расход циркулирующей воды. Так, для АЭС мощностью 1000 МВт расход воды на испарение в охладителе оборотной системы, то есть потеря воды в циркуляционной системе, составляет около 3000 т/ч при общем расходе воды, циркулирующей в оборотной системе технического водоснабжения, до 200 000 т/ч. Значение  $W_{\text{ох.пр}} + W_{\text{ох.ур}}$  входящее в (10.2), принимают до 5 %  $nW_{\text{ох.в}}$ . Суммарный расход технической воды на АЭС определяют, увеличивая на  $\sim 10$  % расход воды на конденсаторы турбин.

### 10.3. Основы работы охладителей оборотных систем водоснабжения

В оборотных системах вода циркулирует по замкнутому контуру. Проходя через конденсатор и другие теплообменники, она нагревается до температуры  $t_1$  на входе в охладитель, а проходя через него, охлаждается до температуры  $t_2$ . Для конденсатора температура воды на выходе  $t_{\text{ох}_2}$ , на входе  $t_{\text{ох}_1}$  (см. гл. 9). Поэтому  $t_2 - t_1 = t_{\text{ох}_2} - t_{\text{ох}_1}$ , причем  $t_1 = t_{\text{ох}_2}$  и  $t_2 = t_{\text{ох}_1}$ , если пренебречь потерей воды в системе, то равными будут не только количества теплоты, но и разности температуры воды.

Анализ тепловой работы охладителей оборотных систем удобно выполнять применительно к потоку охлаждающей воды, проходящей через конденсаторы. Разность температуры до и после охладителя  $\Delta t = t_1 - t_2$  называют *зоной охлаждения*, которая, как было показано выше, равна повышению температуры воды при проходе через конденсатор и зависит только от режима его работы.

Влажность воздуха определяют, сопоставляя его температуру по показаниям сухого  $\theta$  и смоченного  $\tau$  термометров. Относительная влажность воздуха  $\varphi$  представляет собой отношение парциальных давлений водяных паров при температуре  $\tau$  и  $\theta$ . Если  $\tau^* = \theta$ , то относительная влажность воздуха  $\varphi = 100\%$  и испарительное охлаждение становится невозможным. (Если в приземной зоне  $\tau = \theta$ , то чем выше слой воздуха от поверхности земли, тем меньше  $\tau$ .) Однако обычно  $\tau < \theta$  и соответственно  $\varphi < 100\%$ , причем часто значительно, то есть в охладительных устройствах отводится количество теплоты, расходуемой на испарение части влаги в воздух, относительная влажность которого менее 100%.

Температуру смоченного термометра, зависящую от влажности воздуха и его температуры, называют также *теоретическим пределом охлаждения воды*. Из рис 10.3 видно, что

при  $\varphi = 100\%$  температура воды не может быть ниже температуры воздуха, но чем меньше влажность воздуха, тем больше может быть охлаждена вода по сравнению с температурой воздуха. Однако действительная температура  $t_2$  (°C) воды после охладителя всегда выше теоретического предела охлаждения на значение  $\delta$  (рис. 10.4), называемое *относительным пределом охлаждения*, то есть

$$t_2 = \tau + \delta \quad (10.7)$$

причем степень совершенства охладительного устройства характеризуется отношениями

$$(t_1 - t_2)/(t_1 - \tau) = \Delta t / (\Delta t + \delta), \quad (10.8)$$

или

$$(t_1 - t_2)/(t_2 - \tau) = \Delta t / \delta, \quad (10.8 a)$$

то есть определяется практически величиной  $\delta$ .

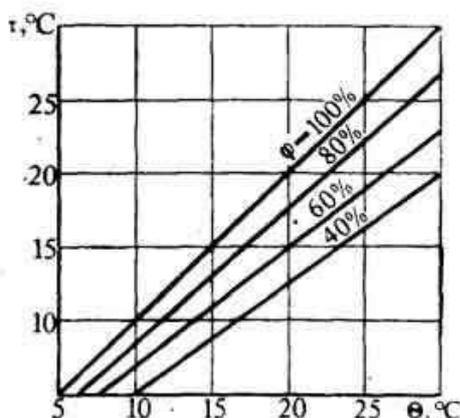


Рис. 10.3. Теоретический предел охлаждения воды за счет испарительного охлаждения  $\tau$  (равный температуре мокрого термометра) в зависимости от температуры воздуха по сухому термометру  $\theta$  и влажности воздуха  $\varphi$

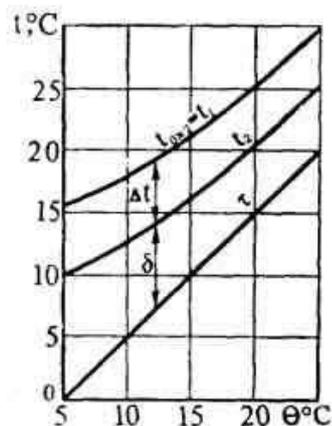


Рис. 10.4. Температура воды после охладителя  $t_2$  в сравнении с температурой воды после конденсатора  $t_{ок}$ , температурой воздуха  $\theta$  (°C) и теоретическим пределом охлаждения  $\tau$  (°C)

Чем больше поверхность контакта воды и воздуха (то есть поверхность, с которой происходит испарение), тем интенсивнее охлаждение. Чем интенсивнее отвод образовавшихся водяных паров от поверхности испарения, тем меньше относительная влажность воздуха вблизи нее и глубже охлаждение. Различные охладительные устройства отличаются между собой по этим показателям. Для характеристики габаритов ох-

ладительного устройства пользуются понятием *площадь орошения*  $S_{op}$  ( $m^2$ ), понимая под ней поперечное сечение места встречи охлаждаемой воды с воздухом. Чем совершеннее охладительное устройство, тем больше поверхность контакта воды и воздуха при той же площади орошения и тем больше основная его характеристика, под которой понимают удельную гидравлическую нагрузку  $W/S_{op}$ ,  $m^3/(m^2 \cdot ч)$ .

#### 10.4. Основные типы охладительных устройств обратных систем водоснабжения

При обратном водоснабжении применяют только двухходовые конденсаторы. Циркуляционные насосы, как правило, устанавливают в отдельной насосной, но можно и в машинном зале у конденсаторов турбины.

Из числа устройств, применяемых в системах технического охлаждения, следует указать прежде всего на искусственные *пруды* — *охладители*. Эти устройства наиболее простые и к тому же дающие наиболее глубокое охлаждение, обеспечивающие наиболее глубокий вакуум и, следовательно, наивысшую экономичность. Однако они неблагоприятны, так как для их сооружения отчуждают значительные участки земли. Кроме того, они совершенно не пригодны для использования на ТЭЦ, которые располагаются обычно или в черте города, или вблизи города.

Для АЭС ранее тоже использовались пруды-охладители, причем это делалось в основном по настоянию турбинных заводов во имя получения наивысшей экономичности. Опыт Чернобыльской АЭС побуждает вообще отклонить использование прудов-охладителей для АЭС. Следует считать для АЭС, как обязательное, размещение всех сооружений, в том числе и охлаждающих устройств, на территории промышленной площадки АЭС. Известно, что для Чернобыльской АЭС был сооружен пруд-охладитель площадью 25 квадратных километров и глубиной 4 метра. Разумеется, такой огромный пруд мог быть размещен только вне промышленной площадки ЧАЭС. В результате аварии на четвертом блоке этой АЭС в пруд-охладитель была занесена значительная радиоактивность, а дезактивация пруда-охладителя еще даже не начата. Существует реальная опасность проникновения через, разумеется, не абсолютно плотные стенки и днище пруда этой радиоактивности в подземные воды с соответствующим распространением по территории региона. Все это означает недопустимость использования для АЭС прудов-охладителей. Из числа других устройств технического водоснабжения использование на АЭС возможно брызгальных бассейнов и градирен.

Брызгальные бассейны дают более глубокое охлаждение, чем градирни. Это искусственные бассейны, над которыми через распиливающие сопла подается вода, подлежащая охлаждению. Поверхность контакта с воздухом существенно развита, так как она равна суммарной поверхности мелких капель. В результате увеличивается интенсивность испарительного охлаждения.

Конструкции сопел, применяемых для распиливания воды, многообразны. Основные требования, предъявляемые к ним, — возможно более тонкое распыление при меньшем напоре, а также большая производительность, простота и незасоряемость. Разрез по брызгальному бассейну представлен на рис. 10.5. Глубина бассейна должна быть не менее 1,5 м, чтобы вода не прогревалась солнцем. Для уменьшения уноса капель ветром

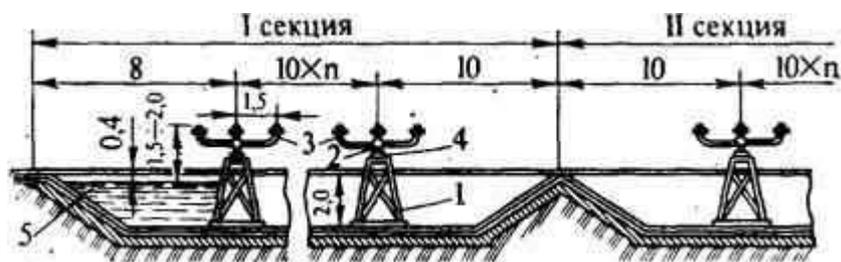


Рис. 10.5. Разрез брызгального бассейна (размеры в метрах):

1 — стальные опорные конструкции; 2 — распределительная труба; 3 — сопла; 4 — роликовые опоры; 5 — нормальный уровень воды

расстояние от крайних сопел до борта бассейна принимают не менее 7 м. Бассейны секционируют для удобства чистки и ремонта. Над ними прокладывается сеть разводящих труб, на которых равномерно распределены группы вертикальных сопел, распыляющих воду, подаваемую к ним циркуляционными насосами. Высота расположения сопел над уровнем воды в бассейне должна быть не менее 1,5 м. Для доступа воздуха ко всем соплам ширину бассейна принимают равной 50 — 55 м.

Эффект охлаждения в брызгальных бассейнах увеличивается при более тонком распылении. Однако при этом повышается расход электроэнергии для создания большего напора перед соплами. Интенсивность охлаждения возрастает с увеличением скорости ветра, но одновременно растет потеря воды с уносом капель. При работе брызгальных бассейнов возможно образование тумана, которое может привести в зимнее время к обледенению близлежащих сооружений, что необходимо учитывать при разработке генерального плана станции (см. гл. 11). Сопла устанавливают по одному или группами до пяти штук каждая с расстоянием между ними в пределах 3 — 7 м.

Брызгальные бассейны занимают небольшие территории, в 30 — 40 раз меньше, чем пруды-охладители. На АЭС их используют обычно для охлаждения воды промежуточных контуров реакторного зала и воды систем обеспечения аварийного охлаждения активной зоны (см. рис. 7.11).

Охлаждающая вода забирается из бассейна. Для поддержания качества воды на допустимом уровне часть воды продувается, а ее убыль в результате испарения — восполняется. По самотечным, но обязательно закрытым каналам вода поступает к насосам, установленным в обстройке герметичной оболочки реактора (для АЭС с ВВЭР-1000).

Отводящие трубопроводы от конденсаторов напорные: их прочность должна быть рассчитана на давление, необходимое для создания напора перед соплами и преодоления сопротивлений на тракте от конденсатора до сопел.

Наименьшие площади требуются для размещения *градирен*. Их постройка — обычно наиболее дорогое решение, но потери воды в них существенно меньше, чем в брызгальных бассейнах. Различают следующие типы градирен: *открытые*, в которых распределительная система расположена на открытом воздухе, и *закрытые*, где распределительное устройство ограждено башней (*башенные градирни*). Для АЭС применяют только башенные градирни обычно противоточного типа — движение воздуха вверх за счет разности плотностей нагретого воздуха внутри башни и холодного — вне ее, а движение охлаждаемой воды — вниз.

Система оборотного водоснабжения с использованием градирен показана на рис. 10.6. Основное направление развития градирен — увеличение их единичной мощности, что достигается за счет увеличения высоты башни и площади орошения и за счет совершенствования организации процессов тепло-массообмена в градирне. В связи с этим возрастает удельная гидравлическая нагрузка.

Вытяжная башня может выполняться или металлической с алюминиевой обшивкой или железобетонной. На рис. 10.7 представлена железобетонная градирня гиперболической формы. Для максимальной ее высоты 150 м диаметры ее составляют у основания 126 м, в верхнем сечении — 66 м и в наиболее узком сечении (на отметке 128 м) — 63 м. Градирня состоит из следующих элементов: вытяжной башни, водораспределительной системы, оросителя, водосборного бассейна и влагоулавливающего устройства.

Воздух поступает в нижнюю часть градирни через "окна" высотой 12 м, расположенные по всей окружности

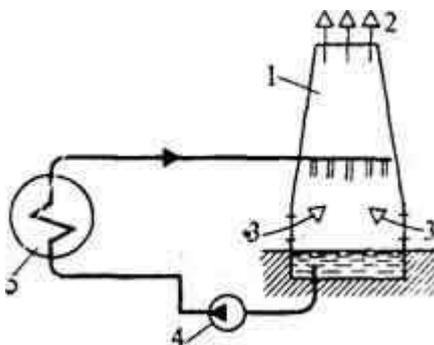


Рис. 10.6. Схема циркуляции воды при охлаждении ее в градирне:

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

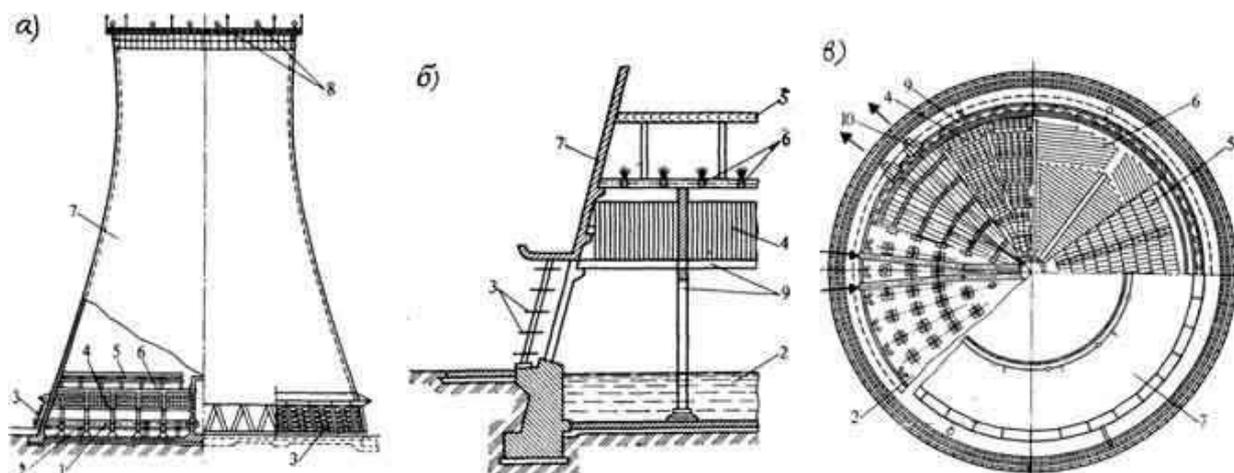


Рис. 10.7. Градирня противоточного типа с естественной тягой:

1 — подводящие трубопроводы; 2 — водосборный бассейн; 3 — воздухонаправляющие щиты; 4 — щиты оросительного устройства пленочного типа; 5 — водоуловитель; 6 — водораспределительные трубопроводы с разбрызгивающими соплами; 7 — вытяжная железобетонная башня; 8 — светоограждение; 9 — каркас оросителя; 10 — отводящие трубы

башни. Скорость воздуха в башне: на выходе из нее — 1,0 — 1,3 м/с, а на уровне оросительного устройства — 0,8 — 1,0 м/с.

Оросительное устройство высотой 2,5 м представляет собой пакеты асбоцементных листов размером 2,5×1,5 м толщиной 6 мм, расположенных с расстояниями между листами 25 мм. При высоте листов 1,25 м их устанавливают в два яруса.

Водораспределительная система состоит из асбоцементных труб диаметром 400 мм с расположенными на них полиэтиленовыми соплами, направленными вверх, с расстоянием между соплами 0,8 — 1,0 м. Расстояние между распределительными трубами 1,2 — 1,5 м. Охлаждаемая вода в виде тонких пленок стекает вниз вдоль щитов. Поэтому такого типа оросительное устройство и соответственно вся градирня, называется *пленочной*. Такие градирни эффективнее, чем применявшиеся ранее *капельные*, где оросительное устройство выполняли в виде элементов, обеспечивающих дробление воды на капли.

Водосборный бассейн представляет собой открытый резервуар высотой 2,5 м с подземным заглублением и переходом в канал водовода к циркуляционному насосу. Над водораспределительной системой установлено влагулавливающее устройство жалюзийного типа.

Для поддержания качества воды на требуемом уровне осуществляют продувку в размере 5 — 6% объема всей системы, показанной на рис. 10.6. Убыль воды в связи с ее испарением продувкой восполняют подачей воды. С машинным залом градирня соединена напорными линиями и закрытыми водоподводящими самотечными каналами. При установке более одной градирни предусматривают переключки между ними и переключательный колодец для ремонта одной из градирен. В каждой градирне имеется также возможность отключения одной из ее половин для ремонта.

По сравнению с брызгальными бассейнами градирни обеспечивают более высокие показатели работы за счет большего развития поверхности контакта воды с воздухом.

Если общее влияние ветра на работу брызгальных бассейнов положительное (улучшение работы), то для градирни, наоборот, чем больше скорость ветра, тем хуже охлаждение. Предполагается, что это происходит из-за уменьшения расхода воздуха в верхнюю часть башни, уменьшающего ее тягу и увеличивающего сопротивление на выходе воздуха из градирни.

Расход воздуха через градирню, практически определяющий ее удельную и общую нагрузку, зависит от естественной тяги, развиваемой башней и равной обычно 2 — 3 мм вод. ст. Стремление повысить расход воздуха привело к созданию вентиляторной градирни, тяга в которой за счет работы вентиляторов доходит до 15 мм вод.ст. Показатели таких градирен существенно лучше, но расход электроэнергии на собственные нужды увеличивается, поэтому они не нашли распространения, а для увеличения мощности градирни ведутся поиски более эффективных форм вытяжной башни с естественной тягой.

Удельная гидравлическая нагрузка [ $\text{м}^3/(\text{м}^2\text{ч})$ ] в зависимости от типа охладителя представлена ниже:

<b>Пруды-охладители .....</b>	<b>0,025—0,05</b>
<b>Брызгальные бассейны .....</b>	<b>1—1,5</b>
<b>Башенные железобетонные пленочные градирни:</b>	
<b>с естественной вентиляцией .....</b>	<b>7—10</b>
<b>с искусственной вентиляцией .....</b>	<b>10—14</b>

Недостатки градирни — высокая стоимость, сложность их конструкции, значительная затрата материалов и необходимость использования высококвалифицированной рабочей силы для сооружения и ремонта. Однако для АЭС, для размещения охладителей оборотных систем строительство градирен неизбежно, так как только градирни могут быть размещены на промышленной площадке АЭС.

Из приведенных выше показателей видно, что переход от прудов-охладителей к градирням в 200 — 300 раз повышает удельную нагрузку и соответственно уменьшает потребные площади.

При схемах с градирнями и брызгальными бассейнами глубина вакуума на ~3 % хуже, чем при прудовом водоснабжении, поэтому в жаркие периоды года мощность турбин часто ограничивают. Расход электроэнергии на собственные нужды циркуляционной установки с градирнями и брызгальными бассейнами также больше, так как необходимая высота подъема циркуляционных насосов составляет 18 — 20 м, в то время как для прудов-охладителей — 8-12 м.

Несколько особняком стоят градирни, работающие совместно со смешивающими конденсаторами (см. рис. 10.8). В этом случае по контуру охлаждения циркулирует конденсат. Пар после турбины конденсируется за счет смешения с холодным конденсатом, пришедшим из градирни, и нагревает его. Количество конденсата  $D_k$ , равное расходу свежего пара, отводится из конденсатора в систему регенерации станции. Остальная (большая) часть конденсата, равная  $mD_k$  ( $m$  — кратность охлаждения), циркуляционным насосом подается в градирню для охлаждения. Конструкция градирни представляет собой набор радиаторов, изнутри омываемых водой, а

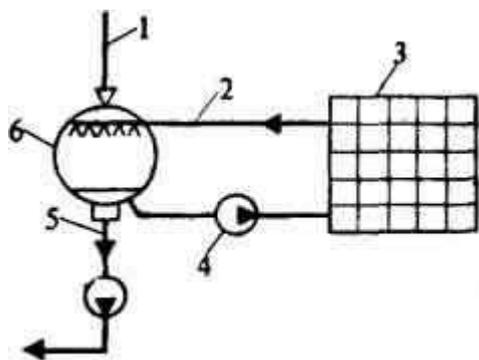


Рис. 10.8. Схема установки "сухой" градирни с конденсатором смешивающего типа:

1 — пар из турбины; 2 — возврат охлажденного конденсата; 3 — "сухая" (радиаторная) градирня; 4 — циркуляционный насос конденсатора; 5 — отвод конденсата в регенеративную систему; 6 — конденсатор смешивающего типа

снаружи — воздухом. Для уменьшения поверхности теплообмена радиаторы изготавливают из алюминиевых сплавов, имеющих большой коэффициент теплопроводности. Преимущества таких градирен — практическое отсутствие потерь воды и заводское изготовление секций, облегчающее и ускоряющее монтаж такой градирни.

Габариты и стоимость таких градирен не меньше, чем обычных, а вакуум хуже. Поэтому они предпочтительнее в безводных районах, где вопросы восполнения убыли воды имеют первостепенное значение.

Эксплуатация Билибинской АТЭС полностью это подтвердила, так же как и преимущества бесприсосных конденсаторов.

## 10.5. Выбор циркуляционных насосов системы технического водоснабжения

Потребный напор циркуляционных насосов относительно невелик. Это дает возможность применять для системы водоснабжения одноступенчатые насосы с высоким КПД. Последнее уменьшает расход электроэнергии на их привод (циркуляционные насосы всегда устанавливаются с электроприводом).

Циркуляционные насосы выбирают из числа существующих осевых максимальной производительности. Как правило, применяют два насоса, обеспечивающих при одновременной работе 100%-ную производительность для режима, отвечающего максимальной (летней) нагрузке. Между напорными линиями обоих насосов делается перемычка, что позволяет при выходе из строя одного из насосов продолжать работу блока с нагрузкой ~60 %.

## **10.6. О возможности использования морской воды для охлаждения конденсаторов турбин АЭС**

При решении вопроса об использовании морской воды для охлаждения конденсаторов турбин АЭС надо прежде всего учитывать специфику турбин насыщенного пара, применяемых обычно на АЭС с водным теплоносителем. Она заключается в следующем:

— единичная мощность АЭС с водным теплоносителем весьма значительна и существенно больше, чем обычных ТЭС на органическом топливе (мощность ЛАЭС составляет 4 млн кВт, еще не достигнутой на обычных ТЭС);

— количество теплоты, которое надо отводить от 1 кг технической воды для АЭС с водным теплоносителем примерно в 1,5 раза больше, чем для ТЭС высоких параметров и, как показано в гл. 3, оно практически равно количеству теплоты, превращаемой в работу;

— главное же заключается в том, что место для сброса морской воды после конденсатора должно отвечать интенсивному водообмену с акваторией моря.

В следующей главе (гл. 11) будет показано, что преимущество для решения рассматриваемого вопроса заключается в расположении охладителя оборотной системы непосредственно на промышленной площадке АЭС. Все изложенное показывает, что вопросы охлаждения технической воды конденсаторов применительно к условиям ЛАЭС решены неудачно. Сброс подогретой охлаждающей воды производится в Финский залив со слабым обменом с акваторией Балтийского моря. В тот же Финский залив сбрасываются огромные количества загрязнений (промышленных и бытовых) из многомиллионного города Санкт-Петербурга. Вносимые с этими стоками бактерии под влиянием повышения температуры преобразуются в более устойчивые и опасные формы. В связи с этим возникли требования о закрытии ЛАЭС. Требование это трудно осуществимо — нельзя оставить многомиллионный город без совершенно необходимых ему 4 млн кВт электрической мощности, значит — придется изыскивать средства и место для расположения градирен.

## **Глава 11**

### **ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН АЭС**

#### **11.1. Выбор промышленной площадки для строительства АЭС**

Расположение всех сооружений атомной электростанции на отведенной ей промышленной площадке называется *генеральным планом АЭС*. Составление генерального плана АЭС должно решаться как взаимосвязанное с компоновочными решениями, с учетом особенностей выбранной площадки для строительства.

Основные требования к выбору места строительства АЭС диктуются стремлениями уменьшить стоимость строительства и способствовать повышению экономичности и

надежности эксплуатации. *Расположение* станции должно быть *согласовано с перспективным планом развития района.*

Целесообразно любую электростанцию располагать в центре электрических нагрузок, которые ей надлежит покрывать. Это не всегда удается, особенно для гидростанций. Для тепловых станций на органическом топливе приходится считаться с близостью к району добычи топлива, особенно когда речь идет о низкокалорийных углях. Атомные станции свободны от этого требования, и в этом одно из их преимуществ.

При выборе места строительства обязательным условием является незатопляемость территории при любом уровне паводковых вод. Совершенно необходима простая и удобная связь с железной дорогой, пользоваться которой придется как при строительстве (подвоз строительных материалов и оборудования), так и в процессе эксплуатации (доставка свежего, вывоз отработавшего ядерного горючего, завоз реагентов и т. п.).

Любой мощной атомной электростанции предстоит работать в электрической системе, поэтому площадка для строительства должна обеспечивать удобный вывод высоковольтных линий электропередачи (ЛЭП).

Площадку и ее размеры выбирают с учетом возможного расширения АЭС и размещения оборудования полной мощности станции, а не только первой очереди строительства, причем некоторые сооружения строят исходя из полной мощности станции, а другие — с учетом возможного их расширения при минимальной стоимости их и максимальном удобстве эксплуатации. По размерам площадку выбирают достаточной для рационального по условиям технологического процесса размещения всех необходимых зданий и сооружений. Рельеф местности должен быть ровным, не требующим больших планировочных работ, с минимальным поверхностным стоком (уклон 0,005-0,001).

Затраты на отчуждение земель под строительство электростанции (снос жилых поселков, лесных и сельскохозяйственных угодий) допускаются минимальными, причем в первую очередь следует использовать земли Госфондов. Недопустимо расположение предполагаемой площадки для строительства станции в районе залегания полезных ископаемых или распространения оползней и осыпей, а в вечной мерзлоте станцию следует строить только на скальных основаниях. Для обоснованного выбора площадки проводятся топогеодезические изыскания, инженерно-геологические работы (изучение состава и строения пород), а также гидрологические и метеорологические изыскания (дебит и уровни источника водоснабжения, паводковые режимы и др); изучается естественная радиационная обстановка в районе размещения АЭС для последующего сопоставления с ней дальнейших данных по уровню радиации, наблюдаемой при эксплуатации АЭС.

Стремление максимально защитить население от воздействия повышенной радиации при возникновении на АЭС максимальной проектной аварии побудило проводить защитные мероприятия, предусмотренные проектом самой АЭС, пока еще недостаточно совершенные в сравнении с лучшими зарубежными системами, дополнить нормированием минимального расстояния от АЭС до ближайшего города до 100 км при численности населения 1 млн и более.

**Таблица 11.1. Сопоставление мощности АЭС с площадью общей площади территории для ряда стран**

Страна	Установленная мощность АЭС, МВт	Территория страны, тыс. км <sup>2</sup>	Отношение мощности АЭС к территории страны, МВт/(тыс. км <sup>2</sup> )
Тайвань	5132	36,4	142
Франция	53749	551,6	997
Германия	22479	248,0	91
Япония	30544	372,2	82
Южная Корея	7640	99,6	76
Швейцария	3065	41,3	75
Великобритания	16704	244,1	68

Примечание. Для сравнения укажем, что из стран СНГ наивысший показатель по данной таблице имеет Украина, а именно 24 МВт/(тыс. км<sup>2</sup>); для США этот показатель составляет 11,5; для России этот показатель намного меньше.

Авария на Чернобыльской АЭС показала эфемерность такого решения. Известно, что в наибольшей степени пострадали Гомельская и Могилевская области Белоруссии, Брянская и Калужская области России, расстояния до которых значительно превышают указанные в нормах 100 км. Обезопасит население не расстояние от АЭС, а значительное повышение ее безопасности. Нормирование "допустимого" расстояния от АЭС — позиция принципиально неверная, так как население большого района становится при этом своеобразным "заложником". В настоящее время основное внимание, как и за рубежом, уделяется значительному повышению безопасности реакторных установок АЭС. О существенной безопасности зарубежных АЭС ряда стран, в связи с чем их население не протестует против развития и строительства АЭС, можно судить по данным табл. 11.1.

### **11.2. Требования к генеральному плану АЭС и пример его осуществления**

Для строительства АЭС рекомендуется площадка прямоугольной формы. Генеральный план промышленной площадки должен обеспечить удобное взаимное расположение всех наземных зданий и подземных инженерных сооружений с учетом организации внутривозвездного транспорта (автомобильного, железнодорожного). На генеральном плане должны быть размещены главное здание станции, распределительное устройство, повысительная подстанция, химводоочистка, административно-бытовой корпус, подсобные здания (мастерские, склады, гараж и т. п.) и проложены коммуникации водопроводов и канализаций, а также подъездные железнодорожные и автомобильные пути.

Мощность АЭС в настоящее время принимается большой — 4 — 6 млн кВт. Поэтому атомные электростанции строят очередями, но *генеральный план составляют на полную мощность.*

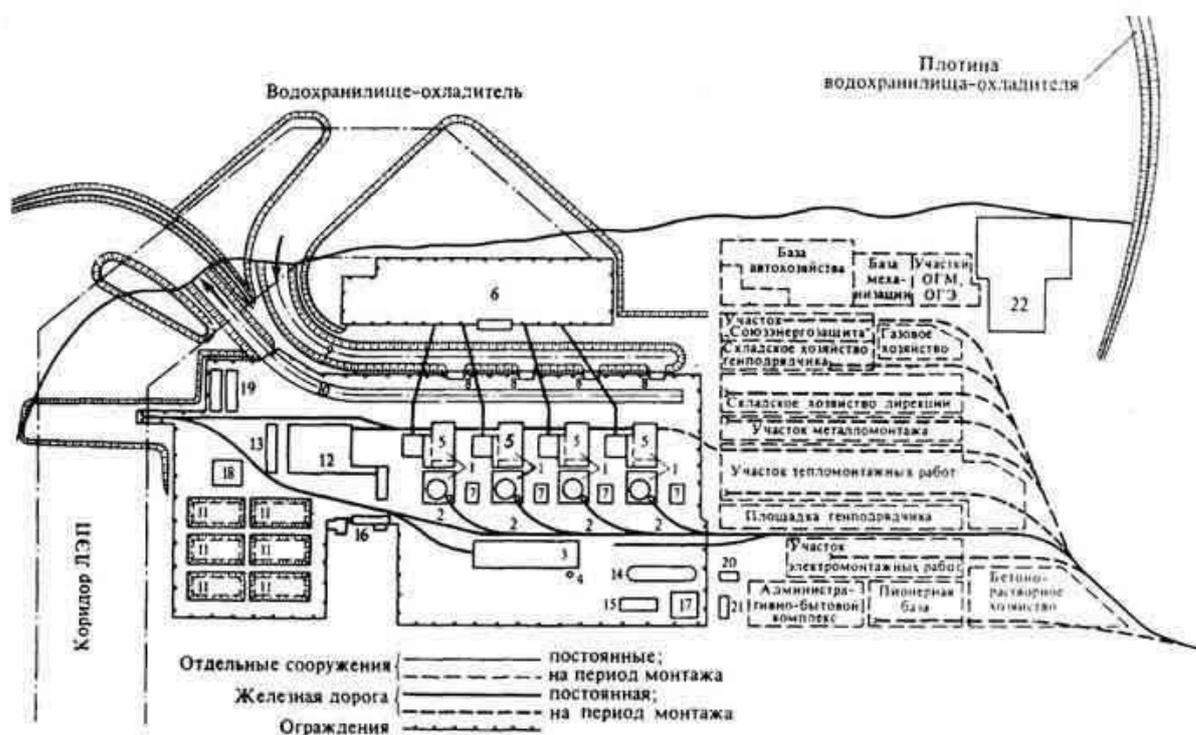


Рис. 11.1. Вариант генерального плана АЭС с четырьмя блоками ВВЭР-1000

1 — главный корпус; 2 — вентиляционная труба главного корпуса; 3 — корпус спецводоочистки; 4 — вентиляционная труба корпуса спецводоочистки; 5 — дизель-генераторная станция; 6 — открытая установка трансформаторов; 7 — циркуляционные блочные насосы охлаждающей воды; 8 — открытое распределительное устройство; 9 — коридор ЛЭП; 10 — градирни; 11 — брызгальный бассейн; 12 — объединенный вспомогательный корпус; 13 — азотно-кислородная станция; 14 — объединенное маслохозяйство; 15 — пускорезервная котельная; 16 — административно-вспомогательный корпус; 17 — хозяйственно-бытовой водопровод; 18 — склад сухих солей; 19 — шламоотвал; 20 — гараж; 21 — пожарное депо; 22 — канализационно-очистные сооружения

Атомную станцию располагают с подветренной стороны по отношению к ближайшему населенному пункту. Участок, отводимый для АЭС, должен хорошо проветриваться, поэтому при изысканиях следует особое внимание обращать на ветровой режим, вокруг АЭС создают санитарно-защитную зону и зону наблюдения, размеры которых устанавливают по согласованию с органами санитарного надзора с учетом конкретных условий площадки.

В санитарно-защитной зоне располагают здания и сооружения подсобного и обслуживающего назначения: пожарные депо, прачечные, помещения охраны, гаражи, склады (за исключением продовольственных), столовые для обслуживающего персонала, административные и служебные здания, здравпункты, ремонтные мастерские, транспортные сооружения, сооружения технического водоснабжения и канализации, временные и подсобные предприятия строительства и т. д. *В пределах санитарно-защитной зоны исключается проживание населения и расположение школ, но допустимы выпас скота и размещение сельхозугодий.*

На рис. 11.1 представлен пример генерального плана АЭС. Габариты сооружений самой АЭС показаны сплошными линиями; пунктирными линиями показаны сооружения, действующие в период монтажа и демонтируемые после его завершения. АЭС по рис. 11.1 сооружается четырьмя очередями, каждая мощностью 1000 МВт с реакторами ВВЭР-1000. Главный корпус 1 состоит из двух частей для размещения в них *реакторного* и *турбинного цехов*. Стены этих двух частей в процессе строительства не сомкнуты для прохода между ними крана, располагаемого вне здания, что создает удобство для строительства и монтажа.

*Герметичная защитная* цилиндрическая *оболочка* реакторного отделения имеет квадратную *обстройку*, в которой располагаются вспомогательные устройства. На обстройке размещена вентиляционная труба 2 блока. Для всех блоков сооружен единый корпус спецводоочистки 3 со своей наземной вентиляционной трубой 4, она может выполняться как металлической, так и железобетонной.

Открытая установка трансформаторов 6, примыкающая к главному корпусу со стороны машзала, соединена с открытым распределительным устройством 8, из которого вырабатываемая АЭС электроэнергия передается в энергосистему через ЛЭП. Распределительное устройство имеет свое обособленное ограждение. В непосредственной близости от главного корпуса в отдельном здании расположена дизель-генераторная станция 5, в которой каждый из ее трех агрегатов (по числу каналов СОБ, см. рис. 7.11) вместе со всем вспомогательным оборудованием размещен в самостоятельной строительной ячейке, отделенной от соседней противопожарной стеной.

Каждый блок имеет свою насосную станцию 7 для подачи от градирен в главный корпус охлаждающей воды по подводящему каналу и отводу ее из корпуса обратно. На генеральном плане предусматривается место для расположения охладителей для блоков, следующих после первой очереди. Расстояние между градирнями должно быть при расположении в одном ряду равным 0,5 диаметра градирни, а между рядами градирен — 0,75 диаметра. Необходимо выдерживать и расстояние от брызгальных бассейнов и градирен до всех зданий станции и особенно до открытого распределительного устройства. Обычно в зависимости от силы господствующих ветров и их направления все основные сооружения отдалают от градирен на 20 — 40 м, а подстанцию — на 40 — 60 м, для брызгальных бассейнов эти расстояния больше — соответственно до 60 — 100 и 60 — 120 м. Если эти условия не будут соблюдены, то возможен занос в сооружения водяных паров и капельной влаги, которые могут нарушить эксплуатацию и вызвать аварию в зимних условиях, создав наледи на оборудовании и линиях электропередачи. Охлаждающая вода промконтура имеет отдельный от водохранилища охладитель — брызгальные бассейны 11, расположенные в большом удалении от открытой подстанции. Каждый бассейн обслуживает один главный корпус. Предусмотрены два резервных бассейна для возможности отключения и очистки работающих бассейнов.

На АЭС имеется единый вспомогательный корпус 12, в котором располагаются механические мастерские и химводоочистка с отдельно вынесенным складом сухих солей 18. Азотно-кислородная станция 13 размещена в отдельном здании для большей пожарной безопасности. То же относится и к объединенному мазутомаслохозяйству 14, вблизи от которого расположены пожарное депо 21 и небольшая пускорезервная котельная 15, работающая на мазуте. Ее используют для пусковых операций, но в особо холодные периоды пар может подаваться в пиковые подогреватели сетевой воды.

При проведении химических предпусковых очисток получается довольно большое количество нерадиоактивных вод. Для их отстоя предусмотрен шламоотвал 19. За пределы площадки АЭС вынесены канализационные очистные сооружения 22.

На рис 11.1 показаны также ограждение территории АЭС и железнодорожные пути, имеющие двусторонние въезды в каждый главный корпус.

Монтажная площадка непосредственно примыкает к территории АЭС. Она рассчитана на сооружение также и жилого поселка.

Обязательны асфальтирование и озеленение соответствующей части территории; устройства для организованного отвода ливневых вод от зданий, сооружений и с территории; автомобильные дороги, пожарные проезды и подъезды со всеми устройствами на них, дренажные и канализационные системы, хозяйственный, питьевой и пожарный водопроводы, средства тушения пожаров, санитарно-бытовые устройства, канализация и отопление; сети наружного освещения. Скрытые под землей водопроводы, канализационные и теплофикационные устройства, газопроводы, а также подземные кабели в местах, не имеющих постоянных сооружений, для ориентира должны иметь на поверхности земли специальные указатели.

Для удаления и обезвреживания жидких отходов, не содержащих радиоактивных веществ, сооружают хозяйственно-фекальную и производственно-ливневую канализации. Кроме того, предусматривают специальную канализацию для радиоактивных стоков, включающую в себя собственно технологическую (трапные воды, растворы после дезактивации контура теплоносителя, воды "активного" дренажа, сбросы из системы теплоносителя и др.), а также стоки от спецпрачечной, очистных устройств и др. Жидкие радиоактивные отходы подают в очистные сооружения, имеющиеся как в отдельных помещениях, так и в зданиях реакторов. Трубопроводы с активными жидкостями прокладывают изолированно от других коммуникаций для локализации возможных аварий и ликвидации их без нарушения нормальной эксплуатации. Прокладка этих трубопроводов должна предусматривать возможность быстрого обнаружения утечек. Трубопроводы спецканализации малоактивных растворов (до  $10^{-5}$  Ки/кг) можно укладывать непосредственно в грунт с устройством колодцев через 40 — 50 м по длине. Если грунт водонасыщен, то эти трубопроводы укладывают в каналах (лотках). Трубопроводы для жидких отходов с активностью  $10^{-4}$  Ки/кг и более прокладывают только в железобетонных каналах (лотках) с надежной гидроизоляцией, предотвращающей проникновение раствора в грунт. Каналы (лотки) снабжают устройствами для обнаружения и ликвидации протечек. Все эти коммуникации строят с уклоном в сторону их опорожнения.

Все здания размещают с учетом пожарных норм, с обеспечением подъезда к ним. Железнодорожные подъезды к главному корпусу подведены как со стороны машинного зала, так и со стороны реакторного помещения. Маслохозяйство и азотно-кислородную станцию для большей пожарной безопасности размещают на окраинах промышленной площадки с расстояниями от ближайших сооружений 20 — 30 м. Их здания сооружаются на полную мощность АЭС.

Главный корпус станции располагают на расстоянии не менее 20 м от любого из зданий. Всю территорию АЭС огораживают. Расстояние от ограды должно быть не менее 6 м до любого из сооружений АЭС, кроме брызгального бассейна, для которого оно

увеличивается до 20 м. Кроме того, при сооружении следующих очередей эксплуатируемая часть должна отделяться ограждением от строящейся, причем расширение АЭС должно быть организовано так, чтобы не снижать надежности и безопасности работы действующих блоков.

К началу эксплуатации электростанции в соответствии с проектом на территории станции должны быть закончены и такие работы, как планировка, благоустройство и асфальтирование и озеленение всей территории. При размещении производственных зданий и сооружений промышленную площадку станции условно разделяют на "чистую" зону и зону *возможного загрязнения*. Эти зоны должны четко отделяться друг от друга, причем предусматриваются устройства для дозиметрического контроля и обмывки транспортных средств и путей сообщения между зонами.

В зоне *возможного загрязнения* располагают *главное здание, хранилища радиоактивных отходов, спецводоочистку, газгольдеры выдержки, мастерские для ремонта оборудования, загрязнение которого возможно*. Эти здания должны находиться с подветренной стороны по отношению к другим строениям; административные помещения и столовую для эксплуатационного и ремонтного персонала располагают в "чистой" зоне промышленной площадки; хозяйственно-питьевое и производственное водоснабжение разделяют. Связи между зданиями осуществляются с помощью проходных тоннелей и закрытых эстакад.

Из рис. 11.1 видно, что при проектировании АЭС требуется довольно большая территория для размещения предприятий монтажной организации. Следует также предусмотреть резервную площадь на случай необходимости захоронения нерадиоактивного оборудования, по каким-либо причинам вышедшего из строя и требующего своей замены.

### **11.3. О некоторых уроках аварии на Чернобыльской АЭС**

Изыскания, проводившиеся, как и положено, до вынесения решения о строительстве ЧАЭС, установили, что почвы данного района торфянисто-песчаные, характерные для Украинско-Белорусского полесья. Было также установлено, что такие почвы склонны к сорбции цезия и стронция. Действительно, проводимые уже длительное время дезактивационные работы с глубоким снятием поверхностного грунта показывают, что активность почвы все еще высока, она сохраняется на довольно близком уровне к ее первоначальному значению. Сотрудники, работающие на эксплуатации ЧАЭС и по дезактивации ее территории, по-прежнему могут передвигаться только по специально забетонированной полосе. Между тем, о неблагоприятном характере грунта в предполагаемом районе размещения АЭС имелись и другие свидетельства. Так, в среднем по Украине содержание цезия в молоке составляет 12,8 пкКи/л, а стронция — 3,6 пкКи/л, в то время как в районе предполагаемого размещения АЭС содержание цезия в молоке составляло от 33 до 323 пкКи/л, а стронция от 7 до 18,7 пкКи/л. К сожалению, вывод из этих исследований был сделан неверный, а именно: выпас коров был перенесен в другой район, а строительство станции было разрешено.

Важно запретить строительство АЭС на таких почвах, внося в руководящие указания требование строить АЭС на глинистых грунтах.

Следует исключить из руководящих указаний возможность захоронения отвержденных радиоактивных отходов и расположения на территории АЭС подземных баков жидких радиоактивных отходов. Указания о необходимости обеспечить такие захоронения контрольными скважинами для сигнализации об утечках не могут ликвидировать сами утечки, то есть препятствовать распространению утечек через подземные воды.

## Глава 12

# КОМПОНОВКА ОБОРУДОВАНИЯ АЭС

### 12.1. Основные требования к главному корпусу АЭС

Важным при проектировании АЭС является вопрос о том, сколько блоков и сколько очередей размещать в главном корпусе АЭС. В начале развития АЭС в здании главного корпуса размещалось несколько блоков, например 1, 2, 3 и 4-й энергоблоки Нововоронежской АЭС. Габариты здания при этом получаются меньше, соединительные коммуникации — короче. Однако при совместном расположении блоков в одном здании усложняется эксплуатация в период строительства других блоков, хуже разворот работ для строящегося блока. Сооружение главных корпусов для каждого блока отдельно увеличивает размер площадки АЭС и длину коммуникаций. Но большие удобства такого решения для сооружения привели к тому, что оно считается предпочтительным.

*Компоновка* — это взаимное расположение в строительных конструкциях здания отдельных агрегатов, связанных между собой единым технологическим процессом. Наибольшее внимание уделяется компоновке главного корпуса. *Главным корпусом* считают здание, в котором располагается основное технологическое оборудование — реактор, парогенераторы, турбины, конденсаторы, электрогенераторы и все вспомогательное оборудование, непосредственно связанное с ними.

Компоновка главного корпуса подчинена *основному гигиеническому принципу подразделения на зоны* (см. гл. 11). В составе зоны строгого режима главного корпуса имеются помещения необслуживаемые, в которых разрешается только периодическое пребывание людей во время работы реактора. Компоновка главного здания должна предусматривать вход в помещения зоны строгого режима только через санпропускник. Для прохода после останова реактора из полуобслуживаемых помещений в необслуживаемые имеется санитарный шлюз. Для доставки материалов, оборудования, приборов и инструментов в зону строгого режима предусматривают отдельные входы и транспортные въезды с механизированной разгрузкой.

В главном корпусе к зоне строгого режима относят: центральную часть зала с реактором и смонтированным на нем оборудованием, шахты перегрузки и выдержки, а также помещения, в которых располагают оборудование и проходят трубопроводы контура радиоактивного теплоносителя. В эту же зону входят помещения, где проводят

работы, связанные с вскрытием загрязненного оборудования или сопровождающиеся периодическим загрязнением радиоактивными веществами.

К зоне свободного режима относят операторские щитовые и другие помещения, предназначенные для постоянного пребывания людей. Здесь влияние ионизирующей радиации на обслуживающий персонал за шестичасовой рабочий день не превышает допустимых норм.

Машинный зал двух- и трехконтурной АЭС считается зоной свободного режима, а одноконтурной (то есть с подачей радиоактивного пара) — зоной строгого режима. Вход в помещения зоны свободного режима предусматривают через бытовые помещения обычного типа.

Удельная кубатура здания ( $\text{м}^3/\text{кВт}$ ) — один из показателей совершенства компоновки. Увеличение единичной мощности основных агрегатов станции способствует снижению этого значения, как это видно, например, из рис. 12.1.

Каркас главного здания, воспринимающей все нагрузки от оборудования и передающий их на фундаменты, обычно выполняют в сборном железобетоне. Глубина залегания и размеры фундамента определяются свойствами грунта и нагрузками от оборудования с учетом монтажных нагрузок. Колонны каркаса здания устанавливают с шагом 6 или 12 м в продольном направлении; в поперечном — расстояние между колоннами определяется пролетом помещения. Через каждые 48 — 96 м предусматривают температурные швы. Для устойчивости здания в продольном направлении колонны соединяют между собой балками, в поперечном направлении устойчивость обеспечивается ригелями, по верху которых укладывают ребристые плиты, образующие межэтажные перекрытия. Кровельные перекрытия делают из специальных плит, уложенных по фермам. Стеновое заполнение между колоннами выполняют из железобетона или армопенобетонных панелей.

Для уменьшения требуемого количества строительных материалов (в особенности дефицитных), сокращения сроков строительства и удешевления строительной части станции площадь и периметр стен, а также высота и объем главного здания должны быть минимальными. Это достигается прежде всего компактным расположением оборудования, сокращающим длину всех соединительных трубопроводов и облегчающим обслуживание однотипного оборудования.

К началу выполнения основных монтажных работ строительные работы должны быть сделаны в максимальном объеме. Одновременно со строительством монтируют оборудование, требующее больших монтажных проемов, — корпус аппарата, парогенераторы, опоры ГЦН, компенсатор объема, мостовые краны и др. Для монтажа оборудования, не проходящего в люки и двери, в строительных конструкциях предусматривают временные монтажные проемы.

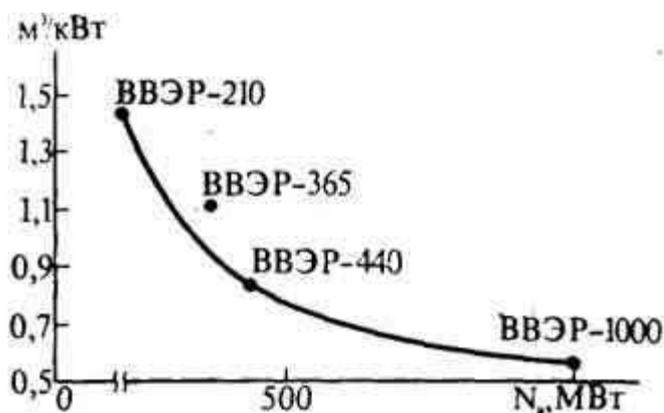


Рис. 12.1. Удельная кубатура зданий главного корпуса в зависимости от мощности реактора типа ВВЭР

Выбор типа главного здания и компоновка оборудования в нем оказывают большое влияние на надежность и экономичность работы электростанции, на удобства эксплуатации, условия труда персонала, а также позволяют полностью механизировать и автоматизировать производственные процессы. Компоновка оборудования в главном здании АЭС должна предусматривать и обеспечивать:

- надежную, безаварийную и безопасную эксплуатацию оборудования и выполнение специальных санитарных норм проектирования и эксплуатации АЭС;
- удобство эксплуатации с наименьшим числом эксплуатационного персонала;
- возможность проведения ремонтных работ в короткие сроки с высоким качеством;
- удобство монтажа оборудования и механизацию всех основных работ;
- наиболее целесообразную связь между цехами главного здания и главного здания с другими объектами станции, а также с подъездными путями.

Удовлетворение большей части этих требований наилучшим образом обеспечивается при соблюдении для компоновки оборудования логической последовательности технологической схемы станции. При этом однотипные элементы располагают так, чтобы обеспечивалась легкость ориентации и правильность действий эксплуатационного персонала, особенно в аварийной обстановке. Взаимное размещение связанных между собой устройств и оборудования должно предупреждать возможность нарушения технологического процесса.

Особое значение при компоновке приобретает доступ к оборудованию и относящихся к нему коммуникаций для ремонта, с чем связано также продуманное расположение проходов, лестниц, площадок и подъемно-транспортных устройств. Для монтажа и ремонта оборудования устанавливают грузоподъемные механизмы (мостовые краны, электротали и др.). В машинный зал и реакторный цех вводят железнодорожный путь широкой колеи для транспорта тяжелых частей оборудования. В главном здании предусматривают грузовые и пассажирские лифты для подъема на верхние этажи, а также необходимые емкости для соответствующих запасов питательной воды и конденсата и другие баки, необходимые для надежности технологического процесса электростанции.

Важным объектом, располагаемым в главном здании, является блочный щит управления (БЩУ). Размещение на нем наглядной схемы оборудования и контрольно-измерительной аппаратуры для всех параметров основных установок блока, организация рабочих мест и их освещенность должны обеспечивать четкое и легкое управление технологическим процессом. С учетом важности его функционирования на случай возникновения пожара на БЩУ, на АЭС сооружается резервный щит управления (РЩУ), который не следует располагать вблизи БЩУ.

В непосредственной близости к обслуживаемым агрегатам должна быть обеспечена допустимая (невысокая) температура воздуха. Это необходимо учитывать при компоновке и особенно при трассировке паропроводов.

При расширении АЭС целесообразно принимать для последующих очередей принципиально такую же компоновку, как и для первой, так как эксплуатация однотипного оборудования проще и потому надежнее. Однако сохранение тех же решений, что и для первой очереди, целесообразно только в том случае, если основное оборудование используется не только того же типа, но и той же единичной мощности.

## **12.2. Компоновка машинного зала**

Оборудование турбинного цеха размещают на двух уровнях: наверху — обычно турбину, генератор и возбудитель, внизу — конденсаторы, циркуляционные и конденсатные насосы, регенеративные и прочие подогреватели. В конце машинного зала оставляют монтажный проем, позволяющий вести ремонтные и монтажные работы внизу (на уровне отметки земли). Конденсационное и вспомогательное оборудование может обслуживаться тем же краном, что и турбогенераторы. Для монтажа и ремонта турбогенераторов машинный зал должен быть оборудован мостовыми кранами с грузоподъемностью, соответствующей массе статора генератора или самой тяжелой части турбины, поднимаемой при ремонте, если монтаж статора генератора производится специальным приспособлением.

Машинный зал может быть с продольным расположением турбин относительно его длины. Продольное расположение выполняют только "цугом" — один турбогенератор за другим. Встречное продольное расположение турбин, то есть размещение с регулируемыми органами, обращенными друг к другу, не применяют, так как вспомогательные устройства каждой двух турбин при этом будут иметь зеркальное, а не одинаковое расположение, что может вызвать ошибки эксплуатационного персонала.

Основные размеры машинного зала — высота, длина и пролет (ширина). Длина и пролет зависят от числа и мощности турбин. Для одних и тех же исходных условий при продольном размещении турбин длина машинного зала больше, а пролет меньше, чем при поперечном расположении. Уменьшение пролета упрощает строительные конструкции, уменьшает массу и размеры мостового крана, улучшает освещенность. При поперечном размещении сокращается длина паропроводов из реакторного (или реакторно-парогенераторного) цеха к головному цилиндру турбины. Расположение паровпуска в сторону реакторного зала, а генератора в сторону фасадной стены машинного зала обеспечивает удобство вывода токопроводов к повышающим трансформаторам (см. рис. 12.1 и 12.4).

Современные строительные конструкции электростанции и особенно конструкции мостовых кранов позволяют делать максимальный пролет машинного зала равным 54 м.

Для турбин на насыщенном паре продольное расположение, как правило, предпочтительнее. При определении пролета машинного зала с продольно расположенными турбинами не следует стремиться к предельному уменьшению пролета, так как это вызовет увеличение продольных размеров зала; необходимо учитывать площади для расположения оборудования, проходы для обслуживания, габариты выемки трубок конденсатора и выкатки газоохладителей генераторов, габариты выемки ротора генератора и др. Пролет машинного зала при поперечном расположении турбин стремятся по возможности уменьшить, особенно для мощных турбин.

Для блоков ВВЭР-1000 устанавливают одну турбину, а для АЭС с РБМК-1000 две турбины с расстояниями между их осями 90 м.

Верхний этаж машинного зала называют обычно турбогенераторным, нижний — конденсаторным, так как в основном он занят конденсаторами. В связи с необходимостью температурных расширений выхлопного патрубка турбины, соединенного с корпусом конденсатора, последний опирается обычно на пружинные опоры (рис. 12.2). Корпус конденсатора, опирающийся на пружины, в процессе монтажа, подворачивая болты 2, подводят к выхлопному патрубку турбины и приваривают к нему. Затем монтируют установочные планки. В работе при расширении выхлопного патрубка корпус конденсатора опускается и сжимает пружину.

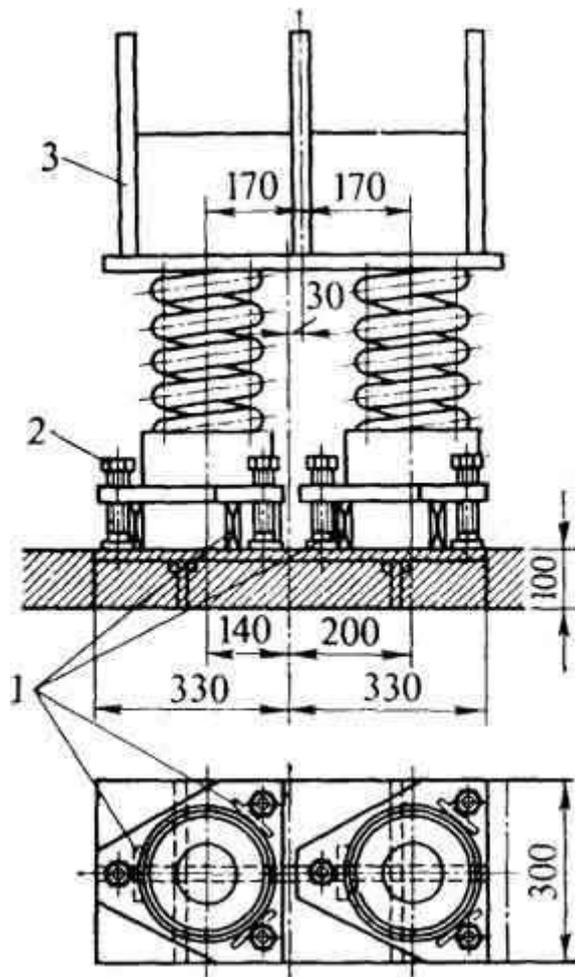


Рис. 12.2. Пружинная опора конденсаторов при подвальном расположении:

1 — установочные планки; 2 — отжимные болты; 3 — опорная лапа, приваренная к корпусу конденсатора

Для одноконтурных станций нижняя (водяная) часть конденсатора закрывается биологической защитой. Пол конденсаторного помещения находится, как правило, на уровне планировки земли. В конденсаторном помещении располагают все регенеративные и сетевые подогреватели с приданными им сетевыми, конденсатными и питательными насосами.

В верхней части конденсаторного помещения, непосредственно под площадками турбогенератора, прокладывают основные паропроводы, подводящие свежий пар к турбине. Компоновка вспомогательного оборудования (взаимное расположение питательных насосов и подогревателей высокого давления, распределительных паровых коробок и паровпускных органов турбины, подогревателей низкого давления по отношению к фланцам патрубков отбора пара из турбины и других агрегатов) делается с учетом удобства трассировки и компенсирующей способности соединительных трубопроводов.

Оборудование, связанное с внешними выходами (циркуляционные насосы, подогреватели и насосы сетевой воды и т.п.), устанавливают у наружной стены машинного зала. Размещение подогревателей регенеративной системы зависит от расположения турбогенераторов установки.

Для обслуживания вспомогательного оборудования, установленного в конденсаторном помещении, используют мостовой кран машинного зала, причем снимают соответствующие металлические площадки у турбогенераторов. Через конденсаторное отделение проходит также фундамент турбогенераторов. Высота его (отметка площадки обслуживания вокруг турбогенератора) определяется в основном размерами конденсатора: в зависимости от мощности турбогенераторной установки она составляет 7 — 12 м.

Высота установки мостового крана, а следовательно, и высота всего машинного зала определяются возможностью транспортировки оборудования на монтажную площадку, а также требуемым пространством для выемки трубок вертикальных теплообменных аппаратов.

Верхний и нижний этажи машинного зала у каждой турбины соединяют системой металлических лестниц. В турбогенераторном помещении со стороны паровой турбины для ее обслуживания размещают рабочую площадку с тепловыми щитами и приводами основной арматуры трубопроводов и некоторыми вспомогательными устройствами (пароэжекторная машина и др.). Со стороны электрического генератора оставляют свободное место для электрических выводов генератора, выемки его ротора и установки газового охлаждения.

Для больших выходных площадей проточной части турбины подвальное расположение конденсаторов приводит к значительному изменению проходных сечений для пара при его поступлении в конденсатор. Наибольшие выходные площади турбины характерны для мощных (1000 МВт и более) тихоходных машин. Для таких условий может оказаться целесообразным отказ от подвального расположения конденсаторов и переход к боковому расположению. При этом сечения для входа пара в конденсатор существенно увеличиваются. Компонировочно появляется возможность размещения боковых конденсаторов на двух отметках, причем каждая часть бокового конденсатора получается более компактной, а включение их последовательно по охлаждающей воде позволяет при прежнем вакууме второго по ходу воды конденсатора получить в первом по ходу воды и, следовательно, в целом для конденсатора более глубокий вакуум в тех же пределах температуры охлаждающей воды.

Напомним, что для одноконтурной АЭС боковое расположение конденсаторов неприемлемо, так как вызывает необходимость подведения под биологическую защиту и ЦНД турбины, то есть всей турбоустановки.

### **12.3. Компоновка реакторного и реакторно-парогенераторного цехов**

Компоновку реакторно-парогенераторного цеха двухконтурной АЭС с ВВЭР выполняют внутри герметичной защитной железобетонной оболочки. Для реактора ВВЭР-1000 диаметр цилиндрической части 47,7 м, высота 67,5 м. В верхней части она перекрыта сферическим куполом. Оболочка обеспечивает совместно с другим оборудованием (см. рис. 7.11) радиационную защиту во время МПА и биологическую защиту в нормальной эксплуатации. Внутри защитной оболочки герметичных помещений не делают, а сооружают биологическую защиту в основном из железобетона. К ней

относятся круговая железобетонная стена толщиной 1 — 1,5 м между реактором и парогенераторами, перекрытия, стены бассейна выдержки.

В прежние годы защитная оболочка считалась обязательной только для ВВЭР-1000, а реактор ВВЭР-440 сооружался без нее. В настоящее время защитная оболочка сооружается и на АЭС с ВВЭР-440.

Корпус реактора двухконтурной АЭС располагается в железобетонной шахте, герметично отделяющей его от остального оборудования и являющейся не только биологической защитой, но и фундаментом для корпуса. Заглубление реактора, применявшееся ранее, в современных компоновках не используется. Это существенно ускоряет и удешевляет строительство, так как не требует рытья котлована. Кроме того, снимается влияние грунтовых вод как в период строительства, так и в эксплуатации, когда грунтовые воды могут проникать в боксы, создавая дебалансовые воды и необходимость их дезактивации. Гидроизоляция становится безнапорной, исключаются работы по дренажу основания.

Для проведения перегрузки топлива между крышкой и верхним защитным колпаком реактора как продолжение шахты реактора образуется *бассейн перегрузки*. В связи с необходимостью съема крышки корпуса для целей перегрузки в реакторно-парогенераторном цехе необходимы мостовой кран и резервирование места, на которое опускается снятая крышка. Второй кран меньшей грузоподъемности используется для всех остальных операций.

В современных компоновках реакторно-парогенераторного цеха АЭС с ВВЭР-440 гидравлическая часть ГЦН опущена под железобетонное перекрытие и установлена на подвижной раме с шариковыми опорами. Там же расположены и главные трубопроводы реакторного контура. Электродвигатель насоса размещен выше железобетонного перекрытия. Это позволяет во время работы реактора осматривать верхнюю динамическую часть насоса, прослушивать работу электроприводов задвижек и, если необходимо, демонтировать для ремонта съемную часть (электродвигатель с рабочим колесом) ГЦН остановленной петли.

Реактор РБМК одноконтурной АЭС не имеет единой биологической защиты, так как ее размеры были бы существенно больше, чем у корпусного реактора той же мощности. Вместо единой биологической защиты оборудование реакторного цеха для РБМК заключено в систему отдельных бетонных боксов.

#### **12.4. Примеры компоновок АЭС с ВВЭР-1000 и АЭС с РБМК-1000**

На рис. 12.3 представлена компоновка АЭС с ВВЭР-1000 и одной турбиной, на рис. 12.4 — АЭС с РБМК-1000 и двумя турбинами, на рис. 12.5 — продольный разрез по реакторным отделениям двух блоков РБМК-1000 с расположением между ними корпуса СВО.

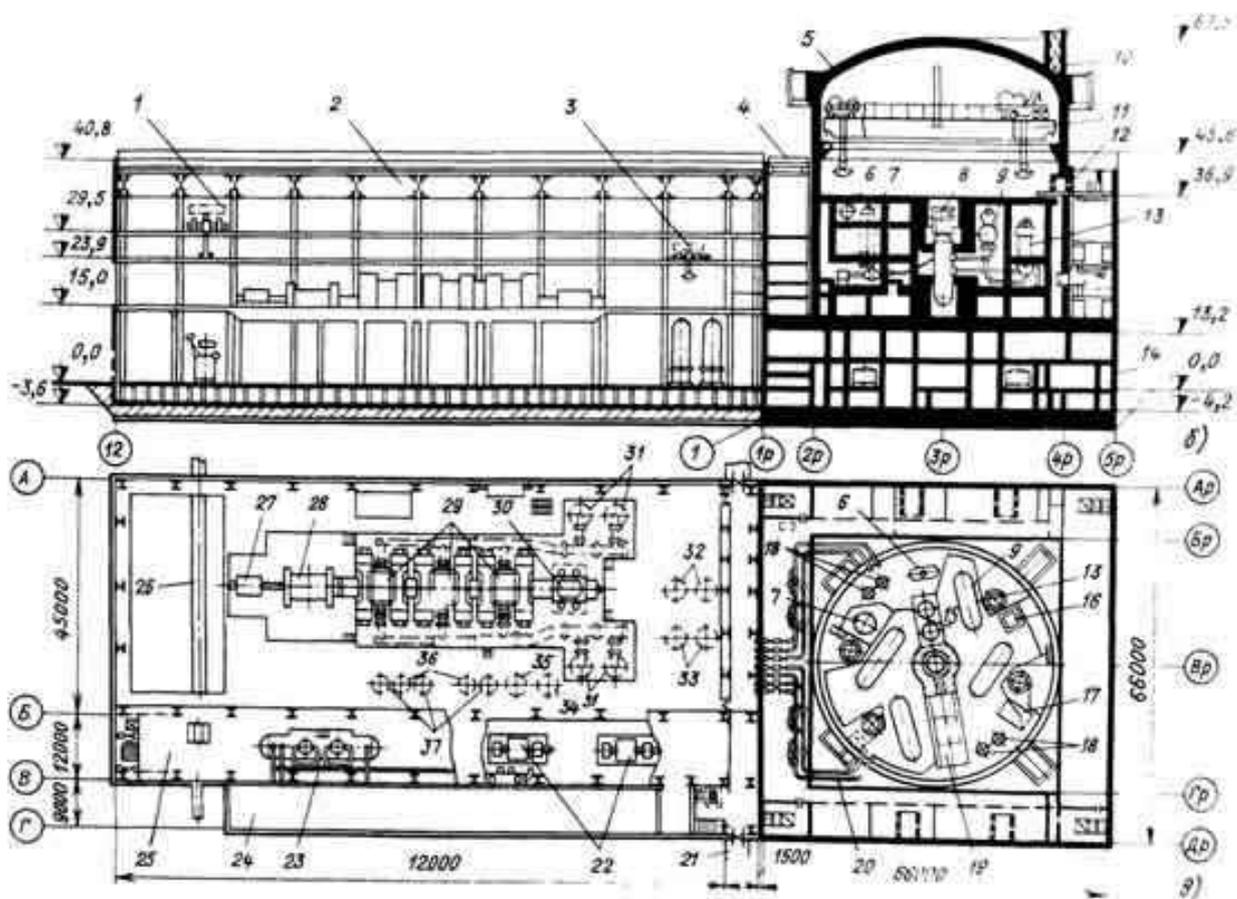


Рис. 12.3. Компоновка АЭС с ВВЭР-1000:

1 — турбинное отделение; 2 — обстройка защитной герметичной оболочки; 3 — защитная герметичная оболочка; 4 — компенсатор объема; 5 — реактор с бассейном перегрузки; 6 — вентиляционная труба; 7 — мостовой полноповоротный кран; 8 — парогенератор; 9 — электродвигатель ГЦН; 10 — бассейн выдержки; 11 — транспортно-технологическая часть; 12 — гидроаккумулирующие емкости; 13 — ПВД; 14 — питательные турбонасосы; 15 — деаэрактор; 16 — ПНД; 17 — въездные пути; 18 — возбудитель электрогенератора; 19 — электрогенератор; 20 — ЦНД; 21 — ЦСД; 22 — СПП

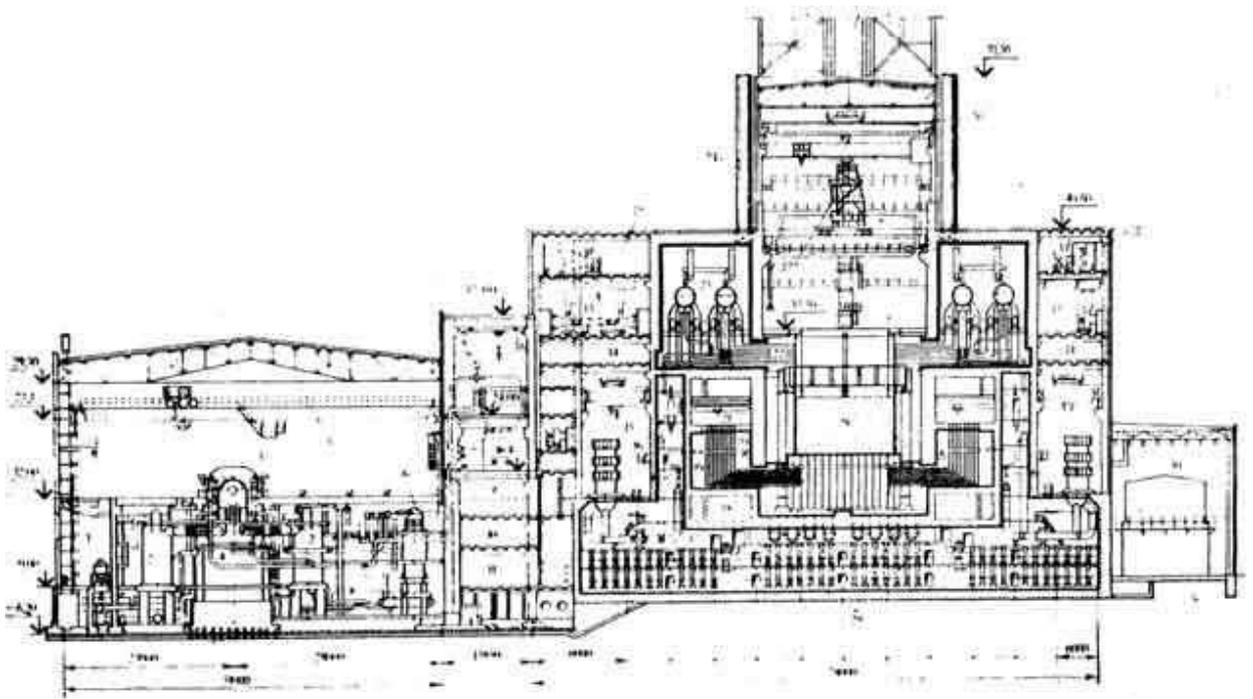


Рис. 12.4. Поперечный разрез по АЭС с РБМК-1000:

1 — конденсатный насос первого подъема; 2 — СПП; 3 — турбина; 4 — конденсатор; 5 — мостовой кран; 6 — ПНД; 7 — трубопроводный коридор; 8 — БРУ-К; 9 — блочный щит управления (БЩУ); 10 — подщитовое помещение; 11 — помещение распредустройства собственных нужд; 12 — помещение приточных вентиляторов реакторного отделения; 13 — общий вытяжной вентиляционный центр; 14 — помещение воздухопроводов; 15 — кран обслуживания ГЦН; 16 — электропривод ГЦН; 17 — бассейн-барботер; 18 — помещение системы охлаждения железобетонных конструкций; 19 — помещение нижних водяных коммуникаций; 20 — раздаточные групповые коллекторы; 21 — помещение обслуживания РГК; 22 — пароводяные коммуникации (ПВК); 23 — барабаны-сепараторы; 24 — стальная выхлопная труба; 25 — стальная вентиляционная труба; 26 — мостовой кран; 27 — разгрузочно-загрузочная машина (РЗМ); 28 — реактор; 29 — группы клапанов бассейна-барботера; 30 — помещение вспомогательных систем реакторного отделения

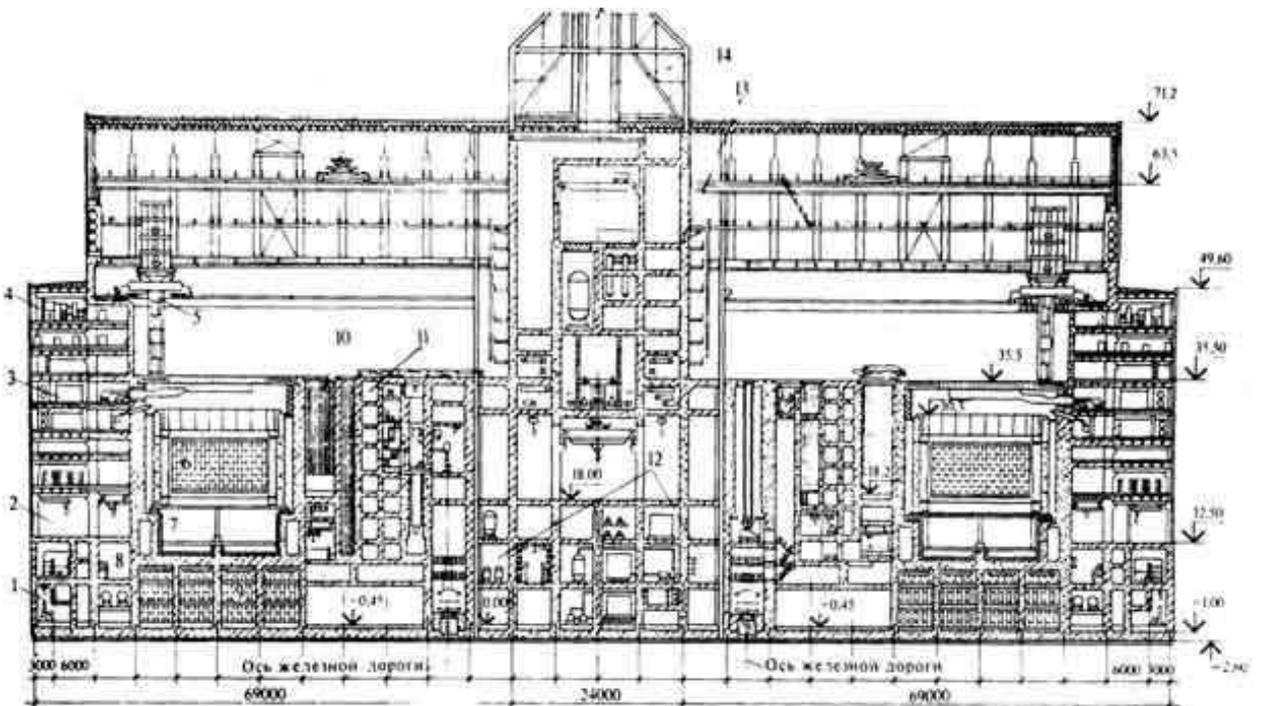


Рис. 12.5. Продольный разрез по реакторному отделению АЭС с РБМК-1000:

1 — помещение системы очистки гелия; 2 — транспортный коридор; 3 — помещение систем контроля герметичности оболочек твэлов (КГО) и контроля целостности технологических каналов (КЦТК); 4 — приточные вентиляторы реакторного отделения; 5 — разгрузочно-загрузочная машина (РЗМ); 6 — реактор; 7 — подреакторное помещение; 8 — помещение системы охлаждения каналов СУЗ; 9 — бассейн-барботер; 10 — бассейн выдержки ТВС; 11 — транспортно-технологическая часть; 12 — помещение спецводоочисток; 13 — помещения установки подавления активности (УПАК); 14 — вентиляционная труба

Состав этих компоновок приведен достаточно подробно в подрисуночных подписях. Однако на их основе целесообразно сделать некоторые сопоставления для двух типов АЭС.

Сравнение рис. 12.3 и 12.4 показывает, что реактор ВВЭР-1000 позволяет выполнить АЭС в меньших строительных габаритах как в целом по станции, так и в отношении герметичных помещений.

Гидроаккумулирующие емкости (см. рис. 12.3) располагаются непосредственно в реакторном отделении. Для АЭС с РБМК (см. рис. 12.4) это сделать не удастся из-за стеснения компоновки, поэтому они вынесены в отдельное помещение 30. В помещении 30 находятся также баки "грязного" конденсата, опорожнения и аварийного запаса воды.

Для АЭС с ВВЭР вентиляционная металлическая труба расположена на обстройке герметичной оболочки. В обстройке герметичной оболочки в ее разных углах расположено основное оборудование всех вспомогательных систем безопасности (см. рис. 7.11). Поэтому в случае падения на АЭС с воздуха больших предметов может быть выведена из строя только одна система с сохранением двух других в работоспособном состоянии.

Для АЭС с РБМК-1000 металлическая вентиляционная труба, единая для обоих блоков, расположена на корпусе СВО. Рис. 12.5 представляет собой разрез по центру реактора на рис. 12.4.

Показанные на рис. 12.4 металлические выхлопные трубы имеют своим назначением выброс в атмосферу пара, который мог бы скопиться в помещении над барабанами-сепараторами при аварийном разрыве одного из расположенных там трубопроводов. Количество этого пара невелико, радиоактивность его очень мала, и такой выброс допустим. Он необходим во избежание повышения давления в негерметичных помещениях и разрушения строительных конструкций.

Для АЭС с ВВЭР-1000 на избыточное давление 0,45 МПа при МПА рассчитана герметичная защитная оболочка выше отметки 13,0 (см. рис. 12.3).

Так как АЭС состоит обычно из нескольких блоков, то кроме БЩУ и РЩУ каждого блока на АЭС имеется также центральный щит управления (ЦЩУ), на котором размещены наглядные схемы и основные параметры работы всех блоков. С ЦЩУ осуществляется выдача электроэнергии в систему и распределение нагрузки между блоками.

Первоначально ЦЩУ располагали в главном здании первого блока. В настоящее время считается более правильным располагать ЦЩУ в самостоятельном здании, отдельно от главных корпусов блоков.

Важными для АЭС являются вопросы пожарной безопасности. Они учитываются не только при разработке генерального плана АЭС, но и при компоновке блоков АЭС, с обязательной установкой систем обнаружения и тушения пожаров. Автоматическое включение последней дублируется дистанционным ее включением со щитов управления: с БЩУ для помещений блоков и с ЦЩУ для прочих помещений.

С точки зрения пожарной безопасности при компоновке особое внимание уделяется установкам: маслохозяйства турбин и ГЦН (напорные маслопроводы выполняют из бесшовных труб повышенной прочности и с минимальным числом фланцевых соединений); водородного охлаждения электрогенераторов (ресиверы для хранения водорода размещают вне главного корпуса, на огражденной площадке, а выпуск водорода в атмосферу производят на высоте не менее 2 м над кровлей машзала); кабельных помещений; систем обеспечения безопасности. Строительные конструкции двух последних систем, так же как и помещений для регенерации и очистки масла, должны выполняться несгораемыми, с пределом огнестойкости не менее 1,5 ч. Еще более высокие требования по огнестойкости ограждения (не менее 2,5 ч) предъявляются к помещениям, в которых хранятся ядерное горючее и отвержденные жидкие радиоактивные отходы или находятся фильтры сорбции радиоактивных золь.

По электропитанию установки автоматического пожаротушения отнесены к первой категории.

## **12.5. О выводе оборудования АЭС из эксплуатации**

АЭС рассчитывается на определенный срок эксплуатации, после этого срока возникает вопрос о выводе ее оборудования из эксплуатации. Так как основное оборудование АЭС в процессе его эксплуатации становится радиоактивным, то эти вопросы решаются достаточно сложно. Кроме оборудования, исчерпавшего свой ресурс, приходится осуществлять мероприятия для преждевременного вывода из эксплуатации аварийного оборудования, для которого восстановление его в эксплуатации оказывается слишком дорогим. При решении о прекращении работы оборудования АЭС приходится решать вопросы о дальнейшем использовании помещения, в которых это оборудование находилось, и о возможности использования для иных производств многочисленных и зачастую очень дорогих материалов.

К настоящему времени в мире насчитывается более ста реакторных установок, которые должны быть выведены из эксплуатации. К ним относятся как исследовательские, так и энергетические реакторы. В числе последних находятся первые реакторы, сооруженные в ряде стран, а также реакторы, претерпевшие столь серьезную аварию, что восстановление их в работе потребовало бы слишком значительного финансирования.

Все это побудило страны, имеющие развитую атомную энергетику, создавать специальные подразделения для выработки определенных технических решений по снятию с эксплуатации и по составлению соответствующих смет. Выяснилось, что стоимость снятия с эксплуатации не только близка к стоимости первоначального сооружения, но в ряде случаев превышает его. В связи с этим было решено определять

себестоимость электроэнергии на вновь проектируемой АЭС с учетом затрат на ее последующее выведение из эксплуатации. Примеров выведения атомных энергоблоков из эксплуатации можно привести много. Так, в США были выведены полностью первая ее АЭС "Шиппингпорт", а также АЭС "Энрико Ферми" и ряд других из числа первых АЭС этой страны. Решено было, например, не восстанавливать в эксплуатации один из недавно завершённых блоков АЭС "Три-Майл-Айленд" мощностью 975 МВт, на котором произошла широко известная авария. Предполагается использовать этот еще совершенно новый блок для проведения опытных работ по снятию из эксплуатации. В России прекращена работа первых двух блоков Нововоронежской АЭС и блока Белоярской АЭС. Пока демонтаж их оборудования еще не производится, они остановлены и доступ в их помещения запрещен.

Во всех странах составлены перечни АЭС, подлежащих выводу из эксплуатации. При проектировании новых АЭС следует учитывать при компоновке необходимость последующего их выведения из эксплуатации.

## Глава 13

# ВЕНТИЛЯЦИОННЫЕ И ДЕЗАКТИВАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ АЭС

### 13.1. Назначение вентиляционных и дезактивационных установок

В системе любой АЭС неизбежна радиоактивность циркулирующих сред. Это происходит за счет проникновения в теплоноситель радиоактивных продуктов деления и за счет наведенной активности естественных примесей и продуктов коррозии, содержащихся в теплоносителе. Из табл. 13.1 следует, что из естественных примесей необходимо принимать во внимание только Na, дающий жесткое коротковолновое гамма-излучение. Но в теплоносителе натрия очень мало, так как все потоки, влияющие на состав теплоносителя, проходят полное обессоливание. Из табл. 13.2 видно, что существенно больший вклад в радиоактивность теплоносителя вносят продукты коррозии. Растворимость их в воде мала, поэтому в основном они находятся во взвешенном состоянии с возможностью их отложения на элементах оборудования реакторных контуров. Отложения в активной зоне способствуют повышению температуры оболочек твэлов и снижению их коррозионной стойкости; отложения в теплообменных трубках парогенераторов снижают коэффициент теплопередачи и паропроизводительность установки; отложения затрудняют ремонт ГЦН в связи с ухудшением радиационной обстановки.

Газообразные радиоактивные продукты могут ухудшить радиационную обстановку в помещениях АЭС и за ее пределами.

Из сказанного можно сделать вывод о следующих задачах, решаемых вентиляционными и дезактивационными установками: поддержание нормальной радиационной обстановки как в помещениях АЭС, так и за ее пределами; создание

условий для нормальной работы оборудования; обеспечение не превышения допустимых санитарных норм для работы обслуживающего персонала.

Вентиляционные и дезактивационные установки в ряде случаев действуют в составе единой системы. Так, для того чтобы обеспечить допустимые выбросы (ДВ) и предельно допустимые выбросы (ПДВ), представленные для среднесуточных значений в табл. 13.3 и для среднемесячных значений в табл. 13.4, необходима дезактивация "грязного" воздуха перед его поступлением из вентилируемых помещений в вентиляционную трубу и далее в атмосферу, как это показано, например, на рис. 13.1. Было бы правильней не давать примечаний табл. 13.3 и к табл. 13.4, а указать, что, если будет иметь место превышение норм, указанных в табл. 13.3 или в табл. 13.4, то необходимо немедленно установить причину этих превышений и принять меры к ее устранению вплоть до остановки реактора, если это необходимо.

Таблица 13.1. Характеристика радиоактивных нуклидов естественных примесей воды реакторов

Радиоактивные нуклиды	Содержание в естественной смеси, %	Период полураспада	Вид излучения
<b>Анионы:</b>			
$^{28}\text{Si}$	92,7	2,6 ч	$\beta$
$^{32}\text{P}$	100	14,3 сут	$\beta$
$^{35}\text{S}$	4,15	81,1 сут	$\beta$
$^{37}\text{S}$	0,016	5,04 мин	$\beta$
$^{36}\text{Cl}$	75,4	$210 \cdot 10^2$ лет	$\beta$
$^{38}\text{Cl}$	24,6	37,5 мин	$\beta$ и $\gamma$

Продолжение табл. 13.1

Радиоактивные нуклиды	Содержание в естественной смеси, %	Период полураспада	Вид излучения
<b>Катионы:</b>			
$^{24}\text{Na}$	100	14,8 ч	$\gamma$
$^{27}\text{Mg}$	11,29	10,2 мин	$\beta$ и $\gamma$
$^{45}\text{Ca}$	2,06	152 сут	$\beta$
$^{49}\text{Ca}$	0,18	2,5 ч	$\beta$
$^{49}\text{Ca}$	0,18	30 мин	$\beta$

Таблица 13.2 Характеристика радиоактивных нуклидов примесей, переходящих в воду реакторов в результате процессов коррозии

Радиоактивные нуклиды	Содержание в естественной смеси, %	Период полураспада	Вид излучения
<b>В связи с коррозией сталей:</b>			
<sup>51</sup> Cr	4,31	26,5 сут	γ
<sup>56</sup> Mn	100	2,59 ч	β и γ
<sup>59</sup> Fe	0,31	46 сут	β и γ
<sup>60</sup> Co	100	5,3 лет	γ
<sup>66</sup> Ni	30,9	4,34 мин	γ
<b>В связи с коррозией латуней:</b>			
<sup>64</sup> Cu	69,1	12,9 ч	γ
<sup>65</sup> Zn	0,88	2,5 ч	β и γ
<sup>65</sup> Zn	48,89	250 сут	γ
<sup>69</sup> Zn	18,56	13,8 ч	γ
<sup>69</sup> Zn	18,56	57 мин	γ
<sup>71</sup> Zn	0,62	2,2 мин	γ
<b>В связи с коррозией циркониевых сплавов:</b>			
<sup>69</sup> Zr	17,4	65 сут	β и γ
<sup>71</sup> Zr	2,8	17 ч	β и γ

Таблица 13.3. Среднесуточный допустимый нормализованный (ДНВ) и предельно допустимый (ПДВ) выбросы, Ки/сут, отнесенные к 1000 МВт общей мощности АЭС

Радионуклиды	ДНВ для $N_{\text{АЭС}} = 1000 \div$ $\div 6000 \text{ МВт}$	ПДВ для $N_{\text{АЭС}} > 6000 \text{ МВт}$
Инертные радиоактивные газы (аргон, криптон, ксенон) суммарно	500	3000
Иод-131 (газовая и аэрозольная фазы суммарно)	0,01	0,06
Долгоживущие нуклиды, оставшиеся на фильтре через 2 сут после начала экспонирования	0,015	0,09
Короткоживущие нуклиды, определяемые как разность оставшихся на фильтре через 1 и 2 сут после начала экспонирования	0,2	1,2

Примечание. Допускается однократный или суточный выброс, превышающий значение, указанное в таблице, если суммарный выброс за квартал не превысит расчетного значения по таблице.

Таблица 13.4. Среднемесячный допустимый нормализованный (ДНВ) и предельно допустимый (ПДВ) выбросы, мКи/мес, отнесенные к 1000 МВт общей мощности АЭС

Долгоживущие нуклиды	ДНВ для $N_{\text{АЭС}} = 1000 \div$ $\div 6000 \text{ МВт}$	ПДВ для $N_{\text{АЭС}} >$ $> 6000 \text{ МВт}$	Долгоживущие нуклиды	ДНВ для $N_{\text{АЭС}} = 1000 \div$ $\div 6000 \text{ МВт}$	ПДВ для $N_{\text{АЭС}} >$ $> 6000 \text{ МВт}$
Кобальт-60	15	90	Стронций-90	15	90
Марганец-54	15	90	Хром-51	15	90
Стронций-90	1,5	9	Цезий-137	15	90

Примечание. Допускается превышение значения, указанного в таблице, если выброс за год не превысит расчетного значения по таблице.

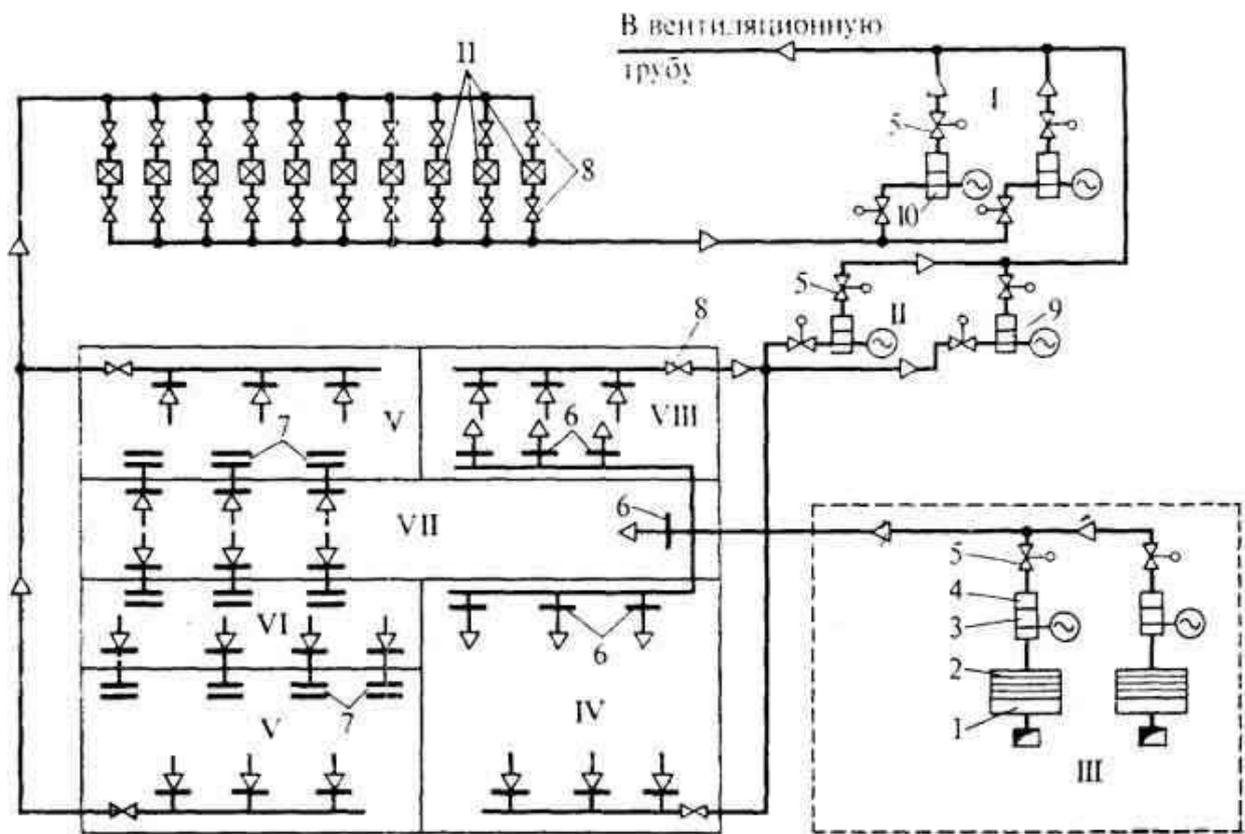


Рис. 13.1. Организация приточно-вытяжной технологической вентиляции в одном из помещений спецводоочистки:

I — вытяжная система полуобслуживаемых и необслуживаемых помещений; II — вытяжная система обслуживаемых помещений; III — приточная система; IV — обслуживаемое помещение (лаборатория); V — необслуживаемые помещения; VI — периодически обслуживаемое (полуобслуживаемое) помещение; VII — обслуживаемый коридор; VIII — обслуживаемое помещение (щит спецводоочистки)

В баках "грязного" конденсата, в бассейне выдержки отработавших твэлов над уровнем радиоактивной воды образуется радиоактивная парогазовоздушная смесь. Для предотвращения ее накопления из надводных пространств производятся *технологические сдувки*, подвод которых к вентиляционной трубе недопустим без предварительной дезактивации (рассмотрение этой системы перенесено в 13.5).

## 13.2. Основы проектирования технологической вентиляции

Стоимость вентиляционной установки довольно значительна и зависит от объема вентилируемых помещений, что необходимо учитывать при выборе компоновочных решений. Конкретный выбор вентиляционной системы и ее производительности для проектируемой АЭС решается в неразрывной связи с принятыми компоновочными решениями и выбранной системой локализации аварий.

Вентиляционная установка необходима на любом промышленном предприятии. Особенность АЭС — недопустимость перерыва в работе вентиляционной системы. Это объясняется тем, что на любом промышленном предприятии вентиляция призвана

обеспечить только санитарно-гигиенические условия работы персонала, а на АЭС, кроме того, должна быть обеспечена еще и более важная задача — *радиационная безопасность персонала*. Последняя задача для технологической вентиляции на АЭС является главной, а вопросы обеспечения санитарно-гигиенических условий работы решаются попутно. В связи с этим проектирование технологической вентиляции на АЭС подчиняется основному принципу подразделения помещений на зоны в зависимости от уровня радиоактивности. Различают *зону строгого режима* (в том числе помещения постоянного обслуживания, периодического обслуживания, необслуживаемые) и *зону свободного режима*. Вентиляция этих зон обязательно раздельная, причем из мест повышенной радиоактивности должна осуществляться отдельная вентиляция для локализации радиоактивности, уменьшения суммарной производительности вентиляционной установки и улучшения общей радиационной обстановки. Кроме того, при проектировании системы специальной технологической вентиляции обязательно выполнение следующих правил:

— к одной и той же вентиляционной системе допустимо параллельное подсоединение разных помещений только при равном уровне их радиоактивности;

— для уменьшения производительности вентиляционной установки помещения различного уровня радиоактивности могут быть подсоединены к одной вентиляционной установке только при условии их *последовательного подключения*, то есть с применением ступенчатой схемы вентиляции: приточный воздух подается в обслуживаемые помещения и коридоры, откуда через клапаны одностороннего действия перепускается в необслуживаемые и удаляется из них за счет разрежения, создаваемого вентиляторами вытяжных установок. Такая система обеспечивает непрерывный поток воздуха из обслуживаемых помещений в необслуживаемые, исключая перетоки в обратном направлении;

— вентиляция осуществляется как приточно-вытяжная, с обеспечением разрежения во всех помещениях;

— поступление приточного воздуха в помещение и удаление загрязненного в вытяжную систему должно быть предусмотрено таким образом, чтобы надежно вентилировать все помещение;

— обязательно 100%-ное резервирование вентиляционных агрегатов с автоматическим включением резервных и автоблокировкой электродвигателей клапанов вытяжной и приточной систем с двигателями соответствующих вентиляционных установок.

Реализация этих положений показана (рис. 13.1) на примере организации приточно-вытяжной технологической вентиляции в одном из помещений спецводоочистки. Приточных вентиляторов два — один рабочий и один резервный. Приточный воздух поступает снаружи через воздухозаборную шахту и проходит очистку от пыли, чтобы не загружать излишне аэрозольные фильтры *11*. Специальная технологическая вентиляция должна обеспечивать также и обычную санитарно-гигиеническую, то есть поддерживать в помещениях определенную температуру воздуха. Это требует подогрева приточного воздуха зимой и охлаждения летом, поэтому на пути приточного воздуха после фильтров *1* устанавливаются калориферы *2* с включением их в работу по мере необходимости с подачей в них или холодной воды (после пароэжекторной установки), или горячей из

теплосети. На напорной части 4 вентиляторов 3 приточной системы установлены герметичные клапаны 5 с электроприводами, сблокированные с такими же клапанами вытяжных вентиляторов 9. На рис. 13.1 виден последовательный переток воздуха по помещениям с разным уровнем радиоактивности (ступенчатая вентиляция). Весь воздух из приточной системы через обычный клапан 6 поступает в коридор обслуживания и другие обслуживаемые помещения, например, помещения лабораторий и щита системы очистки радиоактивных вод. Так как в обслуживаемых помещениях вентиляция только санитарно-гигиеническая, то воздух из них поступает в отдельную вытяжную систему и без очистки на фильтрах сбрасывается в воздуховод, идущий в вентиляционную трубу станции.

В необслуживаемые и полубслуживаемые помещения зоны строгого режима приточный воздух направляется из коридора обслуживания через обратные клапаны 7, надежно обеспечивающие переток воздуха только в направлении от "чистых" помещений в "загрязненные", причем из менее "загрязненных" в более "загрязненные", но не наоборот, что хорошо видно из рисунка. В "загрязненном" воздухе возможно образование аэрозолей, поэтому, прежде чем поступить через вентиляторы 10 к вентиляционной трубе, воздух проходит очистку на аэрозольных фильтрах 11. В работе всегда находится часть фильтров. По мере увеличения их сопротивления (из-за забивания) фильтры переключают вентилями 8 для замены. Фильтры располагаются в изолированном помещении со своими средствами дезактивации. Вытяжные вентиляторы 9 и 10 также установлены со 100%-ным резервом.

Для хранилищ твердых радиоактивных отходов, связанных с помещениями спецводоочистки, предусматривают только вытяжную вентиляцию. Производительность ее определяют исходя из условий одновременного открытия только одного люка и создания в его проеме скорости воздуха не менее 2 м/с.

Основные требования к специальной технологической вентиляции — эффективность и надежность. Особо ответственные вентиляционные установки, работа которых должна быть обеспечена и в условиях полного обесточивания АЭС, имеют подсоединение и к системе надежного электропитания.

Следует помнить, что *основное назначение вентиляционной системы* не ликвидация результатов нарушений эксплуатации, а *поддержание радиационнобезопасных условий работы* персонала. При перерывах в работе реактора система технологической вентиляции должна продолжать работу.

Выбор производительности вентиляционной установки должен делаться с учетом перегрузок (для реакторного зала) и условий проведения ремонтных работ для оборудования первого контура после спада  $\gamma$ -излучения, так как этим определяется продолжительность пребывания ремонтного персонала в соответствующих помещениях. Расчетная кратность воздухообмена менее единицы не допускается. В помещениях зоны строгого режима она может быть ориентировочно рекомендована в следующих пределах:

Объем помещения, м <sup>3</sup>	500	1000	5000	10 000 и более
Кратность воздухообмена за 1 ч	5	3	2	1

В процессе нормальной эксплуатации для реакторного зала в связи с большим объемом помещения принимают кратность воздухообмена равной единице; при перегрузках и ремонтных работах в реакторном зале должен быть обеспечен не менее чем двукратный обмен воздуха.

Кратность воздухообмена, равную пяти и не менее трех, применяют при организации вентиляции необслуживаемых и полубслуживаемых помещений спецводоочистки. Их объем в сравнении с реакторным залом относительно невелик, а радиоактивность в связи с концентрированием жидких радиоактивных отходов — высокая.

В реакторном отделении, в боксах ГЦН и в боксах парогенераторов радиоактивность наибольшая. Поэтому для них кратность воздухообмена должна быть выше; исходя из условий производства ремонтных работ должен быть обеспечен трех- и пятикратный обмен воздуха в зависимости от конкретных условий необходимого ремонта с учетом включения в работу резервных вентиляторов и специальной ремонтной вентиляции, которая работает только как вытяжная. В периоды ремонта в открытых дверных проемах должна быть обеспечена скорость воздуха не менее 1 м/с за счет работы вытяжной вентиляции.

Реакторное отделение, безусловно, относится к зоне строгого режима. Герметичные помещения в его составе подразделяются на две группы в зависимости от того, рассчитаны ли эти помещения на избыточное давление, которое могло бы возникнуть в результате протекания МПА. Эти герметичные помещения показаны на рис. 12.4 для АЭС с ВВЭР-1000 и на рис. 12.5 для АЭС с РБМК-1000.

Герметичные помещения, рассчитываемые на избыточное давление, характеризуются большим тепло- и влаговыделениями, высоким  $\gamma$ -излучением и присутствием в воздухе радиоактивных нуклидов благородных газов, иода и аэрозолей. Эти помещения относятся к числу необслуживаемых. При нормальной эксплуатации задачей вентиляционной системы является удаление избыточной теплоты и влаги из этих помещений и обеспечения в них разрежения не менее 200 мм вод. ст. (0,2 кПа). Тем самым предотвращается переток радиоактивного воздуха в другие помещения.

Имеется отдельная вентиляционная установка герметичных помещений, не рассчитанных на избыточное давление в аварийных ситуациях. Она преследует те же цели, но создаваемое разрежение выбирается меньшим (0,05 кПа), так как в составе реакторного отделения имеются не только необслуживаемые помещения, но и полубслуживаемые (периодически обслуживаемые) и обслуживаемые. К последним относится верхняя часть реакторного отделения, называемая реакторным залом. Поэтому приточный воздух в реакторное отделение поступает снизу в этот зал, а сверху отводится в полубслуживаемые и далее в необслуживаемые помещения, откуда отсасывается вытяжными вентиляторами.

Вентиляционная система реакторного зала имеет наибольшую мощность. Наряду с постоянно действующей вентиляционной системой для проведения срочных ремонтных работ во время эксплуатации в реакторном зале существует подача воздуха к средствам индивидуальной защиты (пневмокостюмы) с помощью специальной установки, состоящей из двух вентиляторов (один резервный) производительностью 750 м<sup>3</sup>/ч. Пневмокостюмы присоединяют к ним с помощью воздухораспределительных гребенок с гибкими шлангами, располагаемыми при входе в необслуживаемые или

полуобслуживаемые помещения. Через гребенки пропускается по 15 м<sup>3</sup>/ч воздуха. Эти установки только приточные с напором 70 мм вод.ст. На напорной линии они имеют аэрозольные фильтры. Электродвигатели этих вентиляторов присоединяют к сети надежного питания.

Вентиляции подлежат не только реакторное отделение и спецводоочистка, но и все остальные цехи и помещения АЭС. Вентиляция для них тоже осуществляется как приточно-вытяжная с созданием разрежения не менее 5 мм вод. ст. (0,05 кПа). К вентиляции машзала двух- и трехконтурных АЭС предъявляются обычные санитарно-гигиенические требования, как к зоне свободного режима, но на одноконтурной АЭС эти требования аналогичны требованиям к вентиляции реакторного зала.

К зоне свободного режима относятся все электротехнические помещения, щиты управления, СУЗ, помещения приточного вентиляционного центра, для них имеются свои вентиляционные системы.

Кроме основных вентиляционных систем существует еще ряд других, меньших по производительности, часть из которых включается периодически, например, приточно-вытяжная вентиляция в помещениях аккумуляторных батарей системы надежного питания.

### **13.3. Обеспечение допустимой температуры воздуха в помещениях АЭС**

В процессе работы технологического оборудования только некоторые помещения АЭС нуждаются в отоплении, например, щит управления и реакторный зал. Требуемая для них температура обеспечивается за счет подогрева приточного воздуха. Наряду с этим в ряде помещений возникает потребность отвода большого количества теплоты для предотвращения недопустимого повышения температуры воздуха. Количество теплоты, выделяющееся от работающего оборудования, резко различается не только между цехами, но и в пределах одного и того же цеха. Так, в машинном зале наиболее благоприятные температурные условия имеются в месте расположения конденсаторных насосов и циркуляционных насосов охлаждающей воды, а самая высокая температура — вблизи деаэраторов и паропроводов, подающих пар из реакторного цеха к турбинам.

Создание благоприятных температурных условий обязательно при компоновке теплового оборудования. Изучение рабочих условий машинного зала показывает, что теплоотводящих установок для всего цеха не требуется. Превышение температуры не более чем на 5°С в рабочем помещении по сравнению с наиболее высокой летней температурой относительно легко достигается за счет принудительной подачи воздуха. В местах с недопустимо высокой температурой воздуха обычно нет постоянных рабочих мест, поэтому наиболее целесообразно предусматривать для них "душирование". Эти установки, подающие охлажденный и увлажненный воздух, включают только при временной работе персонала.

Постоянно работающие охлаждающие (а иногда и увлажняющие) установки предусматривают только для ряда рабочих помещений реакторного контура и системы очистки радиоактивных вод. Прежде всего для этой цели используют калориферы

приточных камер соответствующих вентиляционных систем. Для реакторного зала необходимый отвод теплоты обеспечивается вентиляционной системой, поэтому достаточность выбранной кратности воздухообмена (т. е. производительности вентиляционной системы реакторного зала) проверяют с учетом обеспечения допустимой температуры (25 — 30 °С), принимая во внимание включение калориферов в приточных камерах.

Труднее всего организовать теплоотвод из помещений боксов парогенераторов и главных циркуляционных насосов. Специфичность этих помещений в том, что здесь температура поверхности рабочего оборудования наивысшая, а объем нагреваемого воздуха по сравнению с любым другим помещением существенно меньше, что объясняется стремлением уменьшить затраты на сооружение герметичных помещений. Поэтому решение, удовлетворительное для реакторного зала, неприемлемо для боксов, для них приходится создавать дополнительные самостоятельные системы, поддерживающие температуру воздуха на уровне не выше допустимой 55 °С в нормальной эксплуатации и 70 °С при полном обесточивании АЭС, за счет подсоединения их к сети надежного электроснабжения.

Избыточную теплоту из помещений боксов можно отводить по-разному в зависимости от выбора охлаждающего агента. Одним из решений может быть пропуск через боксы большого количества холодного воздуха. Однако при этом потребуются огромные очистные установки для сбрасываемого воздуха, уменьшить их за счет применения циркуляции воздуха нельзя, иначе радиационная обстановка в помещении существенно ухудшится. Поэтому системы вентиляции, предназначенные для удаления радиоактивных примесей, работающие как разомкнутые, дополняют для боксов специальной вентиляционной системой для отвода избыточной теплоты, применяя для них рециркуляцию воздуха, который охлаждается в теплообменниках водой промконтура. При температуре охлаждающей воды более 15 °С для ее снижения используется парозежекторная машина, питаемая паром от коллектора собственных нужд. Воздух забирается из верхней части бокса, проходит через воздухоохладитель и при температуре 30 °С поступает в вытяжной вентилятор рециркуляционной системы, откуда возвращается в бокс, в его нижнюю часть. Для АЭС с ВВЭР рециркуляционные системы для отвода теплоты предусматриваются также для охлаждения шахты реактора, сухой защиты, бетонной консоли фундамента реактора (см. рис. 7.1). Для обоих типов реакторов системы рециркуляционного отвода теплоты применяются для приводов СУЗ, транспортно-технологической части бассейнов выдержки и др.

Особые требования предъявляются к вентиляции помещений блочных щитов управления и щитов дозиметрии.

Эксплуатационный персонал находится здесь непрерывно. В этих помещениях требуется не только организация необходимого воздухообмена, но и поддержание температуры воздуха на уровне 22 °С в любое время года. Эта задача решается специальными установками кондиционирования воздуха.

#### **13.4. Вентиляционный центр атомной электростанции и вентиляционная труба**

Вентиляционные установки АЭС состоят из большого числа агрегатов, перекачивающих ежечасно сотни тысяч кубических метров "чистого" и "загрязненного"

воздуха. Целесообразно объединение их в вентиляционный центр, что позволяет улучшить обслуживание, сократить обслуживающий персонал, целесообразнее использовать цеховые площади. Некоторый недостаток вентиляционного центра — увеличение протяженности воздуховодов по сравнению с индивидуальным размещением вентиляционных установок.

Приточные центры разных систем размещают отдельно. Так, приточный центр вентиляции машзала располагают у стены, противоположной стене примыкания к реактору, а приточный центр реакторного контура — в реакторном помещении (см. 12 на рис. 12.4). Вытяжные центры разных систем располагают совместно (см. 13 на рис. 12.4) в изолированном помещении с биологической защитой и обеспечением их средствами дезактивации, причем по возможности ближе к вентиляционной трубе для сокращения длины воздуховодов. Следует помнить, что при любом расположении приточных и вытяжных вентиляционных центров обязательно должна быть обеспечена автоблокировка электродвигателей вентиляторов приточной и вытяжной систем и их герметичных клапанов. Включаются и выключаются агрегаты или автоматически (при аварийной остановке одного из вентиляторов), или дистанционно (если включение производится при работающих агрегатах).

В вытяжных центрах вентиляторы, удаляющие наиболее радиоактивно загрязненный воздух, размещают в отдельных защитных боксах (полуобслуживаемых) с самостоятельной вытяжкой. Электродвигатели вентиляторов, приводы запорно-регулирующей арматуры и контрольно-измерительные приборы располагают в обслуживаемых помещениях. Шкалы контрольно-измерительных приборов системы вентиляции выносят на центральный щит управления. Должна быть обеспечена также приточно-вытяжная вентиляция самого вентиляционного центра.

Работа всей вентиляционной системы контролируется службой контрольно-измерительных приборов и автоматики, а качество приточного и удаляемого воздуха контролирует служба дозиметрии. Воздух после вытяжного вентиляционного центра выбрасывается в атмосферу через вентиляционную трубу, высота которой не менее 100 м. Все газообразные выбросы в атмосферу производятся только через вентиляционную трубу. Сброс в вентиляционную трубу радиоактивных газов из технологических сдувок, как бы незначительны они ни были, может осуществляться только после их дезактивации. Скорость воздуха в устье трубы не менее 10 м/с и, кроме того, она должна в 1,5 — 2 раза превышать скорость ветра на той же высоте.

Воздуховоды выполняют из стали и покрывают внутри антикоррозионным лаком. Диаметр воздуховода может быть весьма значительным — до 1500 мм. Для удешевления строительства целесообразно для биологической защиты вытяжных воздуховодов использовать строительные бетонные конструкции. Врезка неочищенных технологических радиоактивных сдувочных линий в систему воздуховодов не допускается.

Внизу вентиляционной трубы для АЭС с РБМК размещают *установку подавления активности* (УПАК); в ее состав входят специальные фильтры, заполненные активированным углем, на которых очищаются сбросы эжекторов конденсаторов турбин одноконтурной АЭС и сбросы из системы очистки гелия газового заполнения кладки реактора РБМК.

### 13.5. Удаление твердых радиоактивных отложений из контуров и помещений АЭС

В составе АЭС предусматриваются дезактивационные установки непрерывного и периодического действия. Характер их оборудования и технология дезактивации различаются в зависимости от того, имеется ли в виду дезактивация твердых, жидких или газообразных радиоактивных отходов. В процессе дезактивации осуществляется очистка оборудования и помещений от радиоактивных примесей. Как результат этой очистки возникают концентрированные радиоактивные отходы, подлежащие захоронению. Оборудование для собственно дезактивации и для временного хранения на АЭС отвержденных концентрированных радиоактивных отходов сосредоточивают в специальном корпусе. Так как главное оборудование относится к переработке радиоактивных вод, то специальный корпус носит название *корпус спецводоочистки*.

Реже всего приходится иметь дело с твердыми радиоактивными отходами. "Загрязненные" одежду и обувь, загрязненные вышедшие из строя инструменты и отдельные детали реакторной установки и установок технологического транспорта захоранивают без предварительной обработки. Загрязненные, но пригодные к использованию инструменты и отдельные детали установок после дезактивации в мойках реакторного зала могут быть использованы повторно, а получившиеся при этом радиоактивные промывочные растворы проходят последующую обработку аналогично другим жидким радиоактивным отходам. Детали реакторной установки, вышедшие из строя и подлежащие захоронению, иногда бывают столь крупными, что перед транспортировкой в могильники их надо предварительно разрезать на более мелкие части. В условиях реакторного зала такая операция трудно осуществима. Поэтому непосредственно у реакторного зала (или даже в его пределах) предусматривают внутреннюю емкость для захоронения, куда можно опускать крупные детали с заливкой их бетоном толщиной слоя, достаточной для биологической защиты. Эти емкости следует развивать главным образом в высоту, учитывая соответствующие возможности реакторного зала и условия захоронения (например, стержней системы управления и защиты), а также экономию площади реакторного зала.

К числу твердых радиоактивных отходов, подлежащих захоронению, относят также фильтры, сорбирующие радиоактивные золи, газы и соединения иода при дезактивации газовоздушных вентилирующих потоков (см. 13.2 и 13,3).

В процессе эксплуатации АЭС приходится иметь дело с твердыми радиоактивными отложениями на оборудовании реакторных и вспомогательных контуров и на поверхностях помещений АЭС. Поэтому возникает необходимость периодического удаления этих отложений, способы удаления этих отложений аналогичны рассмотренной выше обработке загрязненных деталей, то есть удаление радиоактивных отложений с поверхностей предусматривает: воздействие на них дезактивирующих растворов; переход удаленных отложений в дезактивирующий раствор; последующую обработку этих растворов, аналогичную дезактивации жидких радиоактивных отходов (см. 13.7). Дезактивация оборудования требует его останова, но производится без демонтажа, то есть оборудование дезактивируется в сборе.

Периодической дезактивации подвергают также стены и полы производственных помещений реакторной установки, спецводоочистки и др. Активация этих поверхностей может происходить в результате непосредственного соприкосновения с радиоактивным веществом в твердом или жидком состоянии (например, при протечках) и сорбции на поверхности аэрозолей, гидрозолей и газов, содержащих радиоактивные нуклиды. Помещения дезактивируют путем их обмывки, для чего полы настилают с уклонами и трапами. Обмывочные (*трапные*) воды подлежат последующей переработке как жидкие радиоактивные отходы. Для облегчения дезактивации полы и стены производственных помещений зоны строгого режима настилают из материалов, мало сорбирующих радиоактивные вещества, легко поддающихся дезактивации и обладающих необходимой температурной и коррозионной стойкостью. Для стен применяют глазированную плитку, эпоксидные и перхлорвиниловые эмали, для полов — сталь, покрытия эпоксидными эмалями или полиэтиленом.

Места соединений стен между собой и полом закругляют, все проводки (освещение, газ и др.) выполняют скрытыми, окна делают без подоконников. Помещения, через которые проходят коммуникации контура теплоносителя, должны иметь надежную гидроизоляцию, исключаящую возможность попадания радиоактивных растворов в нижележащие помещения и грунт. Обрабатывают помещения исходной технической водой с использованием гидродинамического воздействия направленной струи, так как удаление отложений с поверхности помещений затруднений не представляет.

Твердые радиоактивные отложения в реакторных и вспомогательных контурах состоят в основном из продуктов коррозии сталей, обычно аустенитных нержавеющей. Отложения могут возникать в отдельных элементах или за счет собственной их коррозии, или за счет привноса теплоносителем и осаждения из него продуктов коррозии предшествующих элементов. Естественно, что такие отложения имеют сродство с основным металлом и потому хорошо с ним сцеплены. Поэтому удаление таких отложений существенно сложнее дезактивации помещений и требует применения специальных растворов и разработки технологии их использования.

В процессе эксплуатации уровень радиоактивности оборудования определяется газовой (кислородной, азотной) радиоактивностью воды. Повышение радиоактивности воды за счет продуктов коррозии, образующихся за пределами активной зоны, но активирующихся при циркуляции через нее во время эксплуатации реакторов, невелико по сравнению с газовой радиоактивностью. Но после останова реактора газовая радиоактивность быстро падает и доступность оборудования для ремонта или осмотра определяется отложениями на нем радиоактивных продуктов коррозии, а иногда и продуктов деления ядерного горючего.

Поверхности первого контура могут задерживать радиоактивные примеси воды в результате *сорбционных процессов, диффузионного проникновения и химических связей*. При наличии в воде коррозионных и взвешенных частиц известную роль играет осаждение их в порах, трещинах и углублениях, причем поверхности механических отложений сами способны к последующему сорбционному процессу.

Механически образовавшиеся отложения наиболее легко удаляемы, часто даже простыми водными промывками. Образование таких отложений относительно несложно предотвратить, конструируя *системы* первого контура без застойных зон и со скоростями, препятствующими отложению, и прежде всего организацией такого водного режима, при

котором продукты коррозии находятся главным образом в растворенном состоянии, соответствующем минимальной коррозии конструкционных материалов.

Труднее всего удалить отложения, закрепившиеся на поверхности в результате сорбционно-диффузионных процессов проникновения радиоактивных примесей в структуру металла контура. Скорость диффузии зависит от природы диффундирующего вещества, температуры и давления среды и других факторов.

При диффузионном проникновении радиоактивных веществ в конструкционный материал для дезактивации неизбежно разрушение и удаление его поверхностного слоя. Чем продолжительнее периоды между дезактивациями, тем существеннее толщина поверхностного слоя, подлежащего удалению. Особенно это относится к удалению оксидов кобальта, поэтому при использовании нержавеющей аустенитных сталей следует стремиться к применению бескобальтового никеля и бескобальтового стеллита. Из-за наличия в отложениях радионуклида кобальта-60, проникающего в сталь и имеющего большой период полураспада, дезактивация контуров из нержавеющей аустенитных сталей более затруднительна, чем из углеродистых.

Периодические дезактивационные обработки не следует производить слишком редко и лучше пользоваться каждой предоставляющейся возможностью, однако лишь при условии применения дезактивирующих растворов, не оказывающих разрушающего или другого вредного воздействия на конструкционный материал. Например, для нержавеющей аустенитных сталей совершенно недопустимо использовать соляную кислоту, так как при любом, даже максимально полном удалении ее после промывки контура, хлорид-ион способен сорбироваться поверхностью материала с последующим вредным воздействием на коррозию под напряжением для этих сталей.

Периодическая дезактивация оборудования в сборе — это всегда процесс химической очистки оборудования. Ей могут быть подвергнуты вспомогательные реакторные контуры, отдельные петли и весь главный реакторный контур, за исключением активной зоны, удаляемой из реактора на период очистки или отсекаемой задвижками от контура промывки. Необходимая в процессе дезактивации циркуляция среды создается специальными малыми насосами, а для замыкания контура могут быть использованы дренажные линии основных трубопроводов.

Выбор дезактивирующих растворов зависит от состава отложений, подлежащих удалению. Эти растворы должны быстро и полно смачивать обрабатываемую поверхность, разрушать связь отложений с поверхностью и растворять их по возможности без разрушающего воздействия на конструкционный материал. Дезактивирующие растворы должны предотвращать повторную сорбцию радиоактивных загрязнений и легко и полно удаляться из контуров. Состав растворов зависит от уровня загрязненности оборудования, характеристики конструкционного материала, структуры и химического состава отложений. В настоящее время существует большое разнообразие дезактивирующих растворов. Чаще всего их выбирают экспериментально с лабораторным подбором на образцах.

Ранее наиболее распространена была дезактивация в несколько этапов с попеременным использованием реагентов — окислителей и восстановителей и водной (конденсатной) промывкой после каждого этапа. Однако при этом получается большое количество сбросных вод, подлежащих сбору в баках и последующей переработке. Более

перспективны композиции комплексонов с органическими кислотами, так как количество сбросных вод резко сокращается.

В эксплуатации может возникнуть необходимость химической очистки активной зоны реактора. Назначение такой очистки, естественно, не дезактивация, а удаление отложений с поверхности активной зоны во избежание поглощения нейтронов отложениями и возможных разрушений оболочек твэлов в результате чрезмерного повышения температур. При хорошо налаженном водном режиме реакторов необходимость такой очистки не возникает.

### **13.6. Дезактивация газоздушных потоков на АЭС**

Рассмотренный выше процесс дезактивации оборудования за счет удаления с него твердых отложений имеет в своей основе химический процесс их растворения. При этом отложения разрушаются и переходят в промывочную воду также и за счет механического смыва. Процесс удаления радиоактивных газов из несущего их воздуха — процесс физико-химический, так как радиоактивные газы, в том числе и соединения иода, сорбируются материалами специальных фильтров.

Дезактивация газообразных выбросов АЭС требует удаления из вентиляционного воздуха радиоактивных веществ, содержание которых нормируется (см. табл. 13.3 и 13.4). Пример организации предварительной дезактивации воздуха, выбрасываемого через вентиляционную трубу, показан на рис. 11.1. Однако необходимо удаление радиоактивных газообразных веществ и из других потоков, например из многочисленных технологических сдувок (см. 13.1), представляющих собой влагосодержащую газоздушную смесь. Объем таких сдувок существенно увеличивается при перегрузках топлива, так как в эти периоды для предотвращения выхода газов и аэрозолей вместе с водяными парами с поверхностей воды в открытых бассейнах перегрузки и выгрузки воздух приточным вентилятором подается направленной струей над зеркалом воды с одной стороны и отсасывается вытяжным вентилятором с противоположной стороны бассейнов и направляется в систему дезактивации газообразных радиоактивных отходов.

Аналогичные сдувки периодически производятся из барботера системы компенсации давления (см. рис. 7.10), из системы дожигания водорода (см. рис. 8.10) и из надводного пространства баков "грязного" конденсата. Из этих потоков необходимо удалять в основном инертные (благородные) газы и йодистые соединения. Если основные радионуклиды инертных газов выдержать несколько часов в газгольдерах, то из-за сравнительно небольшого периода полураспада радиоактивность их быстро спадает. При этом образуются или стабильные, или новые радиоактивные нуклиды (часто в виде аэрозолей) с меньшей радиоактивностью. Их можно задерживать аэрозольными фильтрами, которые предусмотрены в системе дезактивации газообразных радиоактивных отходов. Эту систему проектируют с учетом не только нормальных условий эксплуатации, но и возможных аварийных ситуаций. Для дезактивации радиоактивных газов применяют выдержку в газгольдерах и очистку газов в адсорбционных установках. Первый метод проще, но громоздок, поэтому использование его в процессе нормальной эксплуатации ограничивается станциями относительно небольшой мощности. Второй метод сложнее в эксплуатации и может оказаться недостаточным по производительности в аварийных

ситуациях. Возможно сочетание обоих методов, когда газгольдеры используют в аварийных ситуациях и при перегрузках. При этом повышенный выход радиоактивных газов из остановленного реактора характерен для периода длительностью 6 — 8 ч. В это время газы подают компрессорами в газгольдеры для выдержки при давлении 0,8 — 1 МПа. Газгольдеры устанавливают с резервом (обычно два рабочих и один резервный) равных емкостей. Предусматриваются два компрессора (100%-ный резерв). Время выдержки принимают по распаду ксенона-133. Соответствующая схема представлена на рис. 13.2. Газы технологических сдувок поступают по линии 1 в газоохладители 2, где конденсируется водяной пар, вынесенный вместе с газами. Этот конденсат радиоактивен и поэтому по линии 3 направляется на спецводоочистку, а газы проходят аэрозольные фильтры 4 и одним из компрессоров 5 подаются в газгольдеры 6, из которых после выдержки через аэрозольные фильтры 4 выпускаются в вентиляционную трубу по линии 7.

Схема очистки в адсорберах показана на рис. 13.3. Газовые сдувки 1 с температурой 60-70 °С и большим содержанием влаги поступают в теплообменник 5 со встроенным влагоудалителем. После него газы, охлажденные до 20 °С, потоком воды 3, поступающим от холодильной парожетторной машины, направляются на фильтр 7, заполненный стекловолокном, сорбирующим аэрозоли. С потоком газа в фильтр приходит некоторое количество влаги, непрерывно выделяющейся из потока и смывающей с поверхности стекловолокна осевшие частички, удаляя их из фильтра. Фильтр тем самым самоочищается. Влага сбрасывается по линии 4.

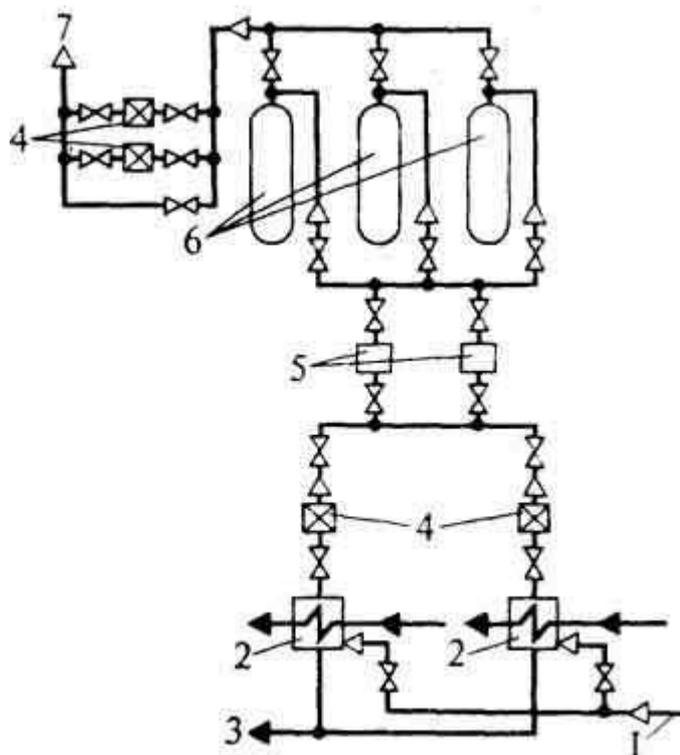
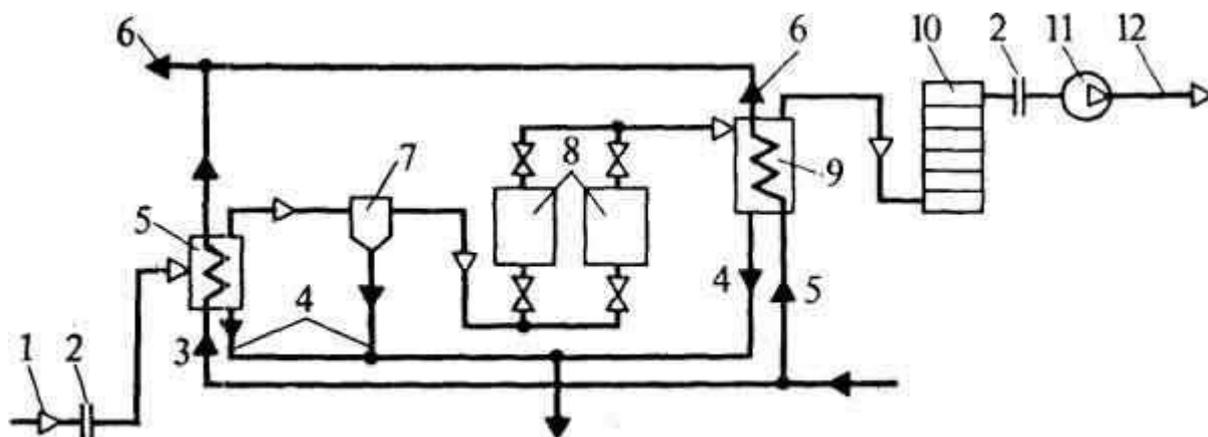


Рис. 13.2. Схема газгольдерной установки для выдержки газовых сдувок в период перегрузки



### В приемок трапных вод

Рис. 13.3. Схема адсорбционной очистки радиоактивных газов

Инертные газы обычно не вступают в химические реакции, поэтому их удаляют из газовой смеси физическими методами, чаще всего избирательной адсорбцией на твердых материалах. Для наиболее эффективного использования сорбента необходима глубокая осушка очищаемого газа. Для этой цели газозвдушная смесь направляется на цеолитовый фильтр 8, где проходит окончательную осушку. Фильтров устанавливают два: рабочий и резервный. Это позволяет выводить фильтры на регенерацию после предельного насыщения их влагой. Регенерация (осушка цеолита) осуществляется воздухом, прогоняемым воздуходувкой через электронагреватель, греющий воздух до 350 °С, и далее в регенируемый фильтр, где воздух испаряет задержанную влагу, а температура его снижается до 250 °С. После охлаждения в специальном теплообменнике воздух сбрасывается в вентиляционную трубу 12. В процессе сушки газовая смесь в цеолитовом фильтре нагревается до 70 — 80 °С. Сорбция идет тем лучше, чем ниже температура, поэтому необходимо окончательное охлаждение газов до 12 — 20 °С, для чего служит основной теплообменник 9 со встроенным дополнительным влагоотделителем. Затем газозвдушная смесь поступает в основной фильтр-адсорбер 10 и проходит его многочисленные секции. Адсорбер заполняется активированным углем СКТ в зернах. Очищенный воздух воздуходувкой 11 сбрасывается в вентиляционную трубу по линии 12. Воздуходувки устанавливают две (100%-ный резерв), а на случай повышенного выброса — дополнительно еще одну. Вся система работает под давлением, чтобы не допускать протечек радиоактивной среды. Однако неблагоприятен и подсос воздуха в систему, так как это увеличивает нагрузку воздуходувки, для суждения о газоплотности системы сопоставляют показания расходомеров 2 на входе и выходе.

Чем ниже температура очищаемого газа, тем выше коэффициент адсорбции, поэтому для охлаждения газов используют техническую воду после холодильной машины. Нагретая в теплообменниках вода по линии 6 поступает к холодильной парожетторной машине. Можно было бы применить и другие холодильные машины, с тем чтобы получить более глубокое охлаждение, например до — 70 °С, однако, связанное с этим удорожание и усложнение установки не компенсируется увеличением адсорбции.

### 13.7. Деактивация жидких радиоактивных отходов и оборудование спецводоочистки

Деактивацию, жидких радиоактивных отходов производят или на ионообменных фильтрах (физико-химический процесс), или в выпарных установках (теплохимический процесс), а для некоторых потоков — двухступенчато — сначала на выпарных установках, а затем на ионообменных фильтрах. Кроме ионного обмена и выпарки известен еще ряд других методов -очистки и деактивации вод. Однако эти методы или дороги, или громоздки, или характерны избирательностью по отношению к отдельным примесям, в то время как ионообменные фильтры и особенно выпарные аппараты универсальны.

Назначение обработки жидких отходов двойное — *возвращение в цикл дезактивированной воды высокой чистоты и концентрирование всей содержащейся в ней радиоактивности в остатке по возможности наименьшего объема* для захоронения его в минимально необходимых емкостях. Радиоактивные воды основных технологических систем представляют собой воды высокой чистоты (типа конденсатов), поэтому экономически более целесообразно возвращать их в цикл, а не сбрасывать, не говоря уже о большей радиационной безопасности такой системы.

Источниками *жидких радиоактивных отходов* (ЖРО) являются:

— продувочная вода реактора и организованные протечки первого контура, вода бассейнов выдержки и перегрузки, вода опорожнения реакторных петель, характеризующиеся наибольшей чистотой, но и наибольшей радиоактивностью;

— промывочные растворы, использованные при деактивации контуров, содержащие твердые радиоактивные окислы конструкционных материалов;

— продувочная вода парогенераторов, имеющая в сравнении с реакторной водой большее солесодержание, но меньшую радиоактивность, так как она определяется только протечками из первого контура;

— трапные и обмывочные воды после деактивации помещений, имеющие по сравнению с реакторной водой обычно меньшую радиоактивность, но большее содержание примесей; очистка этих вод может быть периодической с накоплением сбросов в баках грязного конденсата и очищенной воды в баках чистого конденсата;

— прачечные и душевые воды — воды наименьшей радиоактивности; источником их является всегда техническая или водопроводная вода, активирующаяся незначительно, так как этот процесс протекает только в самих прачечных и душевых, поэтому сброс таких вод после очистки допустим в обычную канализацию и внешние водоемы.

Установки для обработки продувочных вод (первая и третья группы) работают непрерывно с возвратом очищенной воды в соответствующие контуры АЭС. Производительность этих установок выбирают по максимальному расходу, производительность установок для обработки остальных вод первой группы и вод второй и четвертой групп, а также периодичность их работы определяют в связи с имеющимися на станции емкостями для сбора вод, подлежащих деактивации, и хранения очищенного конденсата.

По действующим в стране нормам, жидкие радиоактивные отходы подразделяют на высокоактивные (с активностью более  $10^{-4}$  Ки/кг) и слабоактивные (менее  $10^{-4}$  Ки/кг). Наиболее глубокая очистка этих вод отвечает радиоактивности  $10^{-8}$  Ки/кг, принимаемой в качестве нормируемого значения для конденсата одноконтурной АЭС (для сравнения можно указать, что радиоактивность питьевой воды составляет  $10^{-10}$  Ки/кг).

Дезактивация жидких радиоактивных отходов опирается на два принципа: во-первых, *раздельная дезактивация вод*, различающихся по радиоактивности и физико-химическим показателям, и, во-вторых, *возможно более полный возврат очищенных вод* в пароводяной цикл и наименьший сброс очищенных вод в канализацию.

На первых отечественных АЭС были распространены выпарные установки, питающиеся паром из основного цикла станции. При этом расход пара был прямой энергетической потерей и по возможности его надо было уменьшить в многоступенчатых выпарных установках. Но такие установки сложны, располагать их приходится в биологической защите в необслуживаемых помещениях; исходя из этого обычно применяют одноступенчатые выпарные установки (типа испарителя по рис. 8.5).

Проблема обезвреживания и хранения жидких радиоактивных отходов — одна из важнейших в развитии АЭС и обеспечении их безопасности. Выше было показано большое разнообразие жидких радиоактивных отходов по их радиоактивности, периодичности образования, объемам, подлежащим переработке, требованиям к степени очистки. В связи с этим в системе спецводоочистки создается несколько установок, каждая со своим назначением.

В ряде случаев возникает большой объем радиоактивной воды для переработки, например при необходимости слива всего водяного объема реакторного контура. Было бы неправильно для таких относительно редких случаев предусматривать мощные перерабатывающие установки. После слива всего водяного объема и проведения необходимых работ вновь нужно заполнить реакторный контур. Поэтому возникает необходимость бакового хозяйства — "грязные" баки для слива в них радиоактивной воды, подлежащей переработке, и баки для заполнения их "чистым" конденсатом.

Для АЭС с РБМК предусматриваются следующие отдельные установки:

— байпасная очистка реакторной воды (СВО-1) работает постоянно, в ее составе механический предфильтр и ионообменная установка;

— очистка воды опорожнения реакторного контура, воды бассейнов выдержки и перегрузки и организованных протечек (СВО-2), работает периодически в сочетании с баками "грязного" и "чистого" конденсатов, в ее составе механический предфильтр и ионообменная установка;

— очистка воды контурного охлаждения каналов СУЗ (СВО-3) работает постоянно, в ее составе ионообменная установка;

— очистка вод дезактивации и неорганизованных протечек (СВО-4), работает периодически, в нее входят механический предфильтр, выпарная установка и последующая ионообменная установка с раздельными слоями и затем смешанным слоем;

— очистка протечек арматуры (СВО-5), работает постоянно, она включает в себя механический предфильтр и ионообменную установку;

— очистка вод взрыхления и регенерации ионообменных фильтров 100%-ной конденсатоочистки (СВО-6), работает периодически, в ее составе механический предфильтр и последующая ионообменная установка с раздельными слоями и затем смешанным слоем;

— очистка вод прачечных и душевых (СВО-7), работает постоянно, в ее составе простейшая выпарная установка; она часто располагается в здании дезактивации слабоактивных вод, отдельно от корпуса спецводоочистки.

Из перечисленных установок СВО-1 и СВО-3 работают в реакторном отделении, остальные — в корпусе спецводоочистки, причем на выпарные установки подается греющий пар из коллектора собственных нужд АЭС.

Системы спецводоочистки для АЭС с ВВЭР и АЭС с РБМК во многом схожи, но есть и различия, связанные, например, с наличием парогенератора на АЭС с ВВЭР и необходимостью очистки его продувочной воды (СВО-5 для АЭС с ВВЭР).

При работе перечисленных установок дезактивированные воды СВО-1 и СВО-3 возвращаются непосредственно в контур, а для остальных СВО собираются в баках чистого конденсата для последующей подачи в реакторный контур. Дезактивированная вода СВО-5 АЭС с ВВЭР возвращается в питательную воду второго контура. Наряду с этим получают очень высокорadioактивные кубовые остатки после выпарки и ионообменные смолы с сорбированными ими нуклидами, объемы их очень малы в сравнении с исходными жидкими радиоактивными отходами, и захоронение их требует поэтому меньше места.

В первые годы существования АЭС эти высокорadioактивные отходы направлялись в подземные стальные емкости, причем смолы — гидротранспортом в виде пульпы. Для предотвращения проникновения радиоактивности в грунт стенки этих хранилищ, делались двойными. Однако такой метод хранения не является достаточно надежным. В современных условиях высокорadioактивные отходы, получаемые в СВО и предварительно собираемые в баках спецводоочистки — отдельно для кубового остатка и для пульпы, подвергаются отверждению, например путем битумирования. Для этого в здании спецводоочистки имеется специальная установка битумирования, переводящая соли, оксиды и смолы в расплавленный битум при содержании до 0,5 кг на килограмм получающейся жидкой смеси. Эта смесь отверждается в специальных блоках и хранится в необслуживаемых помещениях корпуса спецводоочистки. После 5 — 10 лет эти блоки могут быть вывезены со станции в централизованное хранилище для окончательного захоронения. Для хранения битумных блоков на АЭС могут быть созданы и отдельные подземные хранилища в железобетонном исполнении.

Существует также опыт цементирования, а иногда цементирования с остекловыванием для отверждения кубовых остатков. Так как в сравнении с битумными цементные блоки более подвержены разрушению, то цементирование производится в небольших металлических бачках, которые и подлежат захоронению после заполнения.

В спецкорпусе должны быть предусмотрены установки для приготовления дезактивирующих растворов, хранилища реагентов и оборудование для периодической дезактивации самих установок СВО. Имеется также оборудование для регенерации ионообменных смол тех СВО, которые работают на водах с малой радиоактивностью. Смолы таких установок используются повторно. К ним относятся, например, СВО для воды парогенератора. Ионообменные смолы установки СВО-1 регенерации не подлежат.

### **13.8. Организация дозиметрического контроля вокруг АЭС**

Существуют как государственные, так и межгосударственные нормы допустимой для человека дозы излучения, причем, к сожалению, они основаны на сравнительно с продолжительностью жизни поколения людей непродолжительному воздействию на организм человека ионизирующего излучения высокой интенсивности. Совершенно недостаточным является пока изучение длительного воздействия малых доз излучения, особенно на детей; такие исследования проводятся.

Экономические преимущества АЭС перед ТЭС могут быть использованы только при соблюдении допустимых норм безопасности как для персонала АЭС, так и для населения близлежащего района и в санитарно-защитной зоне и в самом жилом поселке АЭС и прежде всего для детей. Поэтому придается большое значение контролю за радиационной обстановкой как на АЭС, так и за состоянием окружающей среды в районе действия АЭС.

На каждой АЭС существуют лаборатории внутреннего и внешнего радиометрического контроля, первая из них призвана контролировать условия работы персонала непосредственно в помещениях АЭС, то есть следить за дозой излучения персонала; вторая — контролирует радиационную обстановку на территории АЭС и в санитарно-защитной зоне, а также в жилом поселке при АЭС и 35- или 50-километровой зоне вокруг АЭС.

Контроль за внешней средой включает в себя: — контроль мощности дозы гамма-излучения и годовой дозы на местности; контроль загрязнения атмосферного воздуха, почвы, растительности, воды открытых водоемов; контроль загрязнения продуктов питания и кормов местного производства, в частности, выращенных в санитарно-защитной зоне.

Установка точек дозиметрического контроля, его периодичность и содержание регламентированы, в радиусе 35 или 50 км от АЭС контролируется суммарная доза — на почве, в воздухе и в воде.

## ТРУБОПРОВОДЫ И АРМАТУРА АЭС

### 14.1. Трубопроводы атомной электростанции

Соединение между собой отдельных агрегатов АЭС требует большого числа трубопроводов. Кроме главных существует большое количество вспомогательных трубопроводов различных диаметров и назначений. Общая протяженность трубопроводов на мощной АЭС — несколько километров. Все *трубопроводы и устанавливаемую на них арматуру различают по назначению и основным показателям*, например, трубопроводы главного циркуляционного контура, вспомогательные реакторного контура, активной пульпы, питательные и конденсатные, свежего и отборного пара, дренажные и др. Различают также трубопроводы по параметрам (давление, температура), протекающей в них среде (вода, пар, пароводяная смесь, воздух) и уровня ее радиоактивности, периодичности работы (непрерывная работа, периодическое включение). Наиболее ответственны трубопроводы главного циркуляционного контура, так как по этим трубопроводам проходит радиоактивная среда с наибольшими параметрами и расходами.

На атомной электростанции в основном применяют бесшовные трубы — холоднотянутые и горячекатаные, для вспомогательных трубопроводов — сварные. Марки стали для труб, по которым транспортируют коррозионно-неагрессивные среды, зависят от температуры среды. При температуре до 450 °С используют углеродистые стали 10 и 20. В интервале температуры 450 — 570 °С — стали перлитного класса, легированные хромом 0,5 — 2,0%, молибденом 0,3 — 1,0% и ванадием 0,2 — 0,4%; наиболее распространены стали 12Х1МФ и 15ХМ1Ф. Такие же стали целесообразны и для температуры ниже 450 °С, если диаметр трубопровода значителен и целесообразно уменьшить толщину стенки. Для АЭС это относится к трубопроводу насыщенного пара, идущему к турбинам.

Значительное распространение в атомной энергетике получили стали типа ОХ18Н10Т, обладающие наиболее высокой общей коррозионной стойкостью, что важно для поддержания высокой чистоты воды реакторного контура, а также при транспортировке коррозионно-агрессивных сред, например в системах дезактивации. В современных условиях эту сталь с успехом заменяют сталью мартенситно-ферритного класса 10Х9МФБ. По сравнению со сталью 12Х1МФ она имеет более высокие прочностные свойства и высокопластична. В сравнении со сталью 1Х18Н9Т она имеет следующие преимущества — не содержит никеля, экономно легирована хромом, не склонна к коррозии под напряжением, более теплопроводна, менее дорога. Единственный ее прежний недостаток — плохая свариваемость — в настоящее время преодолен. Остальные трубопроводы АЭС выполняют из сталей перлитного класса, а наименее ответственные — из простых углеродистых. Как было указано выше, для реакторного контура ранее широко использовали сталь 1Х18Н9Т. Так, для ВВЭР-440 трубопроводы главного циркуляционного контура диаметром 550 мм выполняли из стали 1Х18Н10Т, что существенно удорожало оборудование АЭС. Поэтому трубопроводы диаметром 850 мм для ВВЭР-1000 и 750 — 900 мм для РБМК-1000 применены штампованными из перлитной стали с плакировкой изнутри нержавеющей аустенитной сталью толщиной 5 мм. Главное назначение плакировки — защита стали от эрозии, так как при реальной скорости воды в реакторном контуре перлитная сталь в большой мере подвержена эрозии.

При плакировке уменьшается поступление продуктов эрозии и коррозии в реакторную воду и возможность их осаждения на твэлах.

Трубопроводы КМПЦ реактора РБМК диаметром до 300 мм были выполнены из сталей типа ОХ18Н10Т.

Все трубопроводы и особенно те, температура среды в которых выше 45 °С, должны иметь тепловую изоляцию, причем на швах и в местах сварки она выполняется так, чтобы допускался быстрый съем и восстановление ее. Наиболее ответственные трубопроводы имеют металлическую обшивку (листовым алюминием или оцинкованной сталью).

В зависимости от расхода и скорости среды внутренний диаметр труб (м)

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{4}{\pi} \cdot \frac{G \cdot V}{c}} \quad (14.1)$$

где  $G$  — расход среды, кг/с;  $V$  — удельный объем среды, м<sup>3</sup>/кг;  $c$  — скорость среды, для выбора которой, по опыту проектных организаций, можно ориентироваться на следующие примерные значения; для свежего пара — 45 — 50 м/с, для пара низкого давления — 50 — 70 м/с, для конденсата и питательной воды — 2 — 3 м/с (трубы из углеродистых сталей) и 8 — 12 м/с (трубы из аустенитных нержавеющей сталей), для газа и воздуха — 10-20 м/с.

Необходимая толщина стенки трубопровода определяется из расчета на прочность, по сортаменту изготавливаемых труб выбирают трубы, ближайšie по размерам и проверяют их на прочность.

Расходы насыщенного пара на турбины АЭС так велики, что даже для предельного диаметра труб, выпускаемых промышленностью, приходится предусматривать две нитки паропроводов для ВВЭР-440 и четыре нитки для АЭС мощностью 1000 МВт и более.

Все трубопроводы крепят к несущим строительным конструкциям. Соответствующие опорные или подвесные конструкции должны не только воспринимать массу трубопроводов и предохранять их от возможных вибраций, но и обеспечивать беспрепятственное температурное удлинение труб. Трубопроводы работают в условиях переменной температуры как при нормальной эксплуатации, так и, еще в большей мере, в процессах останова и расхолаживания, а также при разогреве и пуске после останова. В результате изменения температуры среды меняется температура металла, а поэтому и длина трубопроводов. Если не обеспечить возможности свободного удлинения трубопроводов, то в металле могут возникнуть дополнительные напряжения, значения которых зависят от температуры среды. Неучет этих удлинений может привести к разрушению труб.

Опоры распределяют по длине трубопроводов с обеспечением удлинения от неподвижных ("мертвых") опор в сторону к подвижным. Подвижные опоры подразделяют на три типа: допускающие перемещение в горизонтальном, вертикальном и любом направлениях. Опоры для горизонтальных перемещений труб большого диаметра обычно выполняют скользящими, реже шариковыми или роликовыми. Для трубопроводов главного циркуляционного контура ВВЭР мертвые точки — места присоединения их к корпусу реактора, а для КМПЦ РБМК — места присоединения к барабанам — сепараторам.

Пружинные опоры допускают вертикальные перемещения, а пружинные подвесные опоры обеспечивают свободное перемещение в любом направлении.

Предпочтительна такая трасса трубопроводов, чтобы ее гибкость была достаточной для самокомпенсации температурных удлинений. Это имеет место в трубопроводах, у которых протяженность взаимно перпендикулярных участков примерно равна. Если же гибкость недостаточна, то создают специальные изогнутые участки (компенсаторы), обычно П-образной формы, перпендикулярные направлению наибольшего температурного удлинения. Количество компенсаторов и их размеры зависят от температуры среды, коэффициента линейного расширения и расстояния между неподвижными опорами.

Чем меньше диаметр трубопровода, тем легче обеспечить самокомпенсацию удлинений, иногда этому способствует конструктивное оформление, например, для трубок теплообменной поверхности парогенератора обеспечена самокомпенсация удлинений.

Компенсация температурных удлинений может быть достигнута за счет перемещения оборудования, к которому присоединяется трубопровод (парогенератор, ГЦН и др.).

Опоры и подвески трубопроводов рассчитывают на массу трубопровода, наполненного водой и покрытого изоляцией. Расстояние между соседними опорами 2 — 8 м в зависимости от диаметра трубопровода: для меньшего диаметра принимают меньшие расстояния, так как гибкость таких трубопроводов больше.

Стали перлитного класса имеют существенно меньший коэффициент линейного расширения, чем стали аустенитного класса (табл. 14.1). Поэтому для реакторного контура предпочтительнее стали перлитного класса, тем более что с увеличением диаметра трубопровода возрастают трудности его трассировки с обеспечением самокомпенсации

**Таблица 14.1 Коэффициент теплового расширения и теплопроводность для сталей различных классов**

Класс стали	Допустимая температура, °С	Коэффициент теплового расширения, мм/(м · К)	Теплопроводность, кДж/(м·ч·К)
Углеродистая (сталь 20)	100 — 450	0,0123 — 0,0145	184 — 146
Легированная перлитная	450 — 580	0,0133 — 0,0147	142 — 115
Мартенситно-ферритная	500 — 700	0,0121 — 0,0126	100 — 99
Аустенитная	100 — 400 500 — 700	0,0171 — 0,0186 0,0186 — 0,0195	50 — 78,5 80,5 — 95

Длина труб, выпускаемых промышленностью, обычно 8 — 12 м; длина трубопроводов всегда больше. Места соединений участков трубопроводов между собой, с

арматурой и отдельными агрегатами в реакторном контуре требуют особого внимания. Ремонт трубопроводов реакторного контура чрезвычайно затруднителен, поэтому качеству сварки уделяется особое внимание, так как от этого во многом зависят срок службы и надежность работы установки. Необходимо точное соблюдение технологии сварки с последующей проверкой качества сварки современными методами контроля.

Трубопроводы главного циркуляционного контура приваривают к патрубкам корпуса реактора. Аналогично эти трубопроводы соединяют с коллектором теплоносителя в парогенераторе ВВЭР. Трубопроводы главного циркуляционного контура соединяют с ГЦН также сваркой. На эти трубопроводы приходится наибольшие массовые расходы. Главный циркуляционный контур необходимо проектировать с максимальной простотой, минимальной протяженностью и высокой надежностью, без застойных зон и участков резкого изменения скорости. Горизонтальные трубопроводы главного реакторного контура прокладывают с уклоном 0,004 в сторону выпуска дренажа из них.

Трубопроводы второго контура работают на нерадиоактивной среде, их также соединяют главным образом сваркой, хотя в отдельных случаях возможны и фланцевые соединения, например, подсоединение конденсатных и питательных насосов к трубопроводам. Учитывая, что эти соединения требуют постоянного внимания во время эксплуатации, количество их должно быть минимальным. Трасса трубопроводов конденсатно-питательного тракта должна быть максимально простой с учетом компенсации удлинений и уклоном не менее 0,004 в сторону вывода дренажа.

Все трубопроводы как первого, так и второго контуров в верхних точках снабжают воздушниками для удаления воздуха при заполнении систем. В двухконтурной АЭС такие воздушники устанавливают на ГЦН и верхних днищах коллекторов первого контура, вваренных в корпуса парогенераторов, так как они являются наивысшими точками контура.

Для трубопроводов большого диаметра и для крупного оборудования, особенно при высокой температуре, очень важен режим прогрева в процессе пуска и охлаждения во время останова. Для предотвращения недопустимых напряжений в металле оборудования главного циркуляционного контура скорость охлаждения не должна превышать 20 К/ч, а разогрева — 30 К/ч.

При прогреве паропроводов образуется значительное количество конденсата, для отвода которого организуется дренаж: пусковой и постоянный. Пусковой используется только в процессе пускового прогрева паропроводов; постоянный — при эксплуатации периодически включаемых в работу участков паропровода для поддержания их в прогретом состоянии. Постоянный дренаж трубопроводов высокого давления обычно осуществляют за счет непрерывного потока небольшого количества пара через дренажную трубу с установленной на ней дроссельной шайбой. Трубопроводы низкого и среднего давлений могут дренироваться через специальные конденсатоотводчики, отводящие только конденсат, образующийся за счет потери теплоты в окружающую среду, но не пропускающие пар.

Тупиковые участки вентилируют для предотвращения скопления в них конденсата, для чего трубой малого диаметра соединяют конечную точку тупикового участка с магистральным трубопроводом. Благодаря этому на участке паропровода от места

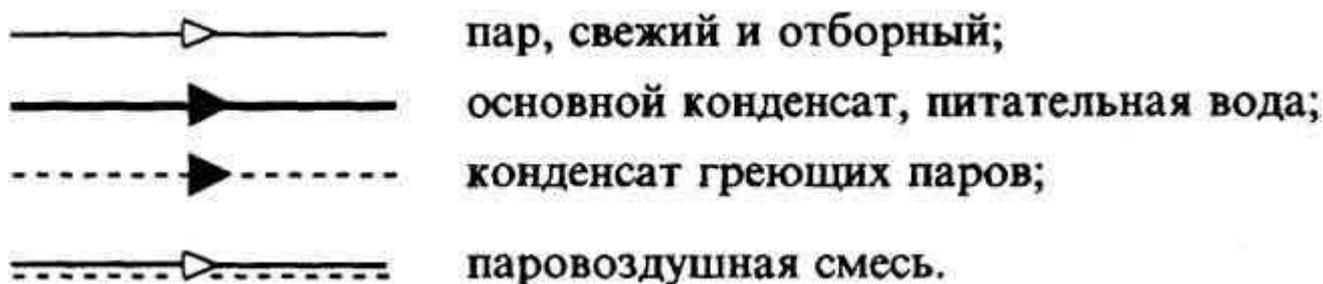
подвода пара до места врезки вентилирующей трубы создается движение пара, обеспечивающее необходимый тепловой режим.

Трубопроводы прокладывают так, чтобы была возможность их полного опорожнения через систему спускных дренажей, трубы которых имеют уклон не менее 0,002.

Для сокращения потерь теплоты и конденсата дренажи паропроводов возвращают в паросиловой цикл станции: собирают в дренажные баки и дренажными насосами перекачивают через очистные фильтры в деаэрационные баки.

Трубопроводы низкого давления (2,2 МПа) из углеродистой стали при  $D < 100$  и из нержавеющей при  $D < 80$  поставляются в комплекте с опорами, арматурой и крепежом.

В схемах АЭС трубопроводы показывают следующим образом:



Место соединения трубопроводов отмечают точкой.

## 14.2. Арматура трубопроводов

Все трубопроводы снабжают арматурой, назначение которой — включать или отключать поток, регулировать расход, температуру или давление потока. Соответственно назначению различают арматуру *запорную* (включение и отключение потока), *регулирующую* (изменение или поддержание заданного расхода, давления), *предохранительную* (предупреждение чрезмерного повышения давления, недопущение изменения направления расхода), *контрольную* (указатели уровня) и конденсатоотводчики (автоматический отвод конденсата). Перечисленная арматура может устанавливаться как на трубопроводах, так и на отдельных агрегатах. Кроме того, различают арматуру *приводную* (с ручным, электрическим, гидравлическим, пневматическим приводами) и арматуру *самодействующую*, в том числе *импульсную*, *приводимую* в действие самой средой. К приводной относятся вентили (рис. 14.1а), задвижки (рис. 14.1б) и краны (рис. 14.1в); к *самодействующей* — обратные клапаны (рис. 14.1г) и предохранительные грузовые и пружинные клапаны (рис. 14.1д), но более употребляемы на АЭС импульсные предохранительные клапаны.

В вентиле запирающий орган садится на седло, передвигаясь в направлении потока; в задвижках он движется перпендикулярно направлению движения жидкости; в кранах вращается вокруг своей оси. В обратных клапанах запирающий орган открывается потоком среды в одном направлении и запирается в противоположном.

Предохранительный клапан открывается под воздействием избыточного давления и закрывается при восстановлении нормального давления.

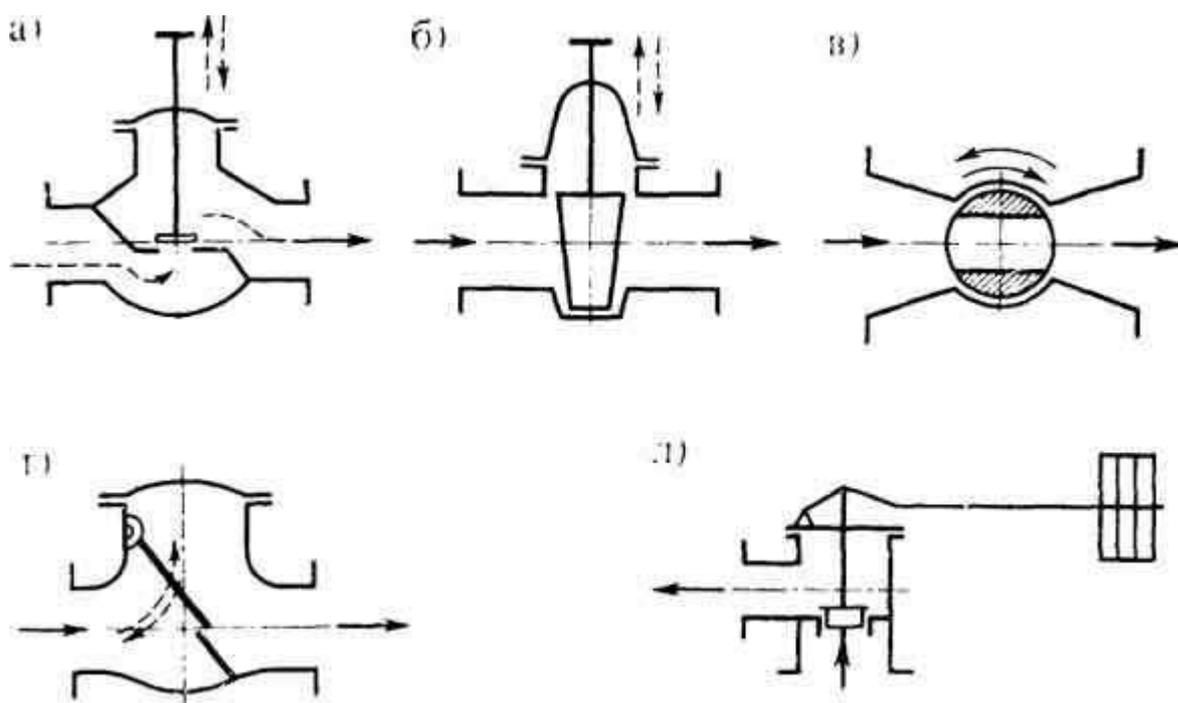


Рис. 14.1. Схемы приводной (а, б, в) и самодействующей (г, д) арматуры

Одно из назначений арматуры — возможность отключения аварийных участков, что способствует большей гибкости и надежности эксплуатации. Однако при высоком давлении и особенно при большом диаметре трубопроводов сама арматура может стать источником нарушений эксплуатации, поэтому главное направление в развитии основных трубопроводов на атомной станции — применение возможно более простых и надежных трубопроводов с минимальным количеством арматуры. Необходимо руководствоваться определенными правилами ее установки и эксплуатации:

- движение среды должно совпадать со стрелкой на корпусе арматуры;
- использование арматуры не по прямому назначению запрещается, например, недопустимо использовать запорную арматуру как регулирующую;
- арматура должна ввариваться в соответствующий участок трубопровода до его монтажа; при проектировании трубопроводов установка ее предусматривается в местах, доступных для обслуживания, если не имеется в виду радиоактивная среда;
- арматура, работающая при высокой температуре, закрывается съемными разборными теплоизоляционными конструкциями.

Приваривание арматуры к трубопроводу уменьшает возможные протечки среды и повышает надежность работы.

Крышка арматуры присоединяется к ее корпусу на фланцах, что позволяет выполнять мелкий ремонт на месте, для частичного ремонта без вырезки арматуры, иногда при невысоком давлении, седло в корпусе арматуры выполняют на резьбе; если требуется

более серьезный ремонт или замена арматуры, то она вырезается и в последующем сваривается вновь.

Вся арматура высокого давления выпускается заводами только как приварная. В качестве запорных органов используют вентили и задвижки. Тип запорного органа выбирают в основном по диаметру трубопровода: на трубопроводах с диаметром 125 мм и менее — вентили. В интервале диаметра от 70 до 125 мм возможно применение обеих конструкций; задвижки обязательны на трубопроводе, по которому допускается движение среды в обоих направлениях, вентили несколько удобнее для ремонта.

Гидравлическое сопротивление вентиляей больше, чем задвижек: для вентиляей диаметром 100 мм коэффициент гидравлического сопротивления составляет 2,5 — 5,5, а для задвижек полнопроходного сечения — 0,25. Это позволяет, в частности, выбирать задвижки с меньшим диаметром, чем диаметр трубопровода, куда их вваривают, что снижает массу арматуры, а также ее стоимость. При этом если проходное сечение стеснено вдвое, то коэффициент гидравлического сопротивления составит 1,5, а при использовании направляющей трубы — всего 0,8, то есть он по-прежнему будет существенно меньше, чем для вентиля. Однако масса, размеры и ход шпинделя задвижки больше, чем те же параметры вентиля.

На трубопроводах АЭС размещают большое количество вентиляей различного назначения. На рис. 14.2 показан запорный вентиль высокого давления. При его закрытии сидящий на шпинделе 1 клапан 3 опускается на седло 5. Для открытия вентиляей и задвижек высокого давления необходимо преодолевать большие усилия, так как при начальном положении существует большой перепад давления по обе стороны клапана. Раньше для облегчения открытия применяли обводные трубки малого диаметра с вентиляем на них, открыв который выравнивали давление по обе стороны клапана. Однако при этом создавались дополнительные участки высокого давления и увеличивалось количество арматуры. В конструкции, показанной на рис. 14.2 использован метод внутренней разгрузки. Вначале поднимается разгрузочный клапан 6 малого диаметра, открывая доступ среде по обеим сторонам основного клапана 3. Подъем клапана 6 идет до упора его в полукольцо 2, в связи с чем начинается уже подъем основного клапана. Для уменьшения возможных утечек воды через сальник на шпинделе 1 имеется коническая поверхность 7, упирающаяся во втулку 8 крышки при полном открытии вентиля.

Запорная арматура (запорные задвижки и клапаны) должна быть или полностью открыта, или полностью закрыта. Использование ее как регулировочной арматуры приводит к повышенному эрозионному износу деталей и нарушению основного соединения, а в результате — к протечкам. Для регулирования расхода или давления существует специальная арматура. Регулировочные вентили отличаются от запорных профилем клапана и седла (рис. 14.3). Односедельный клапан 4 в виде иглы имеет переметное сечение. Он или укреплен на шпинделе 2, или выполнен с ним как одно целое. Седло 3 укреплено на резьбе в корпусе 1 вентиля и имеет расширяющееся сечение.

Профилированный клапан-игла позволяет изменять расход среды пропорционально его перемещению. Такой вентиль не может работать без протечек, но этого и не требуется, так как он не запорный, а для радиоактивной среды широко используют вентили с сальфонным уплотнением.

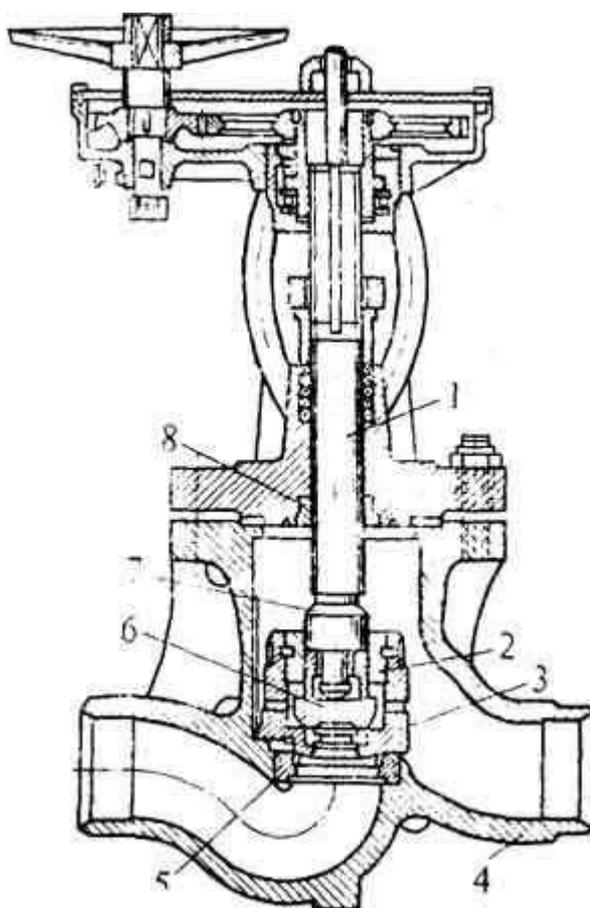


Рис. 14.2. Запорный проходной вентиль высокого давления:

1 — шпindelь; 2 — полукольцо; 3 — основной клапан (тарелка); 4 — корпус; 5 — седло; 6 — разгрузочная тарелка; 7 — коническая часть шпинделя; 8 — втулка

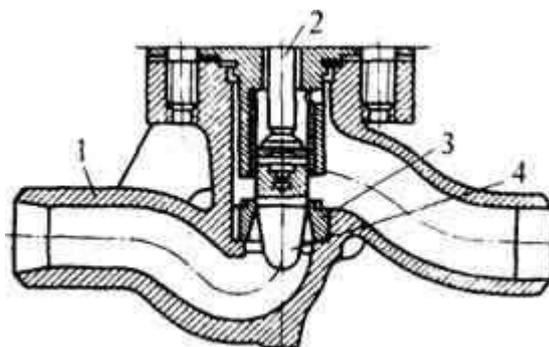


Рис. 14.3. Рабочая часть регулировочного вентиля для воды

На рис. 14.4 показан регулирующий клапан шиберной конструкции, такие клапаны работают как на паре, так и на воде. На всех питательных магистралях перед питаемым агрегатом (парогенератор, реактор, испаритель и т.д.) обязательна установка обратного клапана (рис. 14.5). Назначение его — предотвратить опорожнение водяного объема парогенерирующего агрегата при аварийном останове питательного насоса и падении давления в питательной магистрали. Ввиду важности такой арматуры в обеспечении надежной эксплуатации обратные клапаны не имеют вывода шпинделя за пределы корпуса, чтобы исключить случайное неправильное воздействие персонала.

Обратный клапан располагают на напорной стороне насосов (до запорной задвижки), чтобы при аварийном останове насоса защитить его всасывающую часть и подводящий к ней трубопровод от повышения давления в них. Обязательно применение обратных клапанов и на трубопроводах отборного пара из турбины.

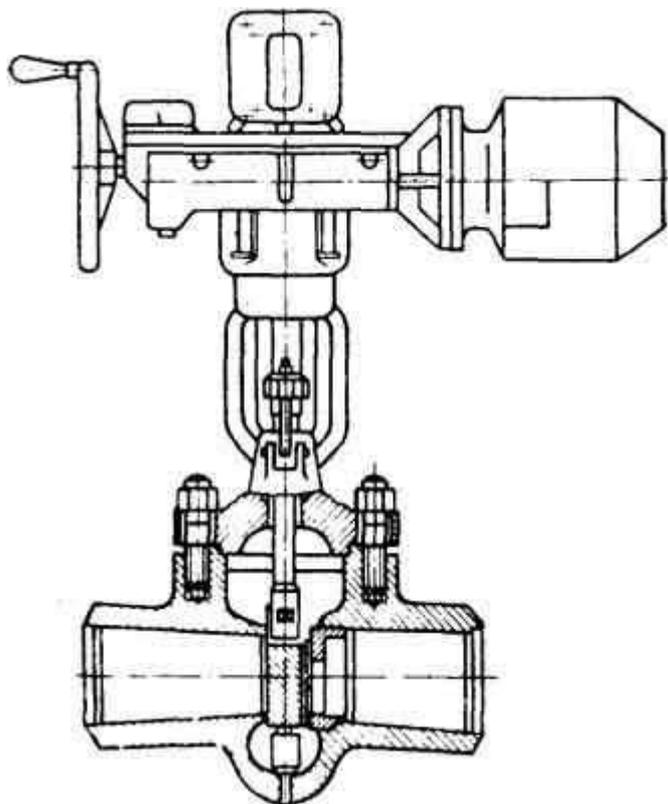


Рис. 14.4. Паровой редукционный (дроссельный) клапан шиберной конструкции

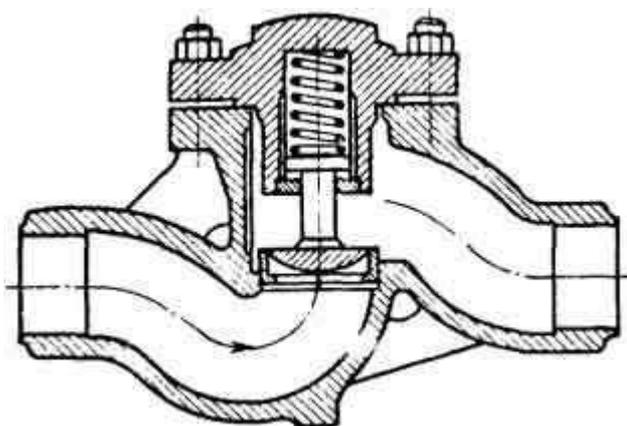


Рис. 14.5. Обратный клапан для трубопроводов питательной воды

Чтобы не допустить существенного превышения нормального давления в разных частях системы, обязательна установка предохранительных клапанов; число таких клапанов должно быть не менее двух. На трубопроводе большого диаметра это импульсные предохранительные клапаны, в которых при превышении давления открывается сначала вспомогательный клапан, а вслед за ним — основной. Предохранительные клапаны на парогенераторах двухконтурной АЭС, казалось бы, могут не устанавливаться, так как давление в них не поднимается выше того, которое отвечает температуре кипения, равной максимальной температуре теплоносителя. Однако расчет

парогенератора на это давление не снимает требования установки предохранительных клапанов на случай (хотя и маловероятный) аварии, когда в результате прямого разрыва трубки парогенератора давление в нем может возрасти до рабочего давления реактора. Предохранительные клапаны используют и в первом контуре двухконтурной АЭС (обычно на компенсаторе давления) со сбросом образующегося при их открытии пара в барботер под уровень воды (см. рис. 7.10). Кроме основных предохранительных клапанов первого контура имеются дополнительные предохранительные клапаны меньшего проходного сечения на каждой из петель многопетлевого водо-водяного реактора в их отключаемых частях.

Для одноконтурной АЭС предохранительные клапаны могут быть или на барабанах-сепараторах, или на паропроводах. Обязателен сброс из них в барботажные устройства. Для реакторного контура и для парогенераторов предпочтительнее импульсные предохранительные клапаны, открываемые под воздействием датчиков на электропривод клапана. В остальных случаях допустимы предохранительные клапаны прямого действия, рычажно-грузовые или пружинные. На рис. 14.6 показан предохранительный клапан, пружина которого рассчитывается на подъем клапана при заданном давлении.

Для вывода дренажей, спуска воды из контуров и непрерывной и периодической продувок существует своя арматура, общее правило для которой — последовательная установка двух вентилях: запорного и вслед за ним соответствующего регулировочного, причем запорный должен открываться полностью. Для автоматического удаления конденсата пара, периодически скапливающегося в паропроводах, применяют конденсатоотводчики, через которые отводится только конденсат.

Особенно внимательно следует подходить к проектированию трубопроводов и соответствующему выбору количества и мест размещения арматуры в одноконтурной АЭС. Необходимо иметь в виду, что абсолютная плотность в длительной эксплуатации недостижима, причем наиболее трудноуплотняемой средой является вода, а затем насыщенный и перегретый пар. В особо ответственных местах с большой радиоактивностью среды используют систему уплотнений. Вся арматура, как снимаемая для ремонта, так и ремонтируемая на месте, после ремонта должна проходить гидравлическое испытание.

Промежуточное положение между арматурой и контрольно-измерительными приборами занимают указатели уровня, как устанавливаемые непосредственно на оборудовании, так и вынесенные за его пределы. Контроль уровня практически во всех аппаратах производится для условий барботажа пара через водяной объем. При этом действительный уровень в аппарате будет тем больше превышать уровень воды по водоуказательному прибору, чем ниже по высоте аппарата сделан отвод к измерителю в области водяного объема. Необходимо делать этот отвод возможно выше, но не выше минимального уровня воды в аппарате (см. рис. 6.15).

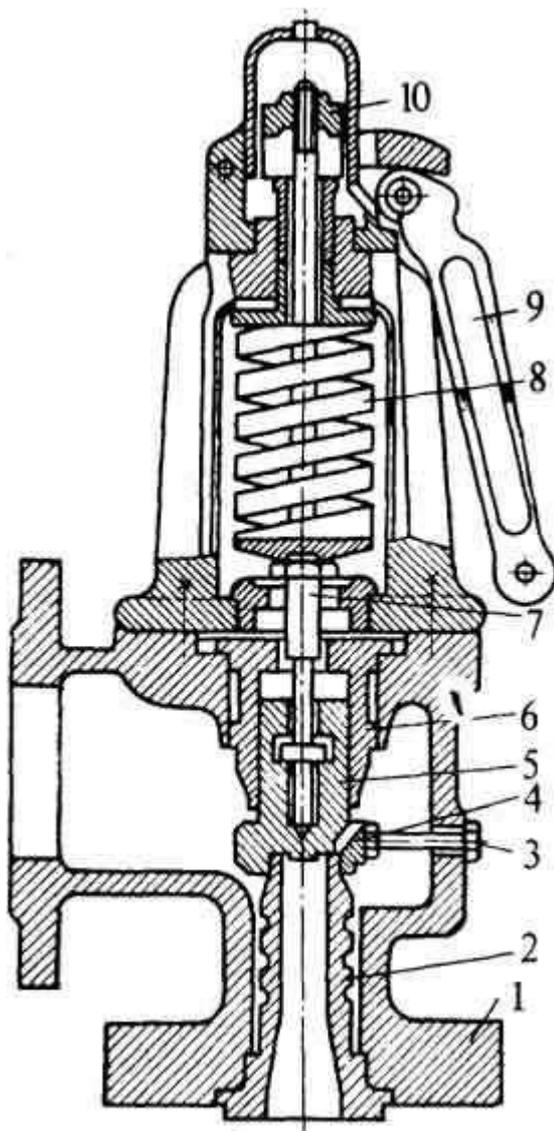
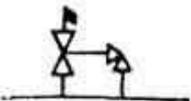


Рис. 14.6. Пружинный предохранительный клапан высокого давления:

1 — корпус; 2 — втулка (седло); 3 — упорный закрепляющий штифт; 4 — направляющее (регулирующее) кольцо; 5 — тарелка клапана; 6 — направляющая втулка; 7 — шток; 8 — пружина; 9 — устройство для подрыва клапана от руки; 10 — гайка для регулировки клапана

В схемах трубопроводов арматуру показывают следующим образом:

## Клапаны

	с ручным приводом;		регулирующий с электроприводом;
	обратный;		импульсный предохранительный с выхлопом в атмосферу;
	с электроприводом		

## Задвижки

	с ручным приводом;		с электроприводом.
---	--------------------	--	--------------------

### 14.3. Редукционные установки

Кроме нормального эксплуатационного режима АЭС существуют переходные и аварийные режимы. В таких режимах возникает необходимость изменения тракта движения пара, например, минуя турбину. Однако при этом необходим сброс давления пара от начального до давления того агрегата, в который сбрасывается пар (конденсатор основной, конденсатор технологический, деаэратор), или до атмосферного при сбросе в атмосферу. Дросселирование свежего пара применяется также как резервное для питания отдельных элементов станции, нормально использующих отборный пар турбины, в частности для коллектора пара собственных нужд (СН), из которого снабжаются паром установки спецводоочисток (СВО), парожекторная машина и другие вспомогательные системы АЭС.

Для целей дросселирования применяют специальные *редукционные установки (РУ)*, действующие периодически. При быстром включении — 15 с и даже 2 — 4 с вместо 30 с для обычных установок — их называют *быстродействующими редукционными установками (БРУ)*. Место сброса пара обозначается соответствующей буквой, например БРУ-К, БРУ-СН, БРУ-А.

При дросселировании пара может возникнуть необходимость снижения также и температуры пара. Так как на АЭС с водным теплоносителем применяется насыщенный пар, то обычно снижения температуры не требуется. Если свежий пар является перегретым (см. гл. 14 и 15), то требуется снижение и давления и температуры. Установки, в которых снижается и давление и температура пара, называют *редукционно-охлаждающими (РОУ)*, а при быстром включении — *быстродействующими редукционно-охлаждающими установками (БРОУ)*.

Общая схема РОУ приведена на рис. 14.7. В РОУ операции по снижению давления и температуры пара проводятся последовательно: сначала снижается давление в редукционном (дроссельном) клапане 1 с электроприводом, затем ступенчато в дроссельных решетках 9 пароохладителя 3.

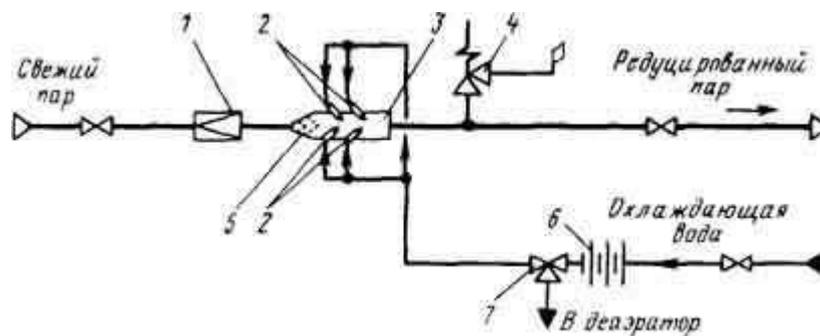


Рис. 14.7. Схема редукционно-охладительной установки

После снижения давления в пар через форсунки 2 пароохладителя впрыскивается холодный конденсат (от КН11) для охлаждения пара до необходимой температуры. Окончательно параметры пара устанавливаются на некотором расстоянии после пароохладителя 3, поэтому импульс для воздействия на дроссельный клапан 1 и на клапан 7, регулирующий подачу конденсата на впрыск, берется в точке 8 на расстоянии 8 — 10 м после пароохладителя 3.

В связи с большим перепадом давления между водой и паром, прошедшим первоначальное дросселирование в клапане 1, применяется следующая схема подачи воды на впрыск: через дроссельное устройство 6 (набор дроссельных шайб) проходит одно и то же количество воды при всех нагрузках; благодаря этому перепад давления постоянен и перед регулирующим

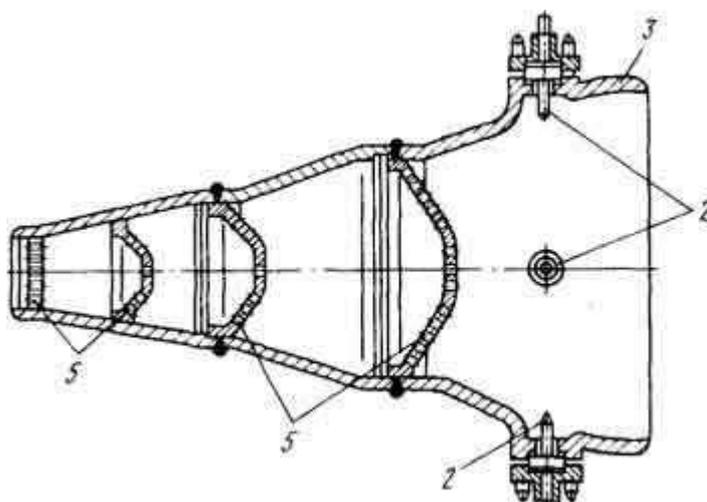


Рис. 14.8. Пароохладитель с дроссельными решетками

клапаном 7 всегда поддерживается одно и то же давление (на 1,0 — 1,5 МПа выше, чем в пароохладителе). Внутри клапана поток разветвляется — большая часть воды поступает на впрыск, а остаток сливается в деаэриатор. Вода между сливом и впрыском распределяется клапаном, уменьшающим один из проходов и увеличивающим другой; он называется *клапаном постоянного расхода*. Чтобы давление в трубопроводе низкого давления не превышало принятого, за пароохладителем после места отбора импульса

устанавливают предохранительный клапан 4. Привод редукционного клапана 1, регулирующего клапана впрыска 7 и быстровключающегося запорного вентиля 5 на линии впрыска, позволяет осуществлять не только дистанционное, но в случае необходимости и ручное управление. В БРОУ вместо обычных электро- или гидроприводов применяют быстрходные.

На рис. 14.8 представлен пароохладитель с дроссельными решетками 1, входящий в состав РОУ и БРОУ. Число дроссельных решеток зависит от необходимой степени редуцирования. Расход воды на впрыск (т/ч)

$$G_{\text{в}} = G_{\text{п}}(h_1 - h_2)/(h_2 - h_{\text{в}}) \quad (14.2)$$

где  $G_{\text{в}}$  — производительность РОУ по редуцированному пару, т/ч;  $h_1$  и  $h_2$  — энтальпия пара до и после редукционно-охладительной установки, кДж/кг;  $h_{\text{в}}$  — энтальпия впрыскиваемой воды, кДж/кг.

В пароохладителе с диаметром 500 мм впрыскивающие форсунки 2 выполняют под острым углом к направлению потока пара (см. рис. 14.7), а при диаметре 600 мм и более — перпендикулярно (рис. 14.8).

Так как на АЭС с насыщенным паром необходимо только дросселирование пара, а его охлаждение не требуется, то вся система рис. 14.7 ограничивается дроссельным клапаном.

На рис. 14.9 показана схема использования РУ и БРУ на АЭС с водным теплоносителем при сбросе пара в конденсатор, минуя турбину. При работающих реакторной и парогенераторной установках и внезапном сбросе нагрузки турбиной, включается быстродействующая редукционная установка с подачей пара в конденсатор через БРУ-К, входящую в комплект конденсатора. Парогенератор питается по прежней схеме, однако с меньшей нагрузкой и с выключенными подогревателями низкого и высокого давления по паровой стороне. В переходном патрубке конденсатора в сдросселированный пар впрыскивается конденсат от конденсатного насоса первой ступени. БРУ-К располагается вне переходного патрубка, но поставляется вместе с конденсатором. В зависимости от причин, вызвавших сброс нагрузки турбины, и возможности их ликвидации решается вопрос о продолжении работы реактора с пониженной нагрузкой (если турбин несколько) или о необходимости его останова.

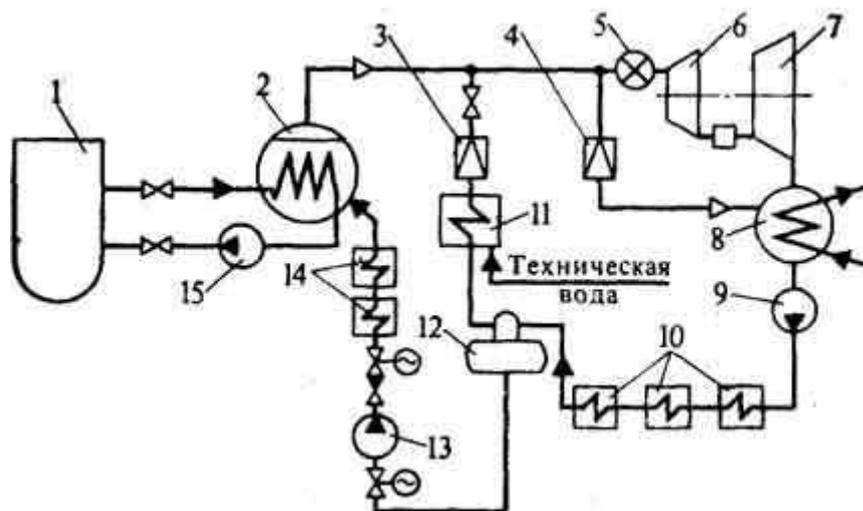


Рис. 14.9. Схема использования РУ и БРУ в системе АЭС:

1 — реактор; 2 — парогенератор; 3 — РУ; 4 — БРУ-К, входящая в комплект конденсатора; 5 — стопорный клапан турбины; 6 — ЦСД; 7 — ЦНД; 8 — конденсатор; 9 — конденсатный насос; 10 — ПНД; 11 — теплообменник расхолаживания; 12 — деаэратор; 13 — питательный насос; 14 — ПВД; 15 — ГЦН

Из рис. 14.9 видно также возможное использование РУ в режиме расхолаживания АЭС с ВВЭР. Пар после парогенератора через РУ и теплообменник 11 поступает в деаэратор, откуда вода подается в парогенератор через выключенные по паровой стороне ПВД.

## Глава 15

# АЭС ТЕПЛОВЫЕ СХЕМЫ

### 15.1. Основное назначение АЭС

Известно, что электрические станции имеют своим назначением снабжение производства и населения электроэнергией и теплотой. Соответственно, обычные тепловые электрические станции, работающие на органическом топливе, подразделяют на *КЭС* или *ГРЭС* при отпуске в основном электроэнергии, и *ТЭЦ* при отпуске не только электроэнергии, но и в значительном объеме также и теплоты. В последнем случае ТЭЦ располагают не только вблизи города, но часто и в самом городе. Многие регионы нашей страны испытывают потребность теплоснабжения в большей мере, чем электроснабжения. Это побудило ряд организаций предложить сооружение АТЭЦ, то есть атомных тепло- и электрических станций, снабжающих и электроэнергией и теплотой. Были выполнены проекты двух таких АТЭЦ, даже выпущены две первые специальные теплофикационные турбины и начато строительство двух АТЭЦ — вблизи Одессы и Минска. К сожалению, достаточное обоснование этого решения отсутствовало, поэтому оба строительства прекращены, хотя были затрачены большие средства. В настоящее время АЭС рассматриваются только как конденсационные, а отпуск теплоты предусмотрен на них только для нужд жилого поселка с использованием для этих целей нерегулируемых

отборов паровых турбин. Соответственно, небольшие теплофикационные установки предусматриваются в составе каждой АЭС, именно такие атомные электрические станции рассматриваются в данной главе.

## 15.2. Принципиальная тепловая схема АЭС

*Принципиальная тепловая схема АЭС* объединяет технологические схемы установок, входящих в систему АЭС, рассмотренных в предыдущих главах. Она включает в себя только основные установки — реакторную, парогенераторную, паротурбинную, конденсационную и конденсатно-питательный тракт, на принципиальную схему наносят основные трубопроводы, соединяющие установки в единую технологическую систему, на линиях стрелками указывают направление потоков пара и конденсата.

Независимо от числа основных и вспомогательных агрегатов на *принципиальной тепловой схеме* однотипное оборудование изображается только один раз, но со всеми последовательно включенными элементами: например, при установке на АЭС нескольких турбин на принципиальной схеме изображают только одну; трубопроводы указывают только одной линией по направлению основного потока независимо от числа параллельных потоков, без поперечных связей между трубопроводами к отдельным агрегатам, если таковые существуют, и без трубопроводов вспомогательного назначения, например, дренажных с дренажными баками, системы технической воды и др. Многочисленную арматуру, входящую в состав трубопроводов или установленную на самих агрегатах, также не наносят, исключение составляет только арматура, имеющая принципиальное значение, например, регулировочные вентили 2I (рис. 15.1) и 3 (см. рис. 15.3).

Принципиальная тепловая схема является основой для теплового расчета АЭС, для решения различных задач, например, выдачи турбостроительному заводу технического задания на проектирование новой машины, выбора мощности и параметров основных агрегатов, установления тепловой экономичности АЭС в условиях иного в сравнении с заводским расчетом вакуума в конденсаторе и др. Составленная для каждого из этих вариантов принципиальная схема подлежит предварительному расчету, на основе которого можно уточнить основные характеристики оборудования: наиболее экономичное распределение регенеративного подогрева по ступеням, число ступеней подогрева, давление в деаэраторе и др. Из перечисленных выше задач и из гл. 3 следует, что в основном расчет тепловой схемы и различные ее варианты относятся практически только к турбинной установке. Поэтому принципиальные схемы АЭС ниже даются как тепловые схемы паротурбинной части станции.

На рис. 15.1 приведена принципиальная тепловая схема паротурбинной части двухконтурной АЭС с ВВЭР-440. На этой АЭС устанавливаются две турбины К-220-44, но так как тепловая схема принципиальная, то на рис. 15.1 показана только одна турбина, хотя турбина имеет два двухпоточных ЦНД, на рисунке показан только один поток одного ЦНД.

Параметры пара в отборах турбины могут быть взяты по рис. 8.1а. Между ЦСД и ЦНД установлен сепаратор и двухступенчатый промперегреватель. У каждой турбины их

по две, но на рис. 15.1 показан один, так как схема принципиальная; вторая ступень перегревателя питается свежим паром.

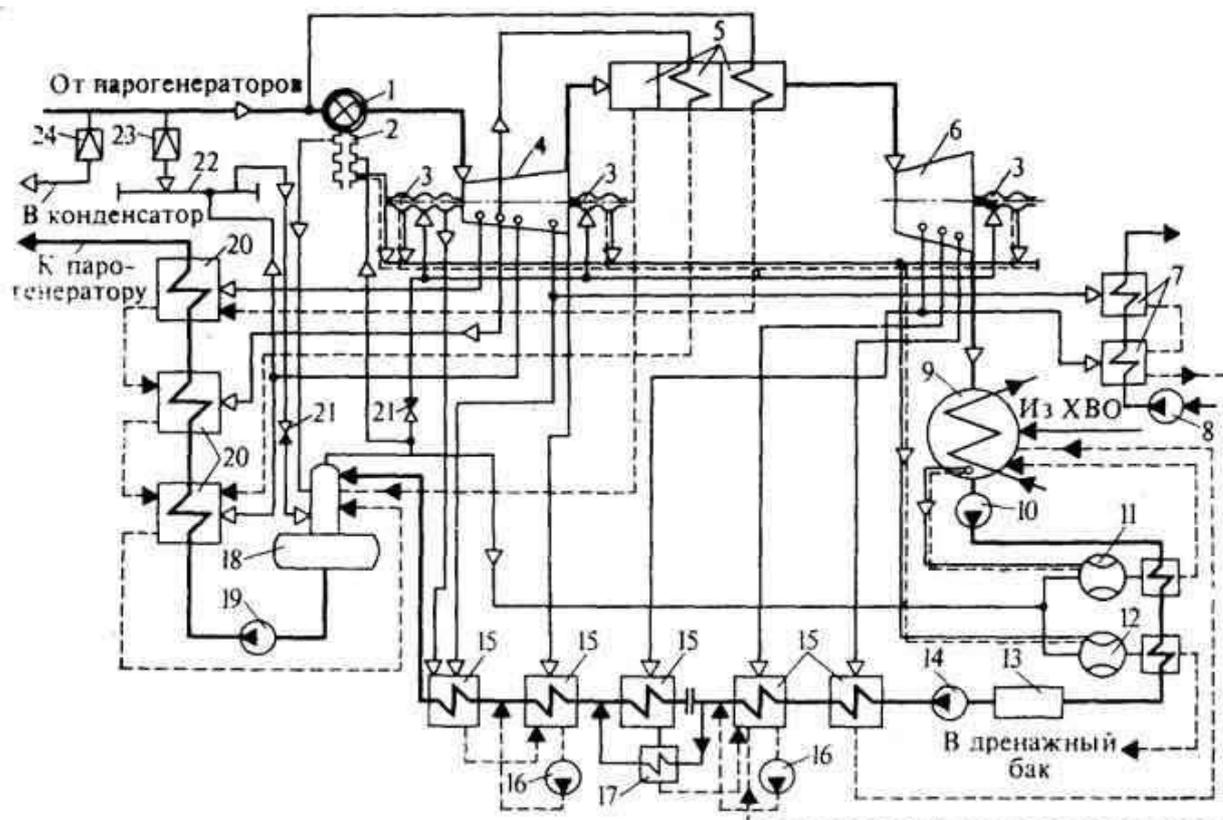


Рис. 15.1. Принципиальная тепловая схема паротурбинной части двухконтурной АЭС с ВВЭР-440:

1 — блок стопорно-регулирующих клапанов; 2 — уплотнение штоков клапанов турбины; 3 — уплотнение вала турбины; 4 — ЦСД турбины; 5 — сепаратор-промперегреватель; 6 — ЦНД турбины; 7 — подогреватели сетевой воды; 8 — насос теплосети; 9 — конденсатор турбины; 10 — конденсатный насос первой ступени; 11 — основной эжектор; 12 — эжектор уплотнений; 13 — конденсатоочистка; 14 — конденсатный насос второй ступени; 15 — ПНД; 16 — дренажный насос; 17 — охладитель дренажа; 18 — деаэрактор; 19 — питательный насос с электроприводом; 20 — ПВД; 21 — регулятор давления; 22 — коллектор пара собственных нужд; 23 — БРУ-СН; 24 — БРУ-К

Турбинная установка имеет пять отборов пара из ЦСД (включая отбор после ЦСД) и три отбора пара из ЦНД, всего восемь отборов. Пар первого отбора в качестве греющего направляется в ПВД-3, в него же поступает и конденсат греющего пара промперегревателя второй ступени. Пар второго отбора поступает как греющий пар в первую ступень перегревателя и в ПВД-2. Пар третьего отбора питает ПВД-1 и коллектор пара собственных нужд. От коллектора пара собственных нужд пар поступает через регулятор для поддержания постоянного давления в деаэрактор, а также на парозежекторную машину, установленную в машинном зале, на выпарные аппараты спецводоочистки (СВО) и др. К коллектору пара собственных нужд имеется резервный подвод пара из паропроводов свежего пара через БРУ собственных нужд (БРУ-СН). В деаэрактор каскадом сливаются также конденсаты греющих паров ПВД. Выпар деаэратора в качестве рабочей среды поступает в эжекторы — основной и уплотнений. Отборный пар из четвертой ступени используется как греющий пар для ПНД-5 и для второй ступени подогревателя сетевой воды. (К сожалению, для подогревателей сетевой воды все еще употребляется термин "бойлер", вовсе не отвечающий существу процесса.) Турбина К-220-44 работает на нерадиоактивном паре, поэтому подогреватели сетевой воды — без

промежуточного контура. Однако для большей радиационной безопасности давление в тепловой сети принимается большим, чем для греющего пара; для схемы, изображенной на рис. 15.1, давление воды в тепловой сети принято 0,6 — 0,7 МПа, поэтому при неплотностях в теплообменной поверхности переток воды возможен только из тепловой сети в греющий пар, но не наоборот.

Пар из пятого отбора используется в качестве греющей среды для ПНД-4, а пар шестого отбора — для ПНД-3 и для первой ступени подогревателя сетевой воды; пар седьмого и восьмого отборов подается соответственно в ПНД-2 и ПНД-1.

Конденсат греющего пара подогревателей сетевой воды каскадно сливается из второй ступени в первую и из нее в корпус ПНД-2. Конденсат из ПНД-5 сливается в ПНД-4 и из него затем закачивается дренажным насосом в тракт конденсата. Аналогично выполнена схема слива дренажа и для ПНД-3 и ПНД-2, однако для повышения тепловой экономичности на сливе из ПНД-3 установлен охладитель дренажа. Конденсат греющего пара ПНД-1 через охладитель дренажа сливается в конденсатор.

В конденсатор поступают пар после ЦНД и обессоленная добавочная вода. Образовавшийся конденсат после конденсатора проходит через охладители рабочего пара эжекторов (основного и уплотнений) и поступает на конденсатоочистку. Через конденсатоочистку (рис. 15.1) проходит 100% расхода турбинного конденсата, но не 100% расхода пара на турбину, так как конденсат греющего пара (за исключением ПНД-1) поступает непосредственно в конденсатно-питательный тракт.

Эжекторы размещены до конденсатоочистки, так как важна непосредственная близость основного эжектора к конденсатору, а небольшой прирост температуры конденсата перед ионообменными фильтрами практически не меняет температурного режима их работы. Конденсат рабочего пара эжекторов сливается в конденсатор: непосредственно для основного эжектора и через дренажный бак с последующей закачкой в конденсатор для эжектора уплотнений.

При внезапной остановке турбины имеется возможность сброса свежего пара непосредственно в конденсатор через соответствующую БРУ (через БРУ-К). На схеме показаны также подача пара на уплотнения турбины и их отсос. Так как у турбины К-220-44 ЦСД однопоточный, то это нашло свое отражение в организации уплотнения этой части турбины. Как и на всех последующих современных тепловых схемах АЭС в качестве рабочей среды эжекторов, основного и уплотнений, используется выпар деаэратора.

Принципиальная тепловая схема паротурбинной части двухконтурной АЭС с ВВЭР-1000 и тихоходной турбиной мощностью 1000 МВт приведена на рис. 15.2. Тепловые схемы на рис. 15.1 и 15.2 в целом однотипны. Однако есть и некоторые различия. Прежде всего различаются привод питательного насоса для ВВЭР-1000 применен турбопривод. На принципиальной схеме рис. 15.2 показана только одна из двух приводных турбин, мощность каждой 12 МВт. Конденсат приводной турбины сливается в основной конденсатор. Так как на принципиальной схеме указываются только постоянно работающие элементы, то на рисунке не показаны пусковые электронасосы; их установлено два с подачей по 150 т/ч. Пар, получаемый в парогенераторе в пусковой период, через БРУ-СН поступает в коллектор собственных нужд, от которого имеется

резервное питание приводной турбины. После выхода на мощность основной турбины приводная турбина питается постоянно паром после СПП, как и показано на рис. 15.2.

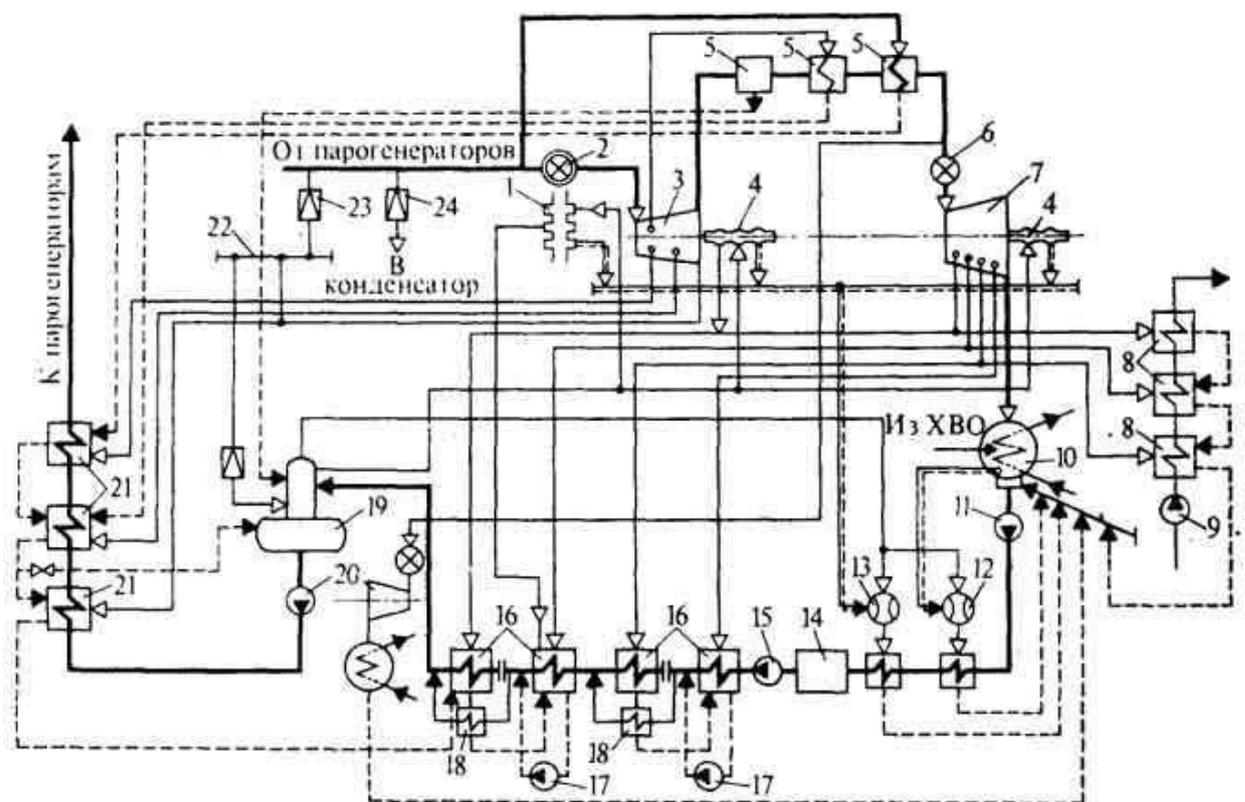


Рис. 15.2. Принципиальная тепловая схема паротурбинной части двухконтурной АЭС с ВВЭР-1000:

1 — уплотнения штоков клапанов турбины; 2 — блок стопорно-регулирующих клапанов; 3 — ЦСД турбины; 4 — уплотнения вала турбины; 5 — сепаратор-промперегреватель; 6 — отсекающая заслонка; 7 — ЦНД турбины; 8 — подогреватели сетевой воды; 9 — насос теплосети; 10 — конденсатор турбины; 11 — конденсатный насос первой ступени; 12 — основной эжектор; 13 — эжектор уплотнений; 14 — конденсатоочистка; 15 — конденсатный насос второй ступени; 16 — ПНД; 17 — дренажный насос; 18 — охладитель дренажа; 19 — деаэрактор; 20 — питательный насос с турбоприводом; 21 — ПВД; 22 — коллектор пара собственных нужд; 23 — БРУ-СН; 24 — БРУ-К

Сепарат из СПП направляется в деаэрактор, а конденсат греющего пара промперегревателя — из первой ступени в ПВД-2, а из второй — в ПВД-3. Питание ПВД паром осуществляется из первого, второго и третьего отборов турбины. Конденсат греющего пара ПВД-1 сливается в ПНД-4, а конденсат греющего пара ПВД-3 — в ПВД-2, из которого он перетекает в деаэрактор, но может при нерасчетном режиме сливаться из ПВД-2 в ПВД-1 и вместе с дренажом ПВД-1 поступать в ПНД-4. Число ПНД уменьшено в сравнении с рис. 15.1, установлены два дренажных насоса и два охладителя дренажа. Это должно способствовать повышению тепловой экономичности турбины К-1000-60/1500 в сравнении с К-220-44. В противоположность этому подача конденсата греющего пара подогревателей теплосети в конденсатор, а не в один из корпусов ПНД, снижает тепловую экономичность и излишне загружает анионит конденсатоочистки. Пар на уплотнения турбины подается из деаэратора. По выполнению этой линии видно, что ЦСД для этой турбины двухпоточные.

Рассмотрение тепловых схем рис. 15.1 и 15.2 и их сопоставление показывают существенное развитие регенеративной системы для турбин двухконтурной АЭС. В

значительной мере возможности повышения тепловой экономичности двухконтурной АЭС представляются уже исчерпанными. В схемах двухконтурной АЭС материалом теплообменных поверхностей для ПВД является углеродистая сталь, а для ПНД — часто латунь. Такое решение нежелательно по двум причинам. Во-первых, использование меди более целесообразно в других отраслях техники. Во-вторых, наличие оксидов меди в воде интенсифицирует коррозию сталей. В отдельных проектах несмотря на двухконтурность АЭС трубки ПНД выполняют из нержавеющей аустенитных сталей. Более правильным решением было бы применение для трубок ПНД стали 08Х14МФ или перлитных сталей (что уменьшит капиталовложения для АЭС). Опыт обычной теплоэнергетики свидетельствует о том, что в условиях воды высокой чистоты при дозировании окислителя (газообразного кислорода или перекиси водорода) в конденсат после конденсатоочистки такое решение вполне допустимо, оно целесообразно и для одноконтурной АЭС.

Особенности тепловой схемы одноконтурной АЭС связаны с радиоактивностью паров. В любой схеме таких АЭС обязательно: во-первых, включение в тепловую схему испарителя для получения нерадиоактивного пара, подаваемого на уплотнения турбин, во-вторых, использование промежуточного водяного контура между греющим паром и водой теплосети. Выполнение этих решений обязательно.

Основное отличие тепловых схем одноконтурной АЭС от двухконтурной АЭС связано с обеспечением надежного водного режима реактора. В реактор двухконтурной АЭС извне поступает небольшое количество подпиточной воды, а продукты коррозии имеют своим источником ограниченный первый контур, выполняемый из нержавеющей аустенитных сталей. В реактор одноконтурной АЭС поступают большие расходы питательной воды, равные паропроизводительности установки, и продукты коррозии не только реакторного контура, но и всей регенеративной системы турбины. От естественных примесей воды реактор одноконтурной АЭС надежно защищает 100%-ная конденсатоочистка. Поэтому основное внимание при разработке тепловой схемы турбинной части одноконтурной АЭС уделяется решению проблемы удаления продуктов коррозии из тракта, предшествующего реактору. Эти вопросы решаются по-разному и не нашли еще своего окончательного решения. На первых блоках отечественных одноконтурных АЭС с РБМК-1000, стремясь уменьшить поступление продуктов коррозии в воду реактора, подогреватели высокого давления не устанавливали, все конденсаты греющего пара и слив из сепаратора направляли в конденсатор для последующей очистки их совместно с турбинным конденсатом на конденсатоочистке. Потерю тепловой экономичности, вызываемую сливом в конденсатор всех этих потоков, в какой-то мере компенсировали охладители дренажей, которые были установлены после каждого ПНД и соответственно усложняли схему. Для РБМК-1000 отказ от установки ПВД сохранился, но в тепловую схему АЭС с РБМК-1000 были внесены определенные изменения. Такая схема, осуществленная на многих блоках с РБМК-1000, показана на рис. 15.3.

Основные особенности этой тепловой схемы следующие; для уменьшения поступления продуктов коррозии в реакторную воду, как было сказано выше, ПВД не установлены, что приводит к определенной потере тепловой экономичности, так как температура питательной воды ниже оптимальной; охладитель дренажа оставлен только после ПНД-1; сепарат из СПП сливается в ПНД-3; конденсат греющего пара первой и второй ступеней перегрева направлен в деаэрактор; все конденсаты греющих паров каскадом сливаются в конденсатор.

Такое решение приводит к заметной потере тепловой экономичности. Кроме того, из этого потока нужно удалять именно продукты коррозии, что требует только механической фильтрации, но не ионного обмена, осуществляемого в конденсатоочистке. Поэтому очистка конденсатов греющих паров ПНД на конденсатоочистке приводит к перерасходу смол, в частности дорогостоящего анионита. Более рациональное (предпочтительное) решение по очистке конденсата греющего пара ПНД показано на рис. 15.4б в сравнении с решением, осуществленным по рис. 15.4а, отвечающим тепловой схеме рис. 15.3.

253

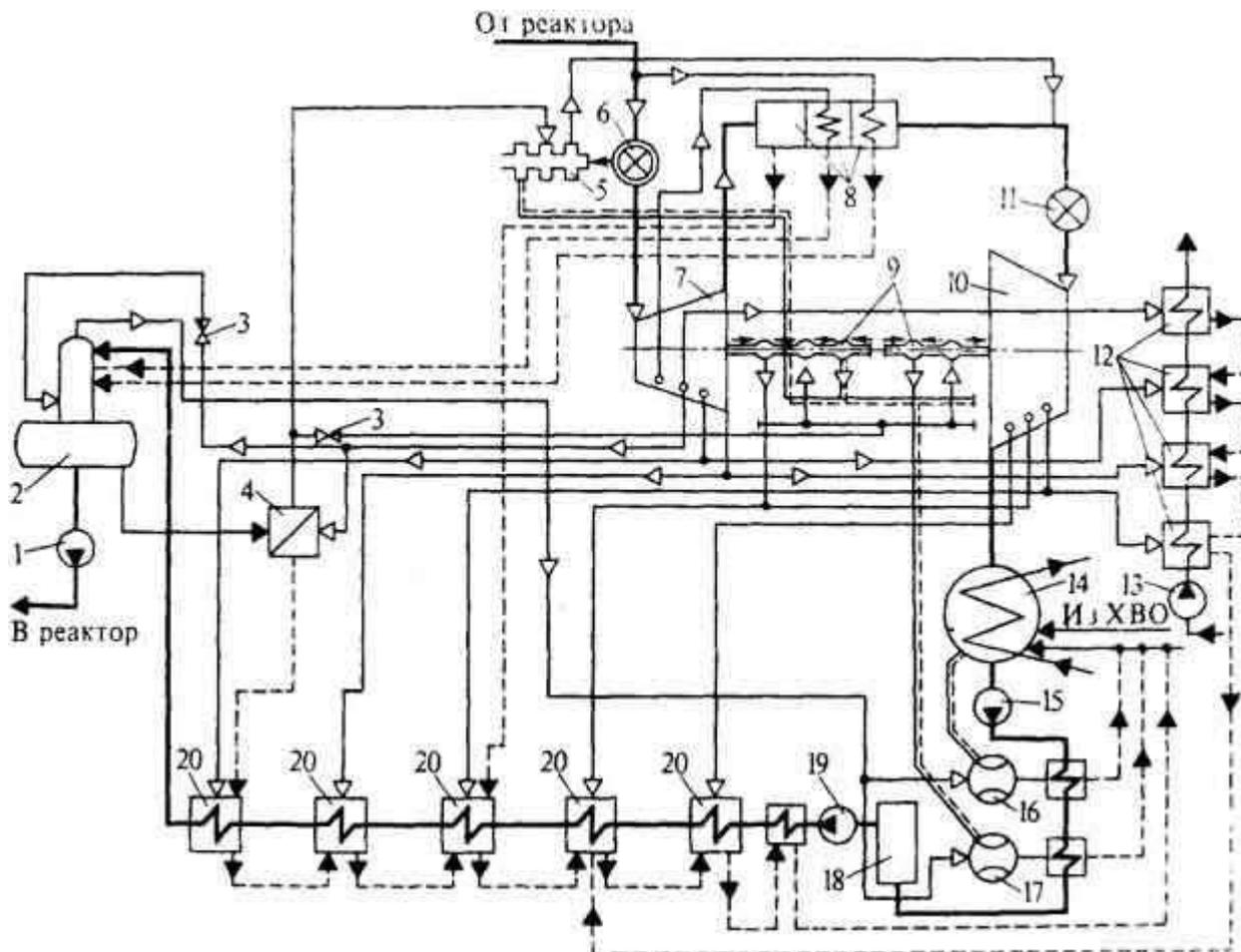


Рис. 15.3. Принципиальная тепловая схема паротурбинной части одноконтурной АЭС с РБМК-1000:

1 — питательный насос; 2 — деаэратор; 3 — регулятор давления; 4 — испаритель; 5 — уплотнения штоков клапанов турбины; 6 — блок стопорно-регулирующих клапанов; 7 — ЦСД турбины; 8 — сепаратор-прогреватель; 9 — уплотнения вала турбины; 10 — ЦНД турбины; 11 — отсекающая заслонка; 12 — подогреватели промконтра теплосети; 13 — насос промконтра теплосети; 14 — конденсатор турбины; 15 — конденсатный насос первого подъема; 16 — основной эжектор; 17 — эжектор уплотнений; 18 — конденсатоочистка; 19 — конденсатный насос второго подъема; 20 — ПНД

Как видно из рис. 15.4а, конденсатоочистка состоит из катионитового фильтра К, играющего роль механического фильтра, и последующего фильтра смешивающего действия ФСД, в котором в смешанном слое катионита и анионита происходит ионный обмен. Исследования показывают, что в собственно турбинном конденсате содержание оксидов железа близко к их истинной растворимости; содержание оксидов железа в каскадном сливе конденсатов греющих паров составляет 35-40 мкг/кг, существенно

241

превышая растворимость. Смешение двух потоков с разными физико-химическими показателями и их совместная очистка ухудшает степень выведения продуктов коррозии из тракта и удорожает конденсатоочистку. Более правильным является раздельная очистка этих потоков, показанная на рис. 15.4б. Наполнители для механических фильтров предлагаются различные. Важно то, что все они существенно дешевле ионообменных смол. Сопоставление рис. 15.4а и б показывает также, что сокращается вообще число фильтров. Каскадный слив всех дренажей системы ПНД, показанный на рис. 15.3, является ошибочным решением, принятым ХТГЗ по согласованию с ЛАЭС, на которой устанавливались первые блоки РБМК. При этом экономичность турбинной установки и, следовательно, всей АЭС является наименьшей. Ошибочно также использование в качестве механического фильтра нерегенерируемого катионита. Это решение не только наиболее дорогое, но и наиболее неблагоприятное, так как даже нерегенерируемый катионит будет способствовать колебаниям значения рН, что неблагоприятно для одноконтурной АЭС. Более рационально использовать в качестве механического фильтра электромагнитный фильтр (ЭМФ).

На ЭМФ следует очищать от механических примесей (продуктов коррозии) также и все дренажи ПНД, а также и теплофикационной установки. Большое достоинство ЭМФ — их исключительная компактность, что связано с большой допустимой скоростью фильтрования ( $1000 \text{ м}^3/\text{ч}$ ). Так, на турбину мощностью 750 МВт при полном расходе питательной воды достаточно трех фильтров диаметром 1 м и высотой 3 м. Установка ЭМФ показана на рис. 15.5.

В фильтр загружаются мягкомагнитные шарики диаметром 6 мм. При наложении электромагнитного поля ферромагнитные загрязнения воды, перемещаются к магнитным полюсам шариков, где и отлагаются. Неметаллические оксиды железа и других металлов и неметаллические загрязнения в большей мере адсорбируются отложившимися магнитными оксидами железа. При превышении сопротивления фильтра на 0,1 МПа (10%) фильтр автоматически переводится в режим промывки, по завершении которой также автоматически включается в работу. При работе фильтра задвижки 2 и 5 открыты, а задвижки 4, 6 и 7 закрыты. Фильтр выводится на промывку через 1 — 2 недели работы (в зависимости от роста сопротивления). При переводе в промывочный режим открывается задвижка 7 на байпасе фильтра. Затем закрываются задвижки 2 и 5 и открываются задвижки 4 и 6 для прохода воды в фильтр с последующим сбросом ее в дренажный бак. Промывка занимает около 2 мин. Введение фильтра в работу предусматривает закрытие задвижек 4 и 6, открытие задвижек 2 и 5 и закрытие задвижки 7.

Большим недостатком ЭМФ является выключение их из работы и выброс уже поглощенных продуктов коррозии в воду "залпом", что может произойти в отсутствие электронапряжения. Поэтому в схеме их установки всегда должны предусматриваться "страховочные" элементы после ЭМФ. Таким элементом является ФСД на рис. 15.6 и фильтр насыпного типа после ЭМФ на сливе всех дренажей (рис. 15.6).

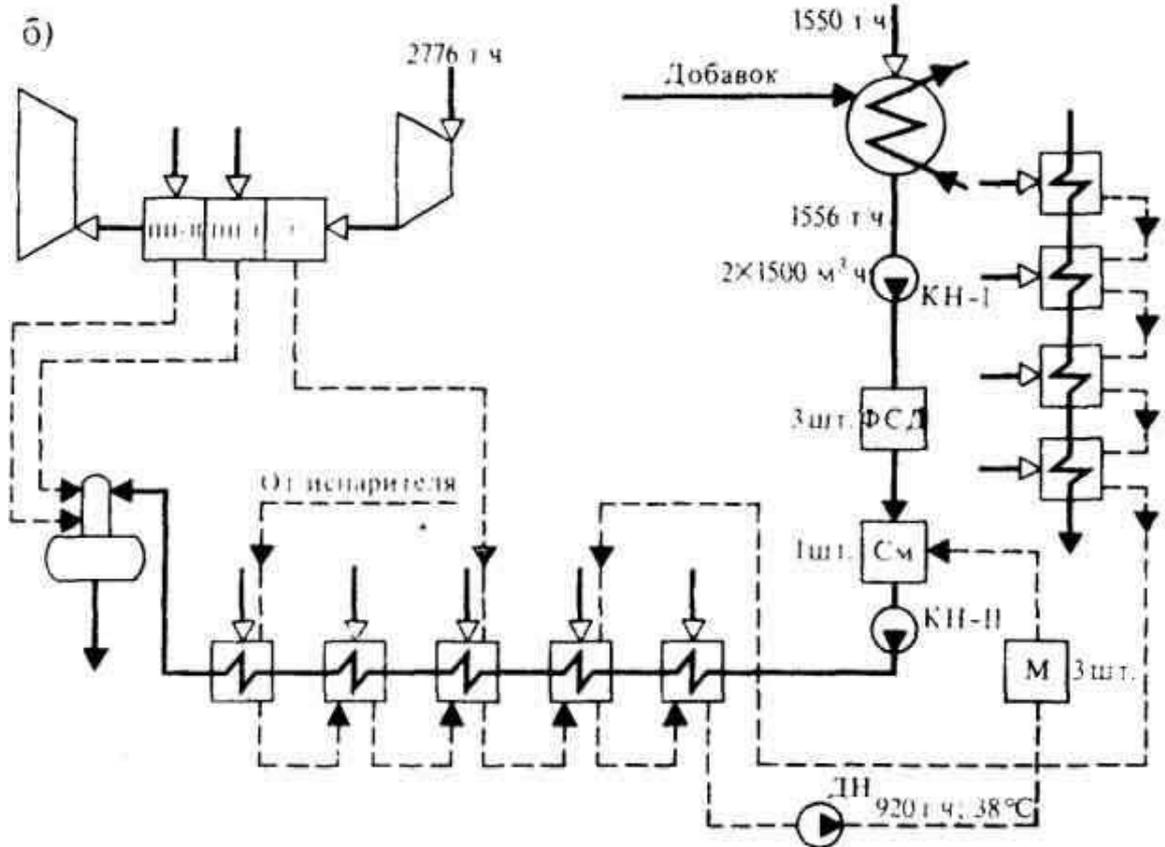
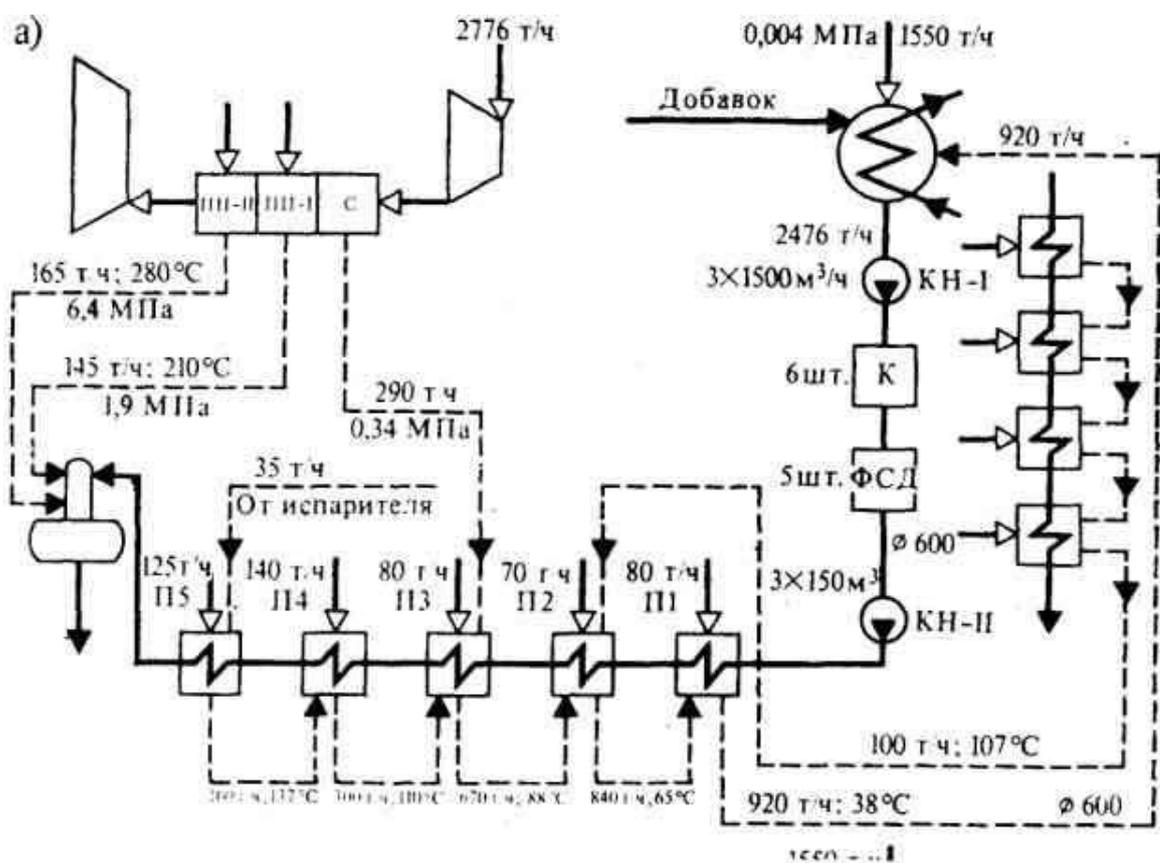


Рис. 15.4. Водорезимные схемы турбинной установки одноконтурной АЭС с реактором РБМК-1000

256

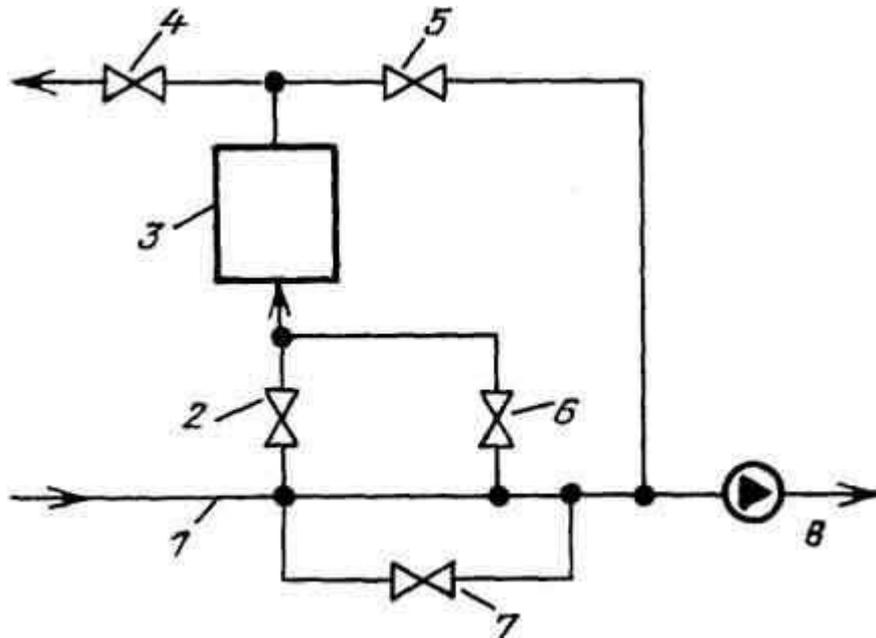


Рис. 15.5. Установка ЭМФ:

1 — вода на очистку; 2, 4, 5, 6, 7 — задвижки; 3 — ЭМФ; 5 — очищенная вода

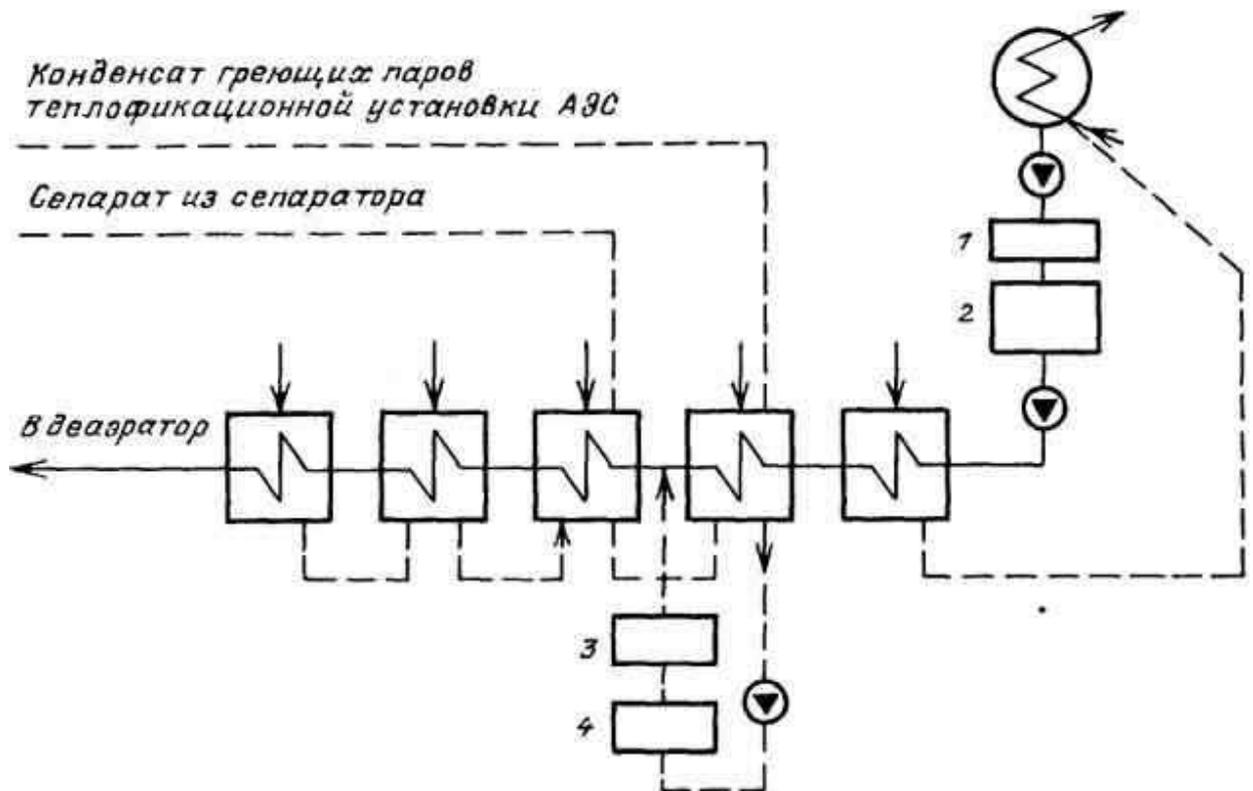


Рис. 15.6. Использование ЭМФ в сочетании со "страховочными" элементами:

1 — ЭМФ; 2 — ФСД; 3, 4 — насыпной фильтр

244

В качестве наполнителя рекомендуется сополимер стирола и дивинилбензола, успешно используемый на многих ГРЭС.

К сожалению, для создаваемых ХТГЗ блоков с РБМК-1500 с согласия заказчика сепарат вообще (без очистки!) закачивают обратно в реактор.

### **15.3. Развернутая тепловая схема АЭС**

*Развернутую полную тепловую схему АЭС составляют для блока в целом. На ней показывают все оборудование, работающее совместно с реактором: для АЭС с ВВЭР все парогенераторы (шесть для ВВЭР-440 и четыре для ВВЭР-1000); по две турбины для АЭС с ВВЭР-440, АЭС с РБМК-1000 и РБМК-1500, причем изображают оба потока для обычно применяемых двухпоточных цилиндров. Вспомогательное оборудование приводится и работающее, и резервное, например, для насосов конденсатных и питательных; система трубопроводов включает параллельные связи между отдельными агрегатами и вспомогательные трубопроводы, дренажные линии, а также различные баки — питательные, дренажные и др. На трубопроводах и агрегатах указывают всю арматуру. На развернутую тепловую схему наносят также систему технического водоснабжения и ее промежуточный контур. Полную тепловую схему станции составляют на основе принципиальной тепловой схемы после ее уточнения, окончательного расчета и выбора. Так как развернутая тепловая схема очень подробна и загромождена, то некоторые второстепенные элементы схемы показывают не на этой схеме, а на детальных чертежах отдельных агрегатов. Это относится к таким элементам схемы, как подача воды на маслоохладитель и ее отвод; теплообменники охлаждения статора генератора; подача воды на уплотнения насосов и др. При выполнении трубопроводов на развернутых схемах приводят их диаметры.*

Необходимо иметь в виду, что не только основные агрегаты, но и многие относящиеся к ним элементы схемы устанавливаются параллельно ввиду ограниченности их производительности. Так, на конденсатном тракте АЭС с ВВЭР-1000 применяется по одному ПНД-3 и ПНД-4, но по два ПНД-2 и по три ПНД-1. Недостаточна пропускная способность и основных трубопроводов, например, паропроводов, подающих пар к турбинам большой мощности. Так, на АЭС с ВВЭР-1000 к турбине мощностью 1000 МВт идут четыре паропровода диаметром 600 мм; от каждого паропровода имеется БРУ-К с двусторонним клапаном, в конденсатор для сбора пара минуя турбину идет восемь труб в четыре конденсатора с двухсторонним подводом пара соответственно установке четырех двухпоточных ЦНД.

### **15.4. Расход электроэнергии на собственные нужды АЭС**

В состав оборудования атомной электростанции входит большое число потребителей электроэнергии, расход которой называется *расходом на собственные нужды*. Для его обеспечения на станции имеется соответствующая сеть электроснабжения собственного расхода. Расход на собственные нужды зависит от типа станции. Наибольшее его значение характерно для станций с газовым теплоносителем в связи с работой газодувки,

что объясняется прокачкой большего объема теплоносителя по развитому контуру реактор — парогенератор, причем для улучшения теплоотдачи скорость газа принята значительной, а поверхность нагрева сребрена, хотя это существенно увеличивает сопротивление по тракту. Для АЭС с водным теплоносителем расход на собственные нужды меньше и составляет 4,5 — 6,5% всей вырабатываемой установкой электроэнергии для АЭС с ВВЭР и до 8% для АЭС с РБМК. Потребители собственных нужд неравномерны по расходу и неравноценны по допустимости возможного перерыва в питании.

Потребителями собственного расхода являются также вентиляционные установки, насосы водоподготовки и др.

Для АЭС с водным теплоносителем основные потребители по расходу (%) могут быть охарактеризованы примерно следующим образом:

<b>Атомные электростанции .....</b>	<b>ВВЭР</b>	<b>РБМК</b>
<b>Питательные насосы .....</b>	<b>1,5—2,0</b>	<b>2,0—2,2</b>
<b>Главные циркуляционные насосы .....</b>	<b>1,25</b>	<b>3,0</b>
<b>Циркуляционные насосы конденсаторов</b>	<b>0,75</b>	<b>0,8</b>
<b>Конденсатные насосы .....</b>	<b>0,20</b>	<b>1,6</b>

Для обеспечения расхода электроэнергии на собственные нужды АЭС на электростанции имеется соответствующая сеть электроснабжения собственного расхода.

## Глава 16

# АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С НАТРИЕВЫМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ

### 16.1. Жидкий натрий как теплоноситель

Атомные электростанции с жидкометаллическим теплоносителем могут работать как на тепловых, так и на быстрых нейтронах, в последнем случае с коэффициентом воспроизводства ядерного горючего более единицы. Преимущество такого теплоносителя — возможность работы при низком давлении в первом контуре. Значительная в сравнении с водным и газовым теплоносителями плотность жидких металлов позволяет перекачивать относительно малые объемы, то есть уменьшить диаметры трубопроводов и расходы на собственные нужды, а также обеспечивать высокий коэффициент теплоотдачи от поверхности оболочки твэла к теплоносителю, что позволяет при той же температуре оболочки получать более высокую температуру теплоносителя. Пока для АЭС наиболее пригоден жидкий натрий.

Жидкометаллический теплоноситель значительно осложняет оборудование АЭС и выдвигает довольно большое число инженерно-технических проблем. Поэтому АЭС с

жидкометаллическим теплоносителем разрабатывают только применительно к реакторам на быстрых нейтронах. Важность этих реакторов показана в гл. 2.

Одно из преимуществ жидкого натрия как теплоносителя — высокое удельное энерговыделение в активной зоне, составляющее 400 — 800 МВт/м<sup>3</sup>, что позволяет снизить размеры активной зоны. В связи с этим вероятность утечки нейтронов из активной зоны увеличивается и может достигать даже 30%. Эти нейтроны используются для воспроизводства топлива, для чего активная зона окружается воспроизводящим экраном, содержащим обедненный (отвальный) уран.

Жидкий натрий как теплоноситель выдвигает ряд требований к оборудованию и эксплуатации. Температура плавления натрия высока (97 °С), поэтому для пуска станции с нуля необходим предварительный электронагрев всего оборудования и трубопроводов. В зависимости от тепловой схемы пуск станции с нуля может потребовать от трех до пяти недель.

Бурная реакция натрия с водой в условиях радиоактивного натрия может иметь особо негативные последствия, поэтому обязателен промежуточный натриевый контур, давление в котором поддерживается большим, чем в первом контуре: в случае нарушения плотности между первым и промежуточным контурами невозможно перетекание радиоактивного натрия в промежуточный, а может иметь место только переток нерадиоактивного натрия из промежуточного в первый контур. Тем самым обеспечивается отсутствие радиоактивности в промежуточном контуре, а в случае нарушения плотности между вторым и промежуточным контурами контакт воды возможен только с нерадиоактивным натрием.

Оборудование первого и промежуточного натриевых контуров существенно отличается от применяемого при других теплоносителях. Так, в системе трубопроводов должны быть предусмотрены установки для очистки натрия от оксидов и гидридов, так называемые "холодные ловушки", обеспечивающие охлаждение некоторой части теплоносителя до температуры, при которой оксиды выпадают в осадок и могут быть отфильтрованы.

Особые требования предъявляются к арматуре и циркуляционным насосам. Арматура при использовании натриевого теплоносителя должна быть ковальной для предупреждения межкристаллитной коррозии. Учитывая высокую теплопроводность натрия, приходится выдвигать такое требование, как стойкость арматуры против теплового удара, а малая вязкость натрия требует применения для арматуры твердых материалов, препятствующих задиранию.

Важное требование к арматуре для жидких металлов — полное отсутствие утечек через сальники. Оно объясняется высокой стоимостью теплоносителя, а также тем, что протечка даже небольшого количества его опасна. Обычные набивки в данном случае при высокой температуре нестойки, поэтому переходят к бессальниковым конструкциям с сальфонными уплотнениями, иногда в комбинации с замораживаемыми уплотнениями и сальниками.

Для АЭС с жидкометаллическим теплоносителем очень большое значение имеет надежность работы реактора, так как ликвидация последствий аварий в условиях таких реакторов наиболее сложна. Так, реактор АЭС "Энрико Ферми" (США) после аварии с

расплавлением горючего, происшедшей в октябре 1966 г., вновь достиг критичности только в июле 1970 г. Последующая эксплуатация была неудовлетворительной — коэффициент использования мощности в 1971 г. составил всего 3,4%. В 1972 г. было вынесено решение о прекращении работ на реакторе, а в 1974 г. — решение об его демонтаже.

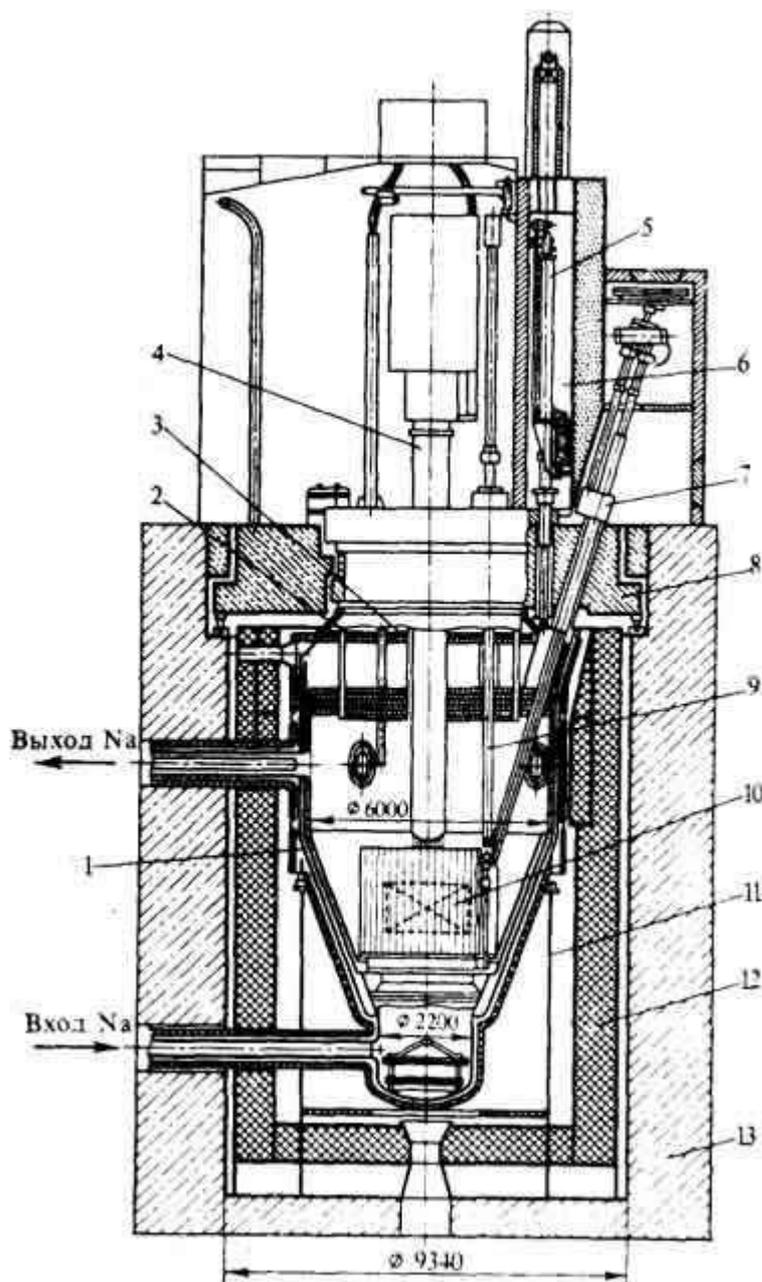


Рис. 16.1. Петлевая (контурная) компоновка реактора БН-350:

1 — корпус реактора; 2 — большая поворотная пробка; 3 — малая поворотная пробка; 4 — центральная колонна с механизмами СУЗ; 5 — механизм подачи сборок; 6 — перегрузочный бокс; 7 — элеватор загрузки-выгрузки; 8 — верхняя неподвижная защита; 9 — механизм перегрузки; 10 — активная зона; 11 — опора реактора; 12 — боковая защита (железорудный концентрат); 13 — бетонная защита

Среди пяти реакторов с натриевым теплоносителем, находящихся в эксплуатации в мире, четыре — бакового типа (интегральная компоновка) — по одному в России (БН-600) и Великобритании и два во Франции; один реактор — петельный (контурная



натриевые насосы первого и промежуточного контуров, промежуточный теплообменник и парогенераторная установка в составе двух испарителей и одного пароперегревателя. Общая технологическая схема оборудования для одной из шести петель приведена на рис. 16.2, а ниже — основные характеристики АЭС:

<b>Реактор</b>	<b>БН-350</b>	<b>БН-600</b>
<b>Тепловая мощность, МВт</b>	<b>1000</b>	<b>1500</b>
<b>Электрическая мощность, МВт:</b>		
<b>эквивалентная</b>	<b>350</b>	<b>600</b>
<b>непосредственная</b>	<b>150</b>	
<b>Материал оболочек твэлов</b>	<b>нержавеющая сталь</b>	
<b>Температура натрия на входе в реактор, °С</b>	<b>300</b>	<b>380</b>
<b>Температура натрия на выходе из реактора, °С</b>	<b>500</b>	<b>550</b>
<b>Расход натрия в первом контуре, т/ч</b>	<b>14000</b>	<b>24000</b>
<b>Температура натрия на входе в промежуточный теплообменник, °С</b>	<b>270</b>	<b>320</b>
<b>Температура натрия на выходе из промежуточного теплообменника, °С</b>	<b>460</b>	<b>520</b>
<b>Давление пара на выходе из парогенератора, МПа</b>	<b>5,0</b>	<b>14,0</b>
<b>Температура пара на выходе из парогенератора, °С</b>	<b>435</b>	<b>505</b>
<b>Температура промежуточного перегрева пара, °С</b>	<b>—</b>	<b>505</b>

Одно из преимуществ жидкометаллического теплоносителя — возможность использования паротурбинных установок обычной теплоэнергетики, так как в связи с высокой температурой теплоносителя давление и температура пара перед турбиной могут быть существенно выше, чем для турбины на АЭС с водным теплоносителем. С этой точки зрения параметры пара для АЭС с БН-350 могли быть выбраны существенно более высокими. Однако сооружение этой АЭС было связано с конкретной технологической задачей получения большого количества опресненной морской воды для промышленности и бытовых нужд, а также для теплоснабжения г. Шевченко. Поэтому к установке были приняты противодавленческие турбины из числа выпускаемых турбостроительными заводами, что и определило указанные выше параметры пара для АЭС с БН-350. Перегретый пар, вырабатываемый шестью паро-генераторными установками, поступает в общий паропровод и из него на три турбины мощностью по 50 МВт. Таким образом, АЭС с БН-350 является трехцелевой электростанцией, которая решает вопросы снабжения электроэнергией, теплотой и дистиллятом. Эквивалентная электрическая мощность БН-350 составляет 350 МВт, что превышает единичную мощность аналогичного реактора в Великобритании (250 МВт).

Как показано на рис. 16.1 топливные сборки активной зоны и зоны воспроизводства помещены в напорном коллекторе, смонтированном на напорной камере корпуса реактора. Активная зона 10 состоит из топливныхборок с ядерным горючим — окись плутония в смеси с двуокисью урана значительного обогащения. По торцам и по периметру она окружена экраном — зоной воспроизводства из двуокиси обедненного урана. Торцовый экран смонтирован в сборках активной зоны, боковой экран образован топливными сборками с твэлами зоны воспроизводства. Корпус реактора 1 представляет собой сосуд переменного диаметра (наибольший диаметр 6000 мм) из нержавеющей

аустенитной стали. Нижняя часть корпуса образует напорную камеру, в которую по трубопроводам поступает натрий от насосов. Протекая снизу вверх через активную зону и зону воспроизводства, натрий нагревается и через верхнюю смесительную камеру корпуса по трубопроводам направляется в теплообменники. Для предотвращения утечки натрия при разгерметизации основной корпус заключен в страховочный кожух. Внутренняя поверхность корпуса и выходные патрубки имеют экраны, снижающие температурные напряжения при быстром изменении температуры теплоносителя. Охлаждение корпуса обеспечивается "холодным" натрием, протекающим из напорной камеры в зазоре между стенками корпуса и тепловым экраном. В качестве материала биологической защиты вне реактора использованы железорудный концентрат, графит, сталь, бетон.

Верхняя часть корпуса служит опорой для двух поворотных пробок (2 — большая, 3 — малая), обеспечивающих наведение механизма перегрузки на топливную сборку активной зоны или зоны воспроизводства. Поворотные пробки одновременно служат верхней биологической защитой. Для их герметизации используют гидравлические уплотнения с эвтектическим сплавом.

Топливные сборки загружают и выгружают комплексом механизмов: механизмом перегрузки 9, установленным на малой поворотной пробке 3 и переставляющим топливные сборки внутри реактора; элеваторами загрузки — выгрузки, транспортирующими топливные сборки из реактора в перегрузочный бокс 6 и обратно; механизмом передачи топливныхборок 5, расположенным в герметичном боксе и передающим отработанные топливные сборки из реактора во внешнее хранилище и свежие — из хранилища в реактор.

Как это следует из тепловой схемы АЭС с БН-350 (рис. 16.2), жидкий натрий прокачивается по первому контуру через реактор 1 насосом 3 и по промежуточному контуру насосом 9. Насос 3 имеет биологическую защиту, но конструктивно эти насосы одинаковы: центробежные консольные насосы со свободно фиксированным уровнем натрия и механическим уплотнением. Теплообменник 2 промежуточного контура представляет собой бак с погруженными в него змеевиками, внутри которых протекает натрий промежуточного контура.

Натрий первого контура проходит дроссельную решетку, выравнивающую расход натрия по сечению теплообменника, и омывает змеевики теплообменника снаружи. Давление в первом и промежуточном контурах создается за счет газовой системы (используется аргон). Теплоноситель промежуточного контура омывает снаружи змеевиковые поверхности нагрева пароперегревателя 17 и испарителей 16, состоящие из трубок Фильда с естественной циркуляцией. В испарителях по стороне натрия предусмотрен в верхней части газовый объем для вывода газообразных продуктов реакции взаимодействия натрия с водой при возможных аварийных разуплотнениях трубной системы. Газовые объемы всех испарителей соединены со специальной емкостью вне парогенераторного помещения. Перегретый пар поступает в общий паропровод 15 и из него к турбинам 10, но может через РОУ 14 сбрасываться в технологический конденсатор 13. Конденсат этого пара насосом 77 закачивается в деаэрактор.

После турбин пар при давлении 0,6 МПа поступает в мощные опреснительные установки по линии 12 с возвратом в деаэрактор 6 конденсата этого пара по линии 8. В деаэрактор из опреснительной установки направляют также добавочную воду 7 для восполнения убыли в системе станции. Из деаэратора питательный насос 5 через

регенеративный подогреватель 4 подает конденсат в испарительные поверхности парогенератора 16. Образовавшийся в них насыщенный пар перегревается в пароперегревателе 17.

Конденсация пара в опреснительных установках исключает присос естественных примесей в питательную воду парогенераторов, так как давление пара выше, чем испаряемой воды. Однако поступление в нее продуктов коррозии стали вызвало определенные затруднения в организации водного режима парогенератора. Естественная циркуляция в испарителях паро-генерирующей установки целесообразна, так как существует возможность продувки испарителей, но принятая их конструкция с U-образными трубками Фильда затрудняла вывод железистого шлама и способствовала его отложениям в нижних (поворотных) участках трубок. Такие отложения особенно нежелательны в условиях повышенной тепловой нагрузки для жидкометаллического теплоносителя. В связи с этим в питательную воду парогенерирующей установки дозируется трилон Б, как это изложено в § 6.3 для парогенераторов АЭС с ВВЭР. Тем самым в воде испарителей железистые соединения оказываются в растворенном состоянии и эффективно удаляются с продувкой.

Только комплексная обработка воды вывела парогенераторы блока БН-350 из аварийного состояния.

Принятие для парогенератора конструкции с трубками Фильда позволило конструкторам решить поставленную задачу минимальных затрат металла на сооружение парогенератора, однако это было сделано без учета вопросов надежности, в результате чего в течение ряда лет парогенераторы блока БН-350 находились в аварийном состоянии.

Конструкторы решили поставленную перед ними задачу, но следует помнить, что минимизация расхода металла на сооружение парогенератора не должна быть основной и тем более единственной задачей конструктора.

### **16.3. АЭС с реактором БН-600**

Серийные паровые турбины обычной теплоэнергетики как высокого, так и сверхвысокого давления рассчитаны на начальный и промежуточный перегревы пара. Реакторы с натриевым теплоносителем предоставляют возможность использования таких турбин, которая реализована на третьем блоке Белоярской АЭС, работающем с 1980 г. с реактором БН-600. Основные характеристики этого блока приведены выше. Сопоставление этих данных с характеристиками БН-350 показывает, что БН-600 является дальнейшим развитием реактора с натриевым охлаждением не только по мощности (600 МВт), но, главное, по температуре натрия после реактора и после промежуточного натриевого теплообменника, что позволило существенно повысить температуру перегретого пара.

На рис. 16.3 представлена компоновка реактора БН-600, которая принята интегральной, бакового типа. Активная зона, насосы, промежуточные теплообменники и биологическая защита размещены совместно в корпусе реактора. Теплоноситель первого корпуса движется внутри корпуса реактора по трем параллельным петлям, каждая из которых включает в себя два теплообменника 7 и циркуляционный центробежный насос

погружного типа с двусторонним всасыванием. Насосы 3 снабжены обратными клапанами. Циркуляция натрия в каждой петле промежуточного контура осуществляется центробежным насосом погружного типа с односторонним всасыванием. Активная зона и зона воспроизводства смонтированы в напорной камере, где расход теплоносителя распределяется по топливным сборкам соответственно их тепловыделению. Активная зона по торцам и периметру окружена экранами — зоной воспроизводства, состоящей из сборок, заполненных двуокисью обедненного урана.

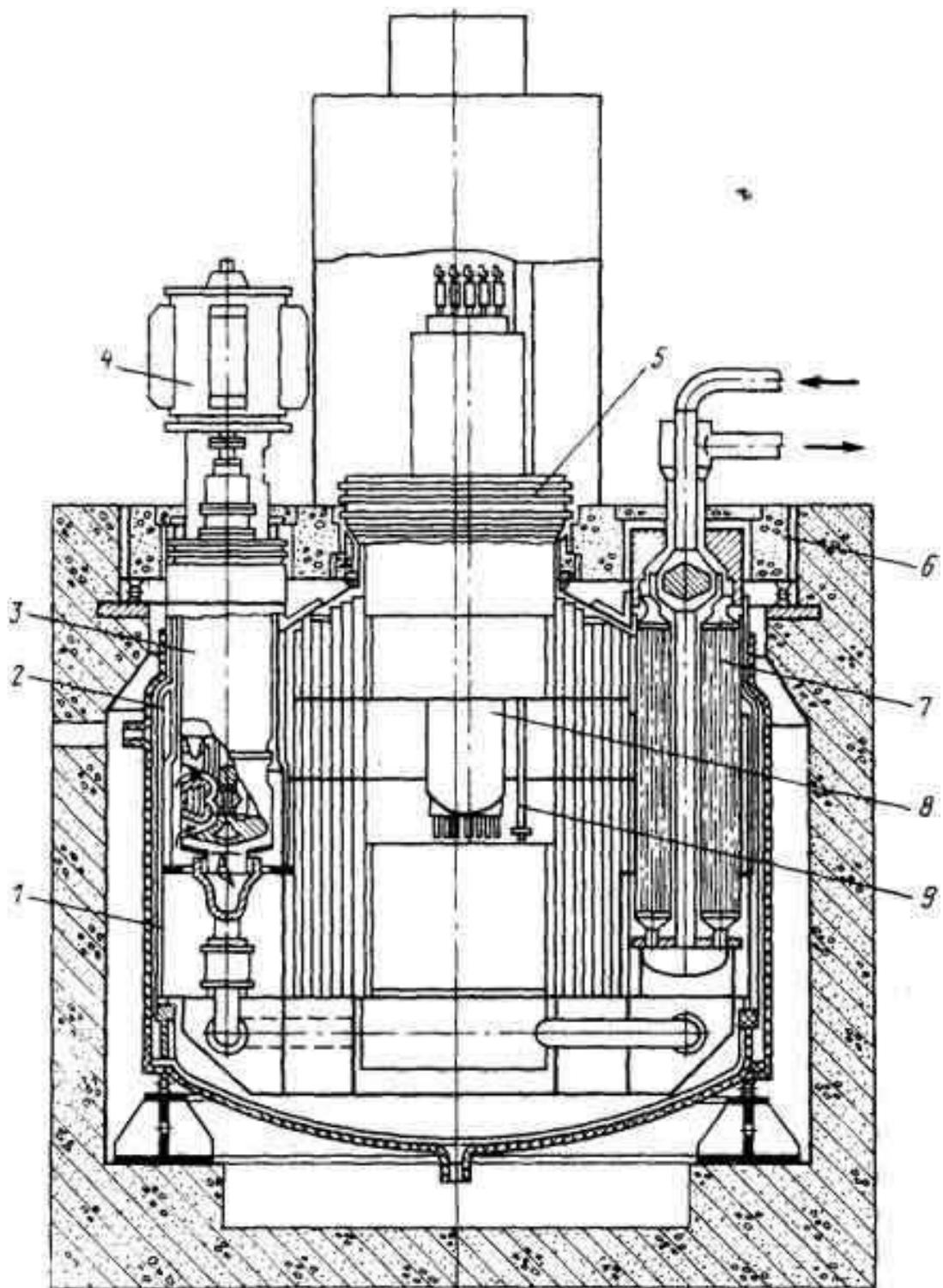


Рис. 16.3. Бакровая (интегральная) компоновка реактора БН-600:

1 — опорный пояс; 2 — корпус; 3 — насос; 4 — электродвигатель; 5 — поворотные пробки; 6 — верхняя неподвижная защита; 7 — теплообменник; 8 — центральная колонна с механизмами СУЗ; 9 — механизм перегрузки

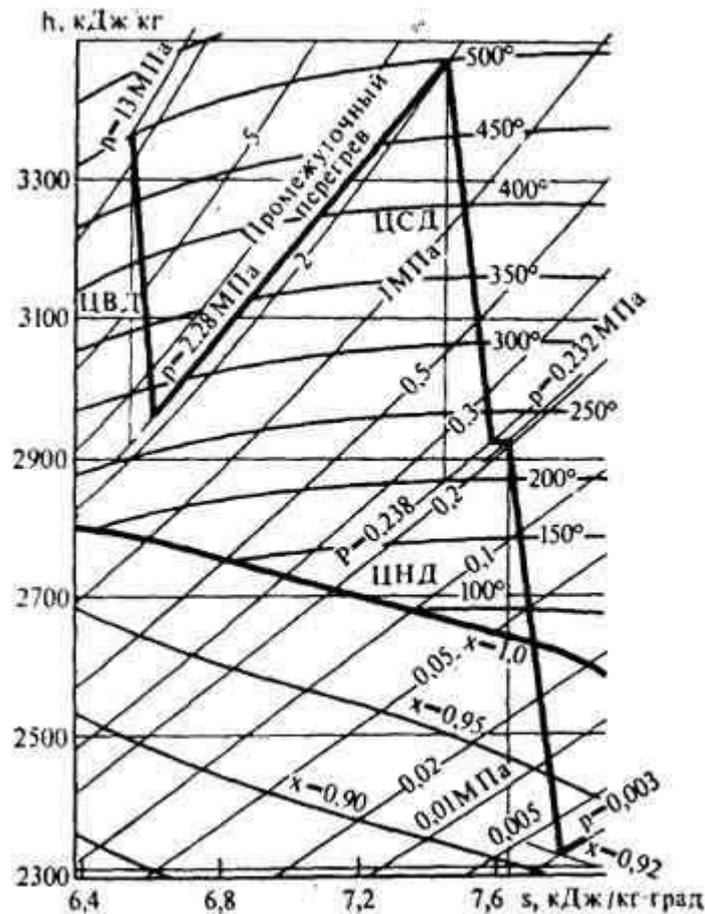


Рис. 16.4.  $h, s$  — диаграмма турбины К-200-130 для условий работы третьего блока БАЭС

Корпус 2 реактора представляет собой бак цилиндрической формы с эллиптическим днищем и конической верхней частью. Корпус через опорный пояс установлен на катковые опоры фундамента. Внутри корпуса помещена металлоконструкция коробчатого типа — опорный пояс 1, на котором укреплена напорная камера с активной зоной, зоной воспроизводства и хранилищем, а также внутрикорпусная биологическая защита. Три насоса первого контура и шесть промежуточных теплообменников смонтированы в цилиндрических стаканах на опорном поясе. В верхней части корпус имеет соответственно шесть отверстий для установки теплообменников и три отверстия — для насосов. Компенсация разности температурных перемещений между стаканами теплообменников и насосов, а также между корпусом и страховочным кожухом обеспечивается сильфонными компенсаторами. Стенки бака имеют принудительное охлаждение "холодным" натрием из напорной камеры. Биологическая защита состоит из цилиндрических стальных экранов, стальных болванок и труб с графитовым наполнителем. Бак реактора заключен в страховочный кожух. Верхняя часть кожуха служит опорой для поворотной пробки 5 и поворотной колонны, обеспечивающих наведение механизма перегрузки 9 на топливную сборку. Одновременно поворотная пробка и поворотная колонна служит биологической защитой.

Топливные сборки загружают и выгружают комплексом механизмов, куда входят: два механизма перегрузки, установленные на поворотной колонне; два элеватора (загрузки и выгрузки); механизм передачи поворотного типа, размещенный в герметичном боксе.

Для АЭС с БН-600 применены серийные турбины мощностью по 200 МВт с давлением пара перед турбиной 13 МПа. Однако присущие этой турбине температуры перегрева пара перед турбиной и промежуточная 540 °С не могли быть достигнуты из-за недостаточной температуры натрия после промежуточного теплообменника (520 °С). В связи с этим для турбин установки БН-600 и начальный и промежуточный перегрев пара составляет 505 °С. Соответствующий процесс в  $h, s$ -диаграмме приведен на рис. 16.4. Сравнение этого рисунка с рис. 3.9 для турбины насыщенного пара среднего давления наглядно свидетельствует о преимуществах турбины перегретого пара (в условиях независимого выбора давления пара), которые связаны с большим суммарным теплоперепадом (табл. 16.1) в турбине (меньшими расходами пара) и соответственно более высоким тепловым КПД — для АЭС с БН-600 он составляет 40%.

**Таблица 16.1. Теплоперепад в турбинах перегретого пара высокого давления и насыщенного пара среднего давления, энтальпия, кДж/кг**

Точка теплоперехода в турбине	Турбины	
	насыщенного пара среднего давления	перегретого пара высокого давления
Перед ЦВД	—	3360
После ЦВД	—	2966
Перед ЦСД	2770	3467
После ЦСД	2400	2935
Перед ЦНД	3000	2935
После ЦНД	2415	2344
<b>Суммарный теплоперепад в турбине</b>	<b>955</b>	<b>1523</b>

В табл. 16.1 суммарные теплоперепады в сопоставляемых турбинах различаются в 1,6 раза. Соответственно в 1,6 раза будут отличаться расходы пара и расходы охлаждающей воды конденсаторов, что также является преимуществом турбин перегретого пара.

Для жидкометаллического теплоносителя необходимость остановов и пусков установки должна быть сведена к минимуму. В связи с этим конструкция парогенератора для высокого, но докритического давления целесообразна барабанного типа с многократной циркуляцией. Это позволило бы при надлежащей организации водного режима и установке 100%-ной очистки турбинного конденсата исключить химические эксплуатационные очистки парогенератора для удаления внутренних отложений. Эксплуатация блока БН-600 с прямоточными парогенераторами докритического давления подтверждает ошибочность выбора прямоточного парогенератора.

Для турбины К-200-130 тепловая схема установки представлена на рис. 16.5, а компоновка блока БН-600 приведена на рис. 16.6.

Дальнейшее развитие АЭС с реактором на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем предполагает рост выходной температуры теплоносителя для повышения температуры перегрева и соответственно тепловой экономичности блоков, предполагается и увеличение их единичной мощности. Кроме того, рассматриваются варианты

осуществления промежуточного перегрева пара. Для БН-600 он осуществлен в пределах парогенератора до температуры свежего пара по аналогии с обычными ТЭС. Это, в частности, позволило применить серийные паровые турбины перегретого пара. Однако опыт эксплуатации показал, что при этом осложняются режимы останова и особенно пуска установки, когда могут возникнуть тепловые удары при поступлении "холодного" пара из ЦВД в промежуточный пароперегреватель. На рис. 16.7а, б, в для энергоблоков с реакторами БН представлены варианты выполнения промежуточного перегрева пара, повышающие надежность работы, но при этом температура перегрева перед ЦСД будет ниже температуры свежего пара, обычно применяемой для серийных блоков. Это потребует некоторых изменений в конструкции ЦСД (а возможно, и ЦНД) в сравнении с серийными машинами.

Дальнейшим развитием блоков БН высокого давления стал блок БН-800. К сожалению, и для него был принят вариант прямоточного парогенератора, то есть периодически парогенераторы должны останавливаться на химические очистки. Но известно, что блоки с жидкометаллическим теплоносителем самые дорогие и потому их следует использовать возможно большее число часов в году.

Блок БН-800 будет установлен на Белоярской АЭС (4-й блок), так как в эксплуатации целесообразно иметь на станции однотипное оборудование.

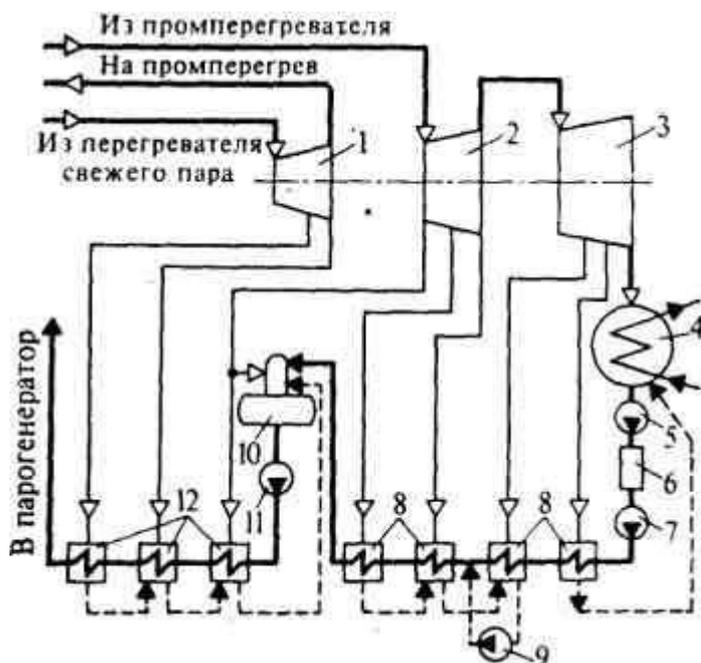


Рис. 16.5. Принципиальная тепловая схема паротурбинной установки третьего блока БАЭС: 1 — ЦВД; 2 — ЦСД; 3 — ЦНД; 4 — конденсатор; 5 — конденсатный насос первого подъема; 6 — конденсатоочистка; 7 — конденсатный насос второго подъема; 8 — ПНД; 9 — дренажный насос; 10 — деаэраор; 11 — питательный насос; 12 — ПВД

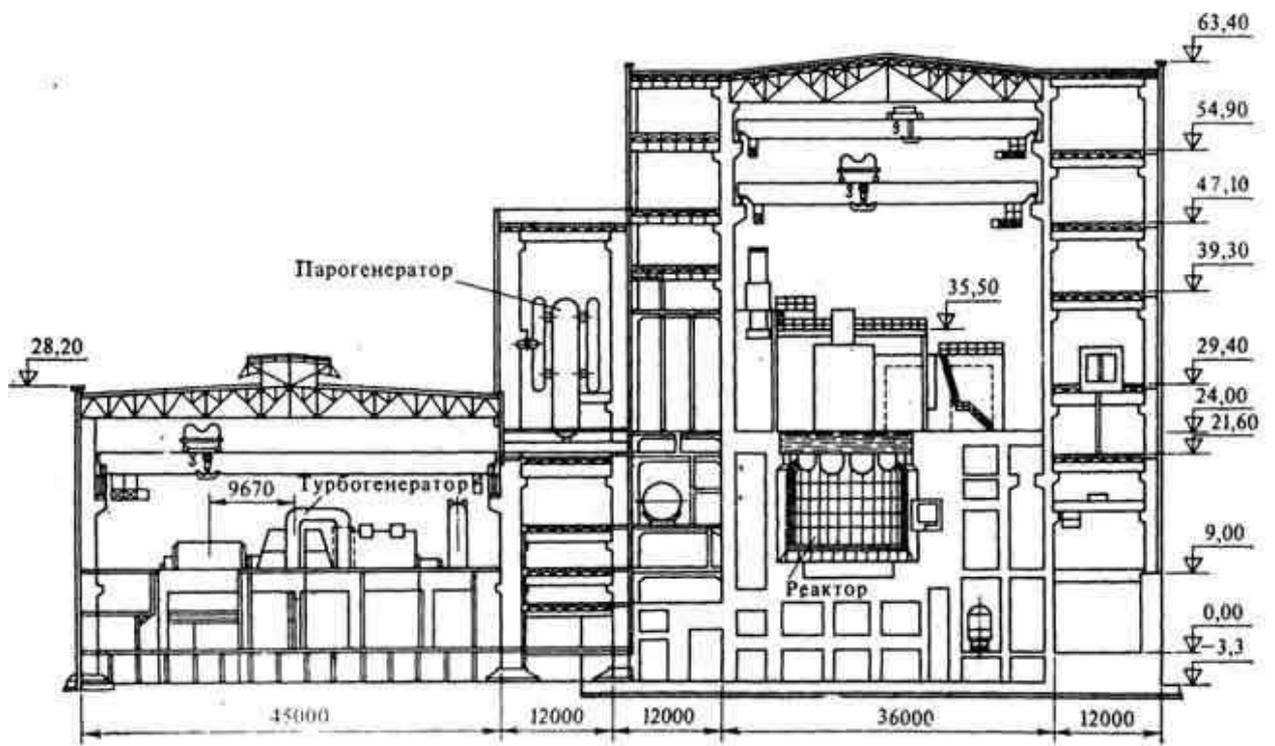


Рис. 16.6. Компонка главного корпуса АЭС с реактором БН-600 (продольный разрез)

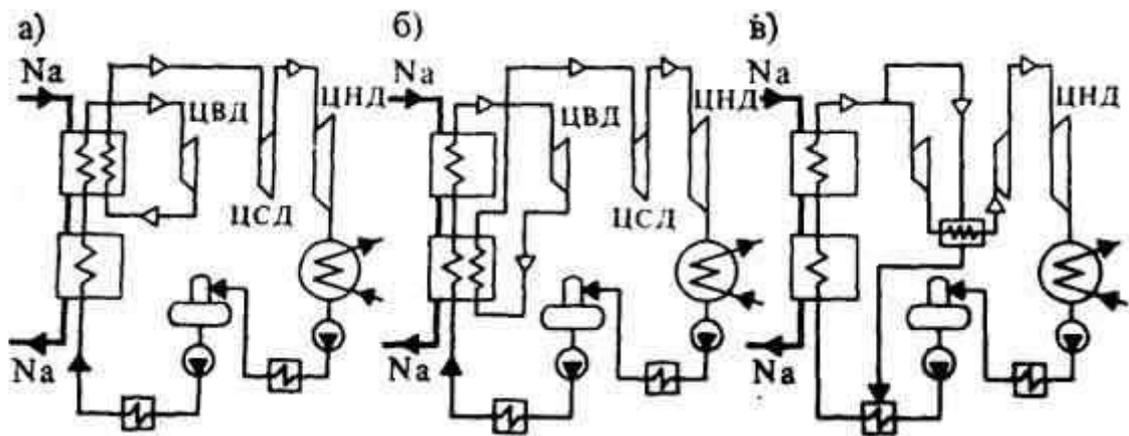


Рис. 16.7. Варианты осуществления промежуточного перегрева пара для энергоблоков с реактором БН: *а* — до температуры свежего пара, натриевый; *б, в* — ниже температуры свежего пара (*б* — натриевый, *в* — паровой)

## АТОМНЫЕ СТАНЦИИ С ГАЗОВЫМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ

### 17.1. Преимущества и недостатки газового теплоносителя для АЭС

Главное преимущество газового теплоносителя — возможность получения высокой температуры после реактора. Это открывает возможность использования на двухконтурной АЭС серийных высокоэффективных турбин обычной теплоэнергетики, что удешевляет АЭС, а в перспективе — создание одноконтурной АЭС с газовыми турбинами.

Высокая температура газового теплоносителя позволяет рассматривать АЭС как объект, вырабатывающий электроэнергию с одновременным снабжением промышленности *высокопотенциальной и низкопотенциальной теплотой*, высвобождая значительные количества органических топлив, затрачиваемых на эти цели в настоящее время.

Все действующие АЭС с газовым теплоносителем работают как двухконтурные с реакторами на тепловых нейтронах с графитовым замедлителем. Из числа радиационно-стойких газовых теплоносителей можно рассматривать  $\text{CO}_2$  и гелий. Использование графита в качестве замедлителя ограничивает предельную температуру для  $\text{CO}_2$ , так как при высокой температуре она в процессе диссоциации взаимодействует с графитом. Это приводит к выносу графита из активной зоны и восстановлению  $\text{CO}_2$  до  $\text{CO}$  с соответствующим ухудшением свойств теплоносителя. От этого недостатка свободен гелий. В связи с этим именно гелийохлаждаемые реакторы (см. 17.3) называют *высокотемпературными газовыми реакторами* (ВТГР), позволяющими снабжать промышленность не только электроэнергией, но и высокопотенциальной теплотой. Что же касается АЭС с углекислотным охлаждением, то их промышленное назначение ограничивается выработкой электроэнергии.

Важное преимущество газообразного теплоносителя — отсутствие взаимодействия с конструкционными материалами. Однако, как это показано в 17.2, для углекислоты это имеет место только в отсутствие её взаимодействия с влагой. Имеющиеся другие недостатки АЭС с газообразным, особенно углекислотным, теплоносителем связаны с его невысокой плотностью. Для получения достаточно высокого коэффициента теплопередачи необходимы высокая скорость газа и специальное профилирование поверхности теплообмена. Это вызывает значительные сопротивления газового тракта. Невысокая плотность газа приводит также к большому объему перекачиваемого теплоносителя, что само по себе увеличивает затраты на перекачку теплоносителя; значительное сопротивление (см. выше) способствует тому же. В результате расход электроэнергии только на привод газодувки, например для углекислотного теплоносителя, в 2 — 3 раза превышает полный расход электроэнергии на собственные нужды АЭС с водным теплоносителем.

Малая теплоемкость газа требует большего расхода газового теплоносителя в сравнении с водой. Это, в свою очередь, вызывает значительные габариты как самих

реакторов, так и парогенераторов, соответственно удорожая и оборудование АЭС и ее строительные конструкции. Поэтому газоохлаждаемые АЭС — самые дорогие из АЭС с реакторами на тепловых нейтронах.

## 17.2. АЭС с углекислотным теплоносителем

В качестве теплоносителя двуокись углерода  $\text{CO}_2$  была применена прежде всего на первой АЭС Великобритании ("Колдер-Холл"), что объяснялось назначением этой станции — получением плутония при использовании в активной зоне природного урана. Положительный опыт работы этой станции побудил сохранить этот тип и на последующих АЭС. Несколько АЭС с углекислотным теплоносителем действовали также во Франции и по одной АЭС в Японии, Италии и Испании.

Основные характеристики АЭС "Колдер-Холл" приведены на рис. 17.1, а упрощенная ее тепловая схема — на рис. 17.2. Применение магниевое сплава ("магнокс"), благоприятного по своим ядерно-физическим характеристикам, ограничивает температуру оболочек твэлов ( $400\text{ }^\circ\text{C}$ ). В связи с этим температура  $\text{CO}_2$  после реактора АЭС "Колдер-Холл" составляла всего  $336\text{ }^\circ\text{C}$ . Так как расход  $\text{CO}_2$  через реактор тем меньше, чем больше перепад температуры газа на выходе и входе реактора, то температура  $\text{CO}_2$  после парогенератора, то есть при входе в реактор, принята равной  $140\text{ }^\circ\text{C}$ . Это предопределило отказ от регенеративного подогрева после деаэратора, что снизило тепловую экономичность АЭС. Вторым обстоятельством, также способствовавшим низкой экономичности АЭС, явилась невысокая температура  $\text{CO}_2$  после реактора и соответственно низкие параметры пара после парогенератора. В результате КПД брутто АЭС "Колдер-Холл" составил всего  $25,6\%$ , а КПД-нетто (с учетом всех собственных нужд и прежде всего расхода на привод газодувки) —  $18,5\%$ . Для достижения даже этих невысоких показателей тепловой экономичности на станции пришлось применить пароводяной цикл двух давлений, причем для каждого из них использованы не только парообразующие, но и экономайзерные и перегревательные поверхности нагрева. Причины этого видны из рис. 17.3. В сравнении с водным теплоносителем ( $30\text{ }^\circ\text{C}$  для ВВЭР) перепад температуры  $\text{CO}_2$  в реакторе существенно выше ( $200\text{ }^\circ\text{C}$ ), поэтому применение насыщенного пара одного давления как при отсутствии (рис. 17.3а), так и при наличии водяного экономайзера (рис. 17.3б) привело бы к низкому давлению пара перед турбиной. Для достижения указанной выше тепловой экономичности АЭС "Колдер-Холл" на ней применен цикл с перегретым паром двух давлений, преимущества которого видны из рис. 17.3в. Соответствующее расположение отдельных поверхностей нагрева в парогенераторе показано на рис. 17.2. Параметры пара перед турбиной для части повышенного давления —  $1,4\text{ МПа}$ ,  $310^\circ\text{C}$ , для низкого давления —  $0,37\text{ МПа}$ ,  $170^\circ\text{C}$ .

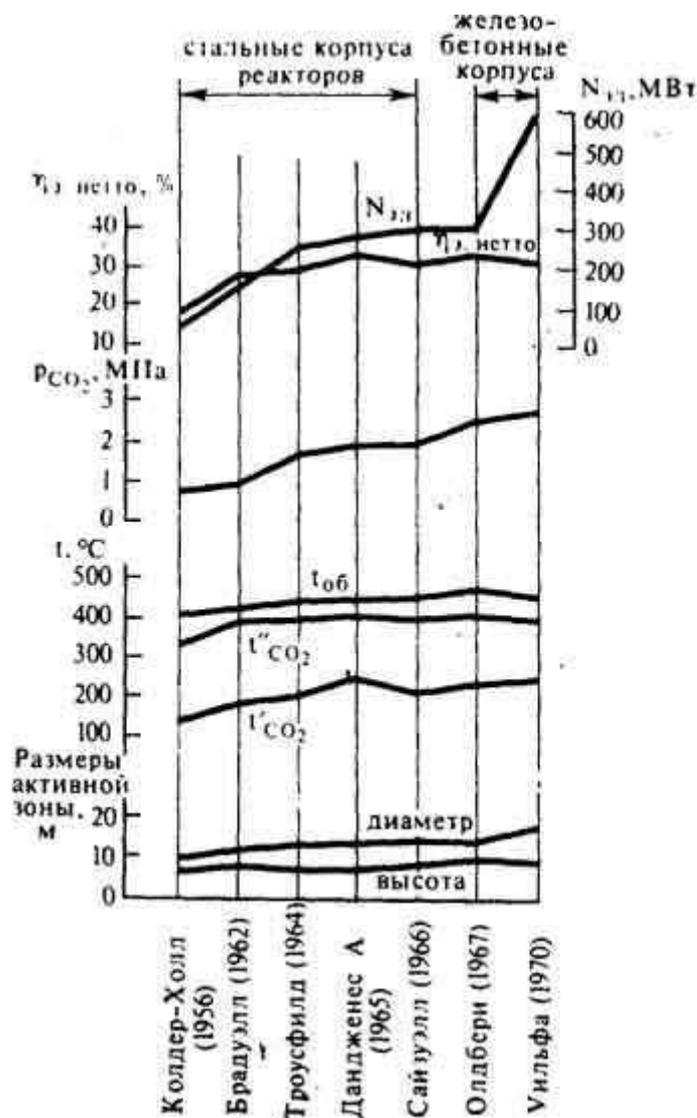


Рис. 17.1. Основные показатели английских АЭС с теплоносителем CO<sub>2</sub> и магноксовыми оболочками твэлов

Из рис. 17.3в видна необходимость низкой температуры питательной воды (40 °C) на входе в парогенератор, что потребовало установки вакуумного деаэрата и ограничения регенеративного подогрева одним ПНД (см. рис. 17.2). В эксплуатации параметры части парогенератора повышенного давления поддерживаются постоянными, а остальная часть парогенератора работает при переменном давлении, причем при минимальной нагрузке давление становится почти таким же, как и в части повышенного давления. Поэтому вся парогенераторная установка рассчитана на повышенное давление,

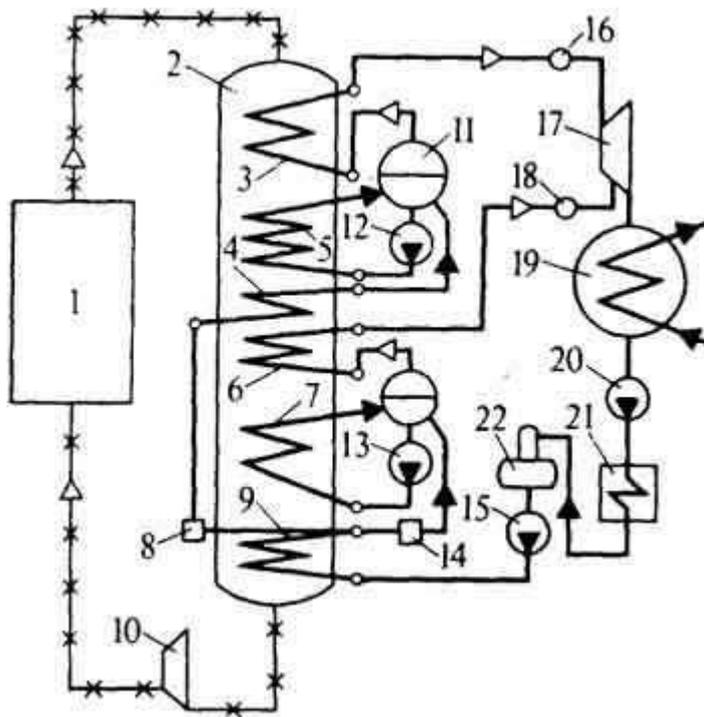


Рис. 17.2. Упрощенная тепловая схема АЭС "Колдер-Холл":

1 — реактор; 2 — парогенератор; 3 — пароперегреватель повышенного давления; 4 — водяной экономайзер второй ступени повышенного давления; 5 — парообразующая поверхность повышенного давления; 6 — пароперегреватель низкого давления; 7 — парообразующая поверхность низкого давления; 8 — регулирующий клапан питания повышенного давления; 9 — водяной экономайзер повышенного давления (общий); 10 — газодувка; 11 — барабан-сепаратор повышенного давления; 12 — циркуляционный насос повышенного давления; 13 — циркуляционный насос низкого давления; 14 — регулирующий клапан питания низкого давления; 15 — питательный насос повышенного давления; 16 — паровой коллектор повышенного давления; 17 — паровая турбина; 18 — паровой коллектор низкого давления; 19 — конденсатор; 20 — конденсатный насос; 21 — подогреватель на сбросе пара эжекторов; 22 — вакуумный деаэратор

а питательный насос (15 на рис. 17.1) — общий для обеих частей, так же как и водяной экономайзер 9. После него питательный трубопровод раздваивается на линии низкого и повышенного давлений, с установкой отдельных регулирующих клапанов питания. Общее взаимное направление потоков теплоносителя и рабочей среды принято противоточным. Стремление к компактности всей установки предопределило использование многократной принудительной циркуляции, осуществляемой насосами 13 и 12. На АЭС общей мощностью 46 МВт установлены четыре парогенератора и две турбины. Все парогенераторы работают на общие паровые коллекторы повышенного 16 и низкого давления 18, расположенные в машинном зале. Малая коррозионная агрессивность  $\text{CO}_2$  позволила поверхности нагрева парогенераторов и паропроводов выполнить из простой углеродистой стали. Поэтому для добавочной воды не требуется обессоливания — достаточно только умягчения. Пар повышенного давления подводится к головной части турбины, а низкого — к одной из ее промежуточных ступеней.

Один из недостатков реакторов с газовым теплоносителем — большой расход электроэнергии на перекачку газа. Для уменьшения этих затрат теплоноситель (углекислота) прокачивается через реактор газодувкой, установленной на "холодной" стороне. Температура газа на выходе из газодувки поддерживается постоянной —  $135^\circ\text{C}$ , давление  $\text{CO}_2$  — 0,7 МПа. Производительность газодувки регулируется изменением

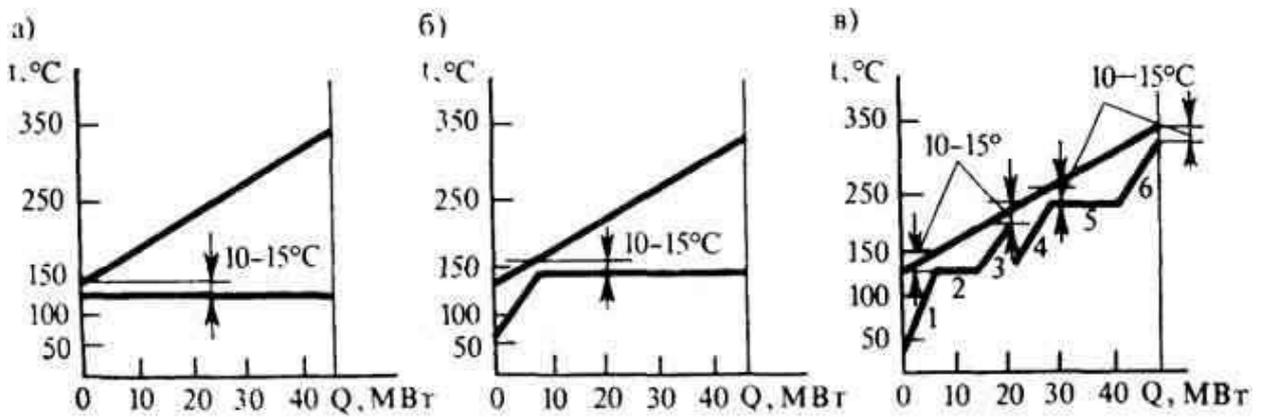


Рис. 17.3.  $t, Q$  — диаграмма для АЭС с газовым теплоносителем:

*a* — без водяного экономайзера и без пароперегревателя; *б* — с водяным экономайзером и без пароперегревателя; *в* — с водяным экономайзером и с пароперегревателем при выработке пара двух давлений; 1 — водяной экономайзер общий; 2 — парообразование низкого давления; 3 — перегрев пара низкого давления; 4 — вторая ступень водяного экономайзера; 5 — парообразование повышенного давления; 6 — перегрев пара повышенного давления

частоты вращения ее ротора. Расход электроэнергии на собственные нужды только на привод газодувки составляет 17%.

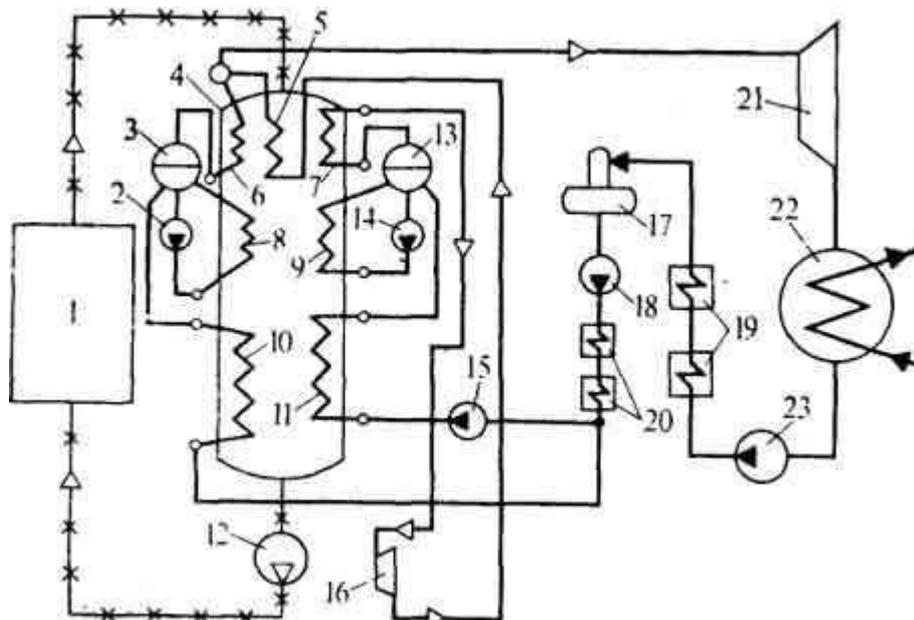


Рис. 17.4. Упрощенная тепловая схема АЭС "Данджнесс А":

1 — реактор; 2 — циркуляционный насос среднего давления; 3 — барабан-сепаратор среднего давления; 4 — парогенератор; 5 — вторичный пароперегреватель; 6 — пароперегреватель среднего давления; 7 — пароперегреватель высокого давления; 8 — парообразующая поверхность среднего давления; 9 — парообразующая поверхность высокого давления; 10 — водяной экономайзер среднего давления; 11 — водяной экономайзер высокого давления; 12 — газодувка; 13 — барабан-сепаратор высокого давления; 14 — циркуляционный насос высокого давления; 15 — питательный насос высокого давления; 16 — паровой привод газодувки; 17 — деаэратор; 18 — питательный насос среднего давления; 19 — ПНД; 20 — ПВД; 21 — паровая турбина; 22 — конденсатор; 23 — конденсатный насос

В процессе работы возможно проникновение в теплоноситель графитовой пыли и оксидов железа, поэтому около 2% расхода теплоносителя отводится из напорной линии газодувки в фильтрационную установку с возвратом к всасу газодувки. Всего в контуре

содержится 25 т  $\text{CO}_2$ . Для заполнения реактора и всего первого контура газом, а также для восполнения потерь имеется хранилище теплоносителя. Углекислоту в жидком виде привозят на станцию в автоцистернах и хранят при давлении 2,46 МПа в жидком состоянии (с помощью фреонового охлаждения) в четырех резервуарах емкостью 4 т каждый. Перед поступлением в систему теплоноситель переводят в газообразное состояние и затем подают в контур под давлением 1,05 МПа. Компоновка атомной электростанции "Колдер-Холл" разомкнутая. Она принята полуоткрытой — каждый реактор расположен в отдельном помещении, а снаружи, по сторонам реакторного здания, под открытым небом установлены парогенераторы, покрытые тепловой изоляцией и водонепроницаемым составом. Турбогенераторы расположены в отдельном помещении.

По типу атомной электростанции "Колдер-Холл" в Великобритании было построено еще шесть других. Они характеризовались усовершенствованием активной зоны и некоторым повышением давления и выходной температуры углекислоты (см. рис. 17.1). В связи с этим удалось несколько улучшить параметры пара и снизить расход электроэнергии на газодувку до 12%. Кроме того, температура перегрева пара для обеих ступеней давления была принята одинаковой, что повысило тепловую экономичность этих станций по сравнению со станцией "Колдер-Холл". Турбины также имеют подвод пара двух давлений. Несколько отличается только тепловая схема атомной электростанции "Данджнесс А" (рис. 17.4). Парогенератор производит пар двух давлений — высокого и среднего, но турбина 21 работает на перегретом паре только среднего давления. Конденсат турбины проходит через систему регенеративного подогрева и затем при температуре 180 °С питательными насосами 18 и 15 подается соответственно в водяные экономайзеры среднего и высокого давления. Пар из пароперегревателя высокого давления 7 поступает на вспомогательную турбину 16, приводящую в движение газодувку 12. Турбина имеет противодавление, отвечающее пару среднего давления, на котором работает основная турбина. Пар после вспомогательной турбины поступает во вторичный пароперегреватель 5 и перегревается до той же температуры, что и свежий пар среднего давления. Оба эти потока смешиваются и направляются для работы в основную турбину. У электростанции "Данджнесс А" КПД 33% (см. рис. 17.1), что заметно выше, чем у станции "Колдер-Холл".

Из рис. 17.1 видно, что развитие рассмотренных АЭС шло по пути повышения температуры газа перед реактором. Для того чтобы при этом не было увеличения объема перекачиваемого теплоносителя, давление его повышалось. Это же обстоятельство в сочетании с улучшенным оребрением твэлов позволило интенсифицировать теплообмен в реакторе, допустило поэтому увеличение температуры газа после реактора и соответственно температуры пара. Результатом явился существенный рост КПД нетто станции, а применение железобетонных корпусов реакторов вместо стальных удешевило АЭС, особенно при большой мощности.

Дальнейшее совершенствование АЭС с углекислотным охлаждением и графитовым замедлителем было практически исчерпано для условий применения оболочек твэлов из магниевого сплава. Для существенного совершенствования необходимо значительно повысить температуру углекислоты на входе и выходе. Это позволило бы повысить КПД всей установки за счет перехода к циклу одного давления с высокими начальными параметрами пара. Такое повышение температуры после реактора могло быть осуществлено только при переходе к другим конструкционным материалам оболочек твэлов и, следовательно, к обогащению урана (с применением двуокиси урана).

Вначале этот путь был опробован на экспериментальной АЭС в Уиндскейле с электрической мощностью 33 МВт (тепловая мощность 100 МВт), на которой давление углекислоты было доведено до 1,9 МПа; для оболочек твэлов была использована нержавеющая сталь; топливом принята двуокись урана с обогащением 1,75%; температура углекислоты на входе в реактор 250 — 325 °С и на выходе 500 — 575 °С. Первой мощной АЭС такого типа была атомная электростанция "Данджнесс В", КПД которой 41,5%. Она имеет электрическую мощность 1200 МВт — два реактора мощностью 600 МВт каждый. Реактор, газодувки и прямоточные парогенераторы размещены в общем корпусе из предварительно-напряженного железобетона. Стены корпуса изнутри защищены нержавеющей сталью и имеют водяное охлаждение. На один реактор установлены четыре парогенератора, каждый со своей газодувкой. Давление углекислоты 3,2 МПа — наивысшее из всех английских станций. Турбогенераторы мощностью 600 МВт каждый работают на перегретом паре с давлением 16,3 МПа и 565 °С. Промежуточный перегрев осуществляется до той же температуры при давлении 3,9 МПа. Температура теплоносителя перед активной зоной 320 °С, после активной зоны 675 °С. Топливо — обогащенная (2%) двуокись урана в оболочке из нержавеющей стали. В дальнейшем были введены еще две такие АЭС, однако последующее строительство таких электростанций в Великобритании было прекращено.

Для мировой атомной энергетики с реакторами на тепловых нейтронах характерно использование в основном водного теплоносителя. В последние годы переход к водному теплоносителю начался и в Великобритании. Причиной послужило аварийное положение находящихся в длительной эксплуатации реакторов, связанное с коррозионным разрушением стальных опорных конструкций парогенераторов. Сама по себе газообразная  $\text{CO}_2$  не вызывает коррозии стали, однако так как давление углекислоты ниже, чем в пароводяной части, то в углекислоту через неплотности проникала влага. Это вызывало коррозию и разрушение многих стальных деталей и узлов несущих конструкций.

### **17.3. АЭС с гелиевым теплоносителем**

В сравнении с  $\text{CO}_2$  гелий имеет существенные преимущества. Гелий инертен и даже при очень высокой температуре не вступает в химические соединения, не агрессивен по отношению к карбидам, в форме которых возможно использование ядерного горючего в реакторах на быстрых нейтронах. В сравнении с жидкометаллическим теплоносителем (см. гл. 16) гелий упрощает эксплуатацию АЭС на быстрых нейтронах, удешевляет оборудование такой АЭС, ускоряет ее строительство. Теплофизические свойства гелия позволяют получать в активной зоне, особенно при давлении 30,0 МПа, существенно большие теплосъемы, чем при углекислоте. Поэтому гелий рассматривается в настоящее время как возможный теплоноситель для реакторов на быстрых нейтронах, хотя в сравнении с жидкометаллическим теплоносителем интенсивность теплосъема в реакторе на гелии относительно невелика. Динамические особенности и меньшая теплоемкость активной зоны на быстрых нейтронах на гелиевом теплоносителе усложняют ее создание. Соответствующие разработки ведутся, но еще не доведены до промышленной реализации.

Более проработано применение гелия для АЭС с реактором на тепловых нейтронах. Как указывалось в 17.1, при этом возможны как двухконтурная, так и одноконтурная схемы АЭС. Для одноконтурной схемы рекомендуется давление гелия, равное 9,0 МПа, но при этом усложняется забота по снижению утечки теплоносителя (повышенная текучесть — один из недостатков гелия наряду с его дороговизной), поэтому гелий является пока теплоносителем только для двух-контурной АЭС. В сравнении с водным теплоносителем

преимущества гелия заключаются в возможности достижения очень высокой температуры газа (см. 17.1). На рис. 17.5 представлены основные варианты использования высокотемпературного газового реактора (ВТГР) с гелиевым охлаждением.

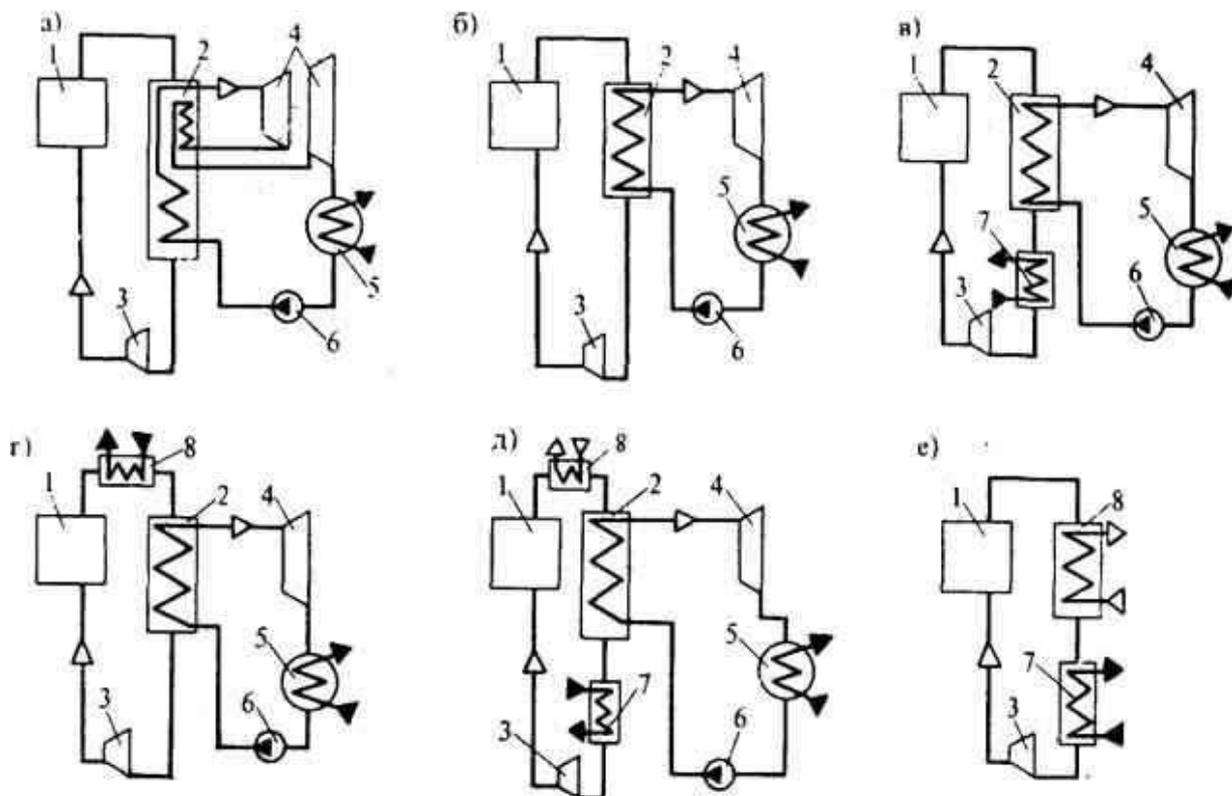


Рис. 17.5. Варианты использования ВТГР в составе АЭС:

*a, б* — выработка только электроэнергии турбинами на СКП (*a*) и ДКП (*б*); *в* — выработка электроэнергии и отпуск низкопотенциальной теплоты; *г* — выработка электроэнергии и отпуск высокопотенциальной теплоты; *д* — выработка электроэнергии и отпуск низкопотенциальной и высокопотенциальной теплоты; *е* — отпуск низкопотенциальной и высокопотенциальной теплоты без выработки электроэнергии; 1 — реактор; 2 — парогенератор; 3 — газодувка; 4 — паровая турбина; 5 — конденсатор; 6 — питательный насос; 7 — низкопотенциальный теплообменник; 8 — высокопотенциальный теплообменник

Как видно из рисунка, ВТГР рассматриваются в качестве источника комплексного производства различных видов энергии. Особое значение они приобретают для вытеснения органического топлива из энергоемких технологических процессов, причем требующих часто *высокопотенциальной теплоты* (ВПТ). Некоторые технологические процессы используют высокую температуру, равную 950 — 1050 °С. Получить соответствующие температуры гелия на выходе из реактора пока невозможно. В настоящее время двухконтурная схема позволяет получать после реактора температуру гелия до 750 °С. При этом можно рассматривать подогрев теплоносителя до более высокой температуры за пределами АЭС, например, в электродуговых установках. В этом случае органическое топливо окажется вытесненным не полностью, но в очень большой мере.

Вытеснение органического топлива за счет АЭС с ВТГР улучшает чистоту воздушного бассейна. Выбор места расположения АЭС с ВТГР зависит от их назначения. При выработке ими ВПТ и *низкопотенциальной теплоты* (НПТ) следует располагать ВТГР по возможности ближе к потребителям теплоты. Высокий КПД АЭС с ВТГР способствует уменьшению расхода пара на турбину и в конденсатор, то есть уменьшает потребные расходы циркуляционной охлаждающей воды конденсаторов. Соответственно,

с одной стороны, уменьшается тепловое "загрязнение" водоемов и, с другой стороны, облегчается выбор участка для размещения АЭС. Большое преимущество ВТГР — практическое отсутствие активации теплоносителя при поддержании его высокой чистоты в нормальном режиме эксплуатации, что облегчает проведение ремонтных работ и не требует систематической сложной дезактивации элементов контура.

Отличительная особенность ВТГР — относительно низкая энергонапряженность активной зоны реактора, составляющая около 5 — 8 МВт/м<sup>3</sup>. Реактор тепловой мощностью 3000 МВт имеет объем активной зоны 400 — 500 м<sup>3</sup>. В связи с этим мощные реакторы такого типа можно размещать только в корпусах из предварительно напряженного железобетона. В монолитном железобетонном цилиндре, предварительное напряжение которого достигается с помощью натянутых домкратами тросов, предусмотрено несколько полостей, в которых располагают основное оборудование первого контура: активную зону, стержни СУЗ, отражатель, парогенераторы, теплообменники, газодувки — интегральная компоновка. С точки зрения возможного растрескивания корпус из предварительно напряженного железобетона предпочтительнее стального. В стальном корпусе возможен внезапный (типа взрывного) разрыв, в бетонном корпусе такой разрыв исключается. К другим преимуществам такого корпуса можно отнести повышенную сейсмическую стойкость, а также возможность использования его в качестве биологической защиты и склонность к "самозалечиванию" трещин, возникающих в процессе работы.

К настоящему времени в мире построено и испытано три опытных реактора на тепловых нейтронах электрической мощностью до 40 МВт. Кроме того, в США действует прототипная АЭС "Форт-Сент-Врейн" на 330 МВт и проектируется аналогичный реактор большей мощности. В ФРГ действует прототипная АЭС THTR на 300 МВт на ториевом топливе. Два реактора запроектированы в СССР. Один из них только энергетического назначения, другой — комбинированный — с отпуском теплоты для технологических целей и выработкой электроэнергии. Для всех этих реакторов давление гелия не превышает 5,0 МПа. Более высокое давление, учитывая текучесть гелия, не применяется, а для интенсификации теплоотдачи предлагается вводить в гелий графитовые частицы различной степени дисперсности.

Гелий во всех создаваемых и проектируемых реакторах циркулирует через активную зону сверху вниз. Пройдя через щели в нижнем отражателе и опорной графитовой конструкции, гелий через отверстия (газоходы в железобетонном корпусе) попадает в полости, где размещены парогенераторы. После парогенераторов гелий возвращается в активную зону реактора. Потoki гелия организованы таким образом, что все поверхности железобетонного корпуса омываются гелием с наименьшей температурой — температурой входа в активную зону, 250 — 350 °С.

Для обеспечения циркуляции гелия установлены одноступенчатые газодувки со степенью сжатия около 1,03, то есть давление в контуре 5,0 МПа, создаваемый ими напор равен 0,15 МПа, около 0,05 МПа теряется в активной зоне, а остальное — в теплообменниках и газоходах реактора. В качестве привода газодувок используют паровую турбину (США) или электродвигатель (ФРГ).

Активная зона реактора располагается в центральной полости корпуса с примерно равными диаметром и высотой, составляющими 8-12 м в зависимости от мощности

реактора. Создаются и разрабатываются реакторы с активными зонами двух типов: с призматическими (США) и шаровыми (ФРГ) тепловыделяющими элементами.

Основой обоих типов тепловыделяющих элементов является микротвэл: шарик из  $UO_2$  ( $ThO$  в случае ториевого цикла) диаметром от 200 до 600 мкм, покрытый несколькими слоями пиролитического углерода и карбида кремния общей толщиной 150-200 мкм (для обычных реакторов микротвэлы имеют только одно металлическое покрытие), такое покрытие обеспечивает существенное снижение выхода продуктов деления из ядра микротоплива.

Возможно загрязнение гелиевого теплоносителя за счет продуктов деления ядерного топлива, примесей в исходном гелии, протечки в контур теплоносителя из пароводяного контура, продуктов эрозионного износа конструкционных материалов и в основном графита, коррозии графита и конструкционных материалов (при наличии примесей в гелии и в меру протечек из пароводяного контура). Система очистки включает установку химической очистки (окислительный блок, влагоотделитель, адсорбер выдержки, адсорбер цеолитовый, теплообменники, механические фильтры), криогенную установку, дожимающий компрессор, регулятор расхода гелия на очистку, контроль чистоты гелия.

Для расхолаживания ВТГР используется основная система отвода теплоты, которая обычно представляет собой модульную систему с возможностью работы лишь ее части. Кроме того, предусматривают и отдельную, специальную автономную систему расхолаживания (АСР), которая состоит из петель с идентичным оборудованием (теплообменником, газодувкой). Аварийное охлаждение зоны обеспечивается аналогичными установками, но с приводом газодувки от дизель-генератора.

Создание АЭС с ВТГР имеет и ряд недостатков и проблем: необходимость дорогостоящих сталей, высоколегированных никелем, хромом и молибденом; дороговизна теплоносителя (гелия); производство новых видов оборудования — газодувок, высокотемпературных теплообменников, специальной гелиевой арматуры и др. Тем не менее сооружение АЭС с ВТГР безусловно перспективно, кроме указанных в начале § 17.3 их преимуществ следует иметь в виду, что комбинация гелия в качестве газообразного теплоносителя и графита как конструкционного материала активной зоны обеспечивает исключительно благоприятные условия с точки зрения достижения высокой температуры и ядерной безопасности. Это связано со стойкостью топлива при повышенной температуре; нерасплавляемостью активной зоны даже в случае полной утечки гелия; отсутствием коррозии в первом контуре; постоянством фазового состояния теплоносителя во всем используемом диапазоне температуры; постоянством фазового состояния замедлителя и, следовательно, отсутствием влияния фазовых переходов на размножающие свойства реактора; большой теплоемкостью активной зоны, обуславливающей незначительные отклонения температуры в случае нарушения режима работы, саморегулированием системы вследствие отрицательного температурного коэффициента реактивности.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

АЭС России дают в настоящее время более 11% всей производимой в стране электроэнергии. Подсчитано, что останов всех АЭС России потребует выделения ежегодно дополнительно не менее 100 млн. тонн органического топлива. Ещё при создании данной рукописи было известно, что даже действующие ТЭС России в 1994 году

обеспечены органическим топливом только на 50% потребного количества, в таких условиях не может быть и речи об останове действующих АЭС.

Катастрофическое положение сложилось с электроснабжением на Северном Кавказе из-за неоправданного отказа от введения в эксплуатацию 1-го блока Ростовской АЭС. Из-за остановки работ по вводу новых мощностей на АЭС в положении, близком к энергокризису, оказались энергообъединения Северо-Запада и Центра, тем более, что за последние 10 лет на территории Европейской части России не было начато строительство ни одного конденсационного блока. В таких условиях не может быть и речи об отказе от эксплуатации действующих АЭС. *Надо лишь все внимание и все усилия направлять на повышение надежности работы блоков АЭС с полным соблюдением технологических норм эксплуатации.* В отношении строительства новых АЭС следует иметь в виду, что существующие мощности предприятий топливного цикла могут обеспечить ввод даже 100 ГВт новых мощностей на АЭС.

Возлагая надежды на развитие ГРЭС и ТЭЦ с использованием органического топлива, не следует забывать, что физические объемы и занимаемые площади под устройства очистки дымовых газов от выбросов золы, оксидов серы и оксидов азота примерно соизмеримы с теми, которые требуются под техническое оборудование основной технологии. Расчеты показывают, что эксплуатация одного энергоблока мощностью 1000 МВт на АЭС вместо угольной ТЭС той же мощности позволяет:

— избежать годовых выбросов 4700 тонн золы, 26 тонн оксидов серы и 33 тонн оксидов азота, причем сокращаются также выбросы ванадия и других вредных веществ, меньших по объему, но также вредных для организма;

— сберечь 3000 т кислорода, затрачиваемого на горение органического топлива.

Все изложенное в главах данного учебника показывает, что технически передовые страны мира правильно избрали для себя путь развития АЭС, как это показано во Введении.

Необходимо иметь в виду, что, хотя запасы углей в таких областях России как Канско-Ачинский бассейн весьма велики и характеризуются неглубоким залеганием, не следует забывать о том, что земля "вскрыши" при открытом способе добычи этих углей требует большей площади для её размещения, чем площадь, под которой находятся залежи полезных ископаемых.

Атомная энергетика начала свое развитие с Первой АЭС СССР в 1954 году. Но уже в 1956 году в Московском энергетическом институте была создана кафедра атомных электростанций и начато обучение студентов для последующей их работы инженерами по проектированию и эксплуатации АЭС, с разработкой программ лекционных курсов и учебников и прежде всего учебника по основному курсу "Атомные электростанции", выходящему уже пятым изданием и изданным в переводах на шести языках мира.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Маргулова Т. Х., Кабанов Л. П., Плютинский В. И., Байбаков В. Д. Атомная энергетика сегодня и завтра. — М.: Высшая школа, 1989, 166 с.

2. Маргулова Т. Х. Некоторые основополагающие концепции проектирования атомных электростанций с водным теплоносителем. — М.: Труды МЭИ № 660, 1993
3. Atomwirtschaft-Atomtechnik, № 1-12, 1992 и № 1-6, 1993.
4. Воронин Л. М. Особенности проектирования и сооружения АЭС. — М.: Атомиздат, 1980.
5. Воронин Л. М. Особенности эксплуатации и ремонта АЭС. — М.: Атомиздат, 1981.

## **ПЕРЕЧЕНЬ**

### **правил, норм и инструкций**

### **по безопасности в атомной энергетике**

1. Правила ядерной безопасности исследовательских реакторов ПБЯ-03-75.
2. Правила ядерной безопасности подкритических стендов ПБЯ-01-75.
3. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок (Правила АЭУ), ПНАЭ Г7-008-89.
4. Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок, сварка и наплавка. Основные положения. ПНАЗ Г-7-009-89 (ОП-89).
5. Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок.
6. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля ПНАЭ Г-7-010-89 (ПК-89).
7. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок ПНАЭ Г-7-002-89.
8. Правила безопасности при хранении и транспортировке ядерного топлива на объектах атомной энергетики ПНАЭ Г-14-029-91.
9. Правила проектирования и эксплуатации систем аварийной сигнализации о возникновении самоподдерживающейся цепной реакции и организации мероприятий по ограничению ее последствий ПБЯ-06-10-84.
10. Основные правила безопасности и физической защиты при перевозке ядерных материалов ОПБЗ-83.
11. Правила аттестации сварщиков.
12. Инструкция по эксплуатации подкритического стенда.
13. Инструкция по эксплуатации реакторов (ИРТ).
14. Правила ядерной безопасности при хранении и транспортировке ядерноопасных делящихся материалов ПБЯ-06-09-90.
15. Нормы радиационной безопасности НРБ-76/87.
16. Санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений ОСП-72/87.
17. Санитарные правила обращения с радиоактивными отходами СПОРО-85.
18. Правила устройства и безопасной эксплуатации исполнительных механизмов органов воздействия на реактивность ПНАЭ Г-013-89.
19. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
21. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.
22. Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Дуговая сварка алюминиевых сплавов в защитных газах. Правила контроля ПНАЭ Г-7-022-90.
23. Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения алюминиевых сплавов. Правила контроля ПНАЭ Г-7-023-90.
24. Положение о порядке расследования и учета нарушений в работе исследовательских реакторов РД-7-1.
25. Специальные условия поставки оборудования, приборов, материалов и изделий для объектов атомной энергетики.
26. Основные правила ядерной безопасности при переработке, хранении и транспортировании ядерноопасных делящихся материалов ПБЯ-06-00-88.