

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
ВЯТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ
КАФЕДРА «ТЕПЛОТЕХНИКА И ГИДРАВЛИКА»

Н. В. Верховская

ВОДОПОДГОТОВКА И ОЧИСТКА ВОДЫ

Учебное пособие

Специальность 140104 «Промышленная тепло-
энергетика»
Направление 550900 «Теплоэнергетика»
Общепрофессиональная дисциплина (ОПД.Ф.07)

Киров 2009

УДК 621.182.11(07)
В363

Составитель: ведущий инженер НПЛ кафедры теплотехники и гидравлики,
ст. преподаватель Н.В. Верховская

Учебное пособие предназначено для студентов очного и заочного обучения теплоэнергетических специальностей по курсу: «Водоподготовка и очистка воды». В пособии даны краткие сведения по составу природных вод, изложены основные методы водоподготовки, технологические схемы, методы ведения водно-химического режима котлоагрегатов, ТЭС.

Компьютерная верстка автора

Подписано в печать _____

Усл.печ.л. _____

Бумага офсетная.

Печать матричная.

Заказ № _____

Тираж 100

Текст представлен заказчиком в электронном виде.

Доработка текста, подготовка к печати, изготовление оригинал-макетов ООО «Фирма «Полекс».

Изготовлено – ООО «Фирма «Полекс»
610000, г. Киров, ул. Дрелевского, 55.

© Н.В. Верховская

© Вятский государственный университет, 2009

Содержание

1. Введение	5
1.1. Значение водоподготовки и водного режима тепловых электростанций для обеспечения их надежной и экономичной эксплуатации	5
1.2. Обращение воды в рабочем цикле тепловой электростанции.	6
2. Примеси природных вод и показатели качества воды.....	10
2.1. Основные положения	10
2.2. Примеси, загрязняющие природные воды.....	11
2.3. Показатели качества воды.....	12
2.4. Биологические показатели качества воды.....	13
2.5. Примеси сточных вод ТЭС.....	14
3. Коррозия металла паросилового оборудования	14
3.1. Основные положения	14
3.2. Формы проявления коррозии	15
3.3. Основы электрохимической коррозии.....	16
3.4. Коррозия тракта питательной воды и конденсаторов.....	22
3.5. «Стояночная» коррозия оборудования	23
4. Отложения в парогенераторах и теплообменниках	24
4.1. Основные положения.	24
4.2. Образование отложений на внутренних поверхностях нагрева парогенераторов и теплообменников.....	25
4.3. Образование отложений на охлаждаемых поверхностях конденсаторов и по тракту охлаждающей воды.....	25
4.4. Загрязнение пара, образование отложений по паровому тракту.	26
4.5. Сепарационные и паропромылочные устройства.	29
5. Водный режим конденсато-питательного тракта.....	33
5.1. Качество питательной воды и турбинного конденсата.....	33
5.2. Нейтральные водные режимы конденсатного тракта.	34
6. Водный режим прямоточных котлов СКП.....	36
6.1. Теплотехнические особенности котлов СКП и требования к их водному режиму.	36
6.2. Традиционный гидразинно-аммиачный водный режим блоков СКП.....	37
6.3. Комплексный водный режим блоков СКП.....	37
6.4. Нейтральный водный режим блоков СКП.....	38
7. Водный режим барабанных котлов	39
7.1. Водный режим барабанных котлов средних давлений.....	39
7.2. Водный режим барабанных котлов высоких давлений.....	40
8. Водный режим парогенераторов АЭС.....	41
9. Водный режим реакторов одноконтурных АЭС	43
9.1. Требования к водному режиму реакторов одноконтурных АЭС	43
9.2. Значение радиолитического в водном режиме одноконтурных АЭС.....	44
9.3 Система очистки реакторной воды.....	45
10. Водный режим реакторов типа ВВЭР	46
10.1. Особенности реакторов типа ВВЭР (водо-водяной энергетический реактор).	46
10.2. Требования к водному режиму реакторов типа ВВЭР.....	46
10.3. Очистка реакторной воды ВВЭР.....	47
11. Водно-химический режим паровых турбин	48
11.1. Отложение примесей в проточной части турбин.	48
11.2. Водно-химический режим турбин насыщенного пара.....	50
12. Водный режим тепловых сетей и конденсаторов.....	50
13. Химические очистки теплоэнергетического оборудования	51
14. Консервация оборудования ТЭС и АЭС.....	54
15. Дегазация конденсата, питательной и добавочной воды.....	55
15.1. Основные положения.....	55
15.2. Деаэрационные установки.	59

15.3. Термические деаэраторы атмосферного и повышенного давления.....	60
15.4. Химические методы удаления кислорода и углекислоты.....	63
15.5. Удаление свободной углекислоты в декарбонизаторах.....	65
16. Предочистка воды.....	67
16.1. Основные положения.....	67
16.2. Коагуляция воды.....	68
16.3. Коагуляция воды в осветлителе.....	69
16.4 Известкование.....	70
16.5 Коагуляция и осветление воды фильтрованием.....	73
16.6. Глубокая очистка конденсатов от мелкодисперсных продуктов коррозии конструкционных материалов на ТЭС и АЭС.....	75
17. Обработка природных вод и конденсатов методом ионного обмена.....	77
17.1 Основные положения.....	77
17.2 Характеристика ионитовых материалов.....	78
17.3. <i>Na</i> - катионирование.....	79
17.4. <i>H</i> – катионирование.....	82
17.5. Анионирование.....	84
17.6. Повышение экономичности химического обессоливания воды.....	86
17.7. Оборудование ионообменных ВПУ.....	87
17.8. Схемы ионообменных ВПУ для питания парогенераторов.....	94
17.9. Схемы установок для приготовления подпиточной воды тепловых сетей.....	96
18. Термическое обессоливание воды.....	97
18.1 Основные положения.....	97
18.2. Схема установок для подготовки питательной воды испарителей.....	99
19. Магнитная обработка воды.....	99
20. Основы проектирования ВПУ.....	100
Библиографический список.....	102

1. Введение

1.1. Значение водоподготовки и водного режима тепловых электростанций для обеспечения их надежной и экономичной эксплуатации

Возможность длительной бесперебойной эксплуатации ТЭС в значительной степени определяется интенсивностью протекания физико-химических процессов накипеобразования на поверхности нагрева парогенераторов, уноса солей, кремниевой кислоты и окислов металла паром из испаряемой (котловой) воды и образование отложений их в проточной части паровых турбин, а также коррозии металла энергетического оборудования и трубопроводов. Интенсивность протекания всех этих процессов зависит от качества пара, питательной и котловой воды.

Опыт многолетней эксплуатации мощных энергоблоков у нас в стране и за рубежом убедительно свидетельствует о том, что необходимым условием длительной, надежной и экономичной эксплуатации ТЭС является рациональная организация водоподготовки и водного режима парогенераторов и в первую очередь строгое соблюдение экспериментально обоснованных эксплуатационных норм качества пара, конденсата питательной и котловой воды.

Одним из факторов, обуславливающих столь важное значение водной проблемы современных ТЭС, являются высокие удельные тепловые нагрузки стенок парообразующих труб парогенераторов. В целях обеспечения надежного температурного режима металла этих поверхностей и тем самым более продолжительный рабочей компании парогенераторов необходимо жесткое ограничение допустимой величины отложений на поверхностях нагрева, омываемых водой, пароводяной смесью или паром.

Другим важным фактором является повышенная чувствительность турбин высокого давления к загрязнению их проточной части. Даже небольшие отложения на лопатках турбины, еще не вызывающие снижение ее номинальной мощности, могут существенно снизить тепловую экономичность турбины и всего энергоблока. С повышением давления пара и переходам к прямоточным парогенераторам сверхкритического давления (с.к.д.) опасность загрязнения питательной воды резко возрастает из-за увеличения интенсивности коррозионных процессов с ростом температуры.

Основными задачами водоподготовки и рациональной организации водного режима парогенераторов и тракта питательной воды являются:

а) предотвращение образования на внутренних поверхностях парообразующих и пароперегревательных труб отложений кальциевых соединений и окислов железа, а в проточной части паровых турбин отложений соединений меди, железа, кремниевой кислоты и натрия;

б) защита от коррозии конструкционных металлов основного и вспомогательного оборудования ТЭС и теплофикационных систем в условиях их контакта с водой и паром, а также при нахождении их в резерве.

1.2. Обращение воды в рабочем цикле тепловой электростанции.

Вода, получаемая из источников водоснабжения, используется на тепловых электростанциях:

- а) в качестве технологического сырья для получения пара в парогенераторах, испарителях и паропреобразователях;
- б) для конденсации отработавшего пара в конденсаторах паровых турбин и других производственных теплообменных аппаратах;
- в) для охлаждения продувочной воды и различных аппаратов и агрегатов ТЭС;
- г) для охлаждения воздуха, газов и масла в охлаждающих установках;
- д) в качестве рабочего теплоносителя в теплофикационных отопительных сетях и сетях горячего водоснабжения.

На рис. 1 и 2 изображены типичные принципиальные схемы обращения воды в рабочем цикле ТЭС с конденсационной турбиной (КЭС) [схемы одноконтурной АЭС с кипящим реактором (АЭС с КР) и схемы второго контура атомных электростанций с водо-водяным энергетическим реактором под давлением (АЭС с ВВЭР) аналогичны схеме КЭС] и промышленной теплоэлектроцентрали с теплофикационной турбиной (ТЭЦ).

1. И с х о д н а я п р и р о д н а я в о д а ($D_{исх}$), получаемая из источников водоснабжения и направляемая в качестве технологического сырья на водоподготовительную установку либо используемая для каких-либо других целей в процессе получения электрической энергии.

2. Д о б а в о ч н а я в о д а ($D_{д.в.}$), используемая для восполнения потерь пара и конденсата в пароводяном цикле электростанции; в качестве добавочной воды к питательной воде парогенераторов могут быть использованы химически обработанная вода или дистиллят (конденсат вторичного пара испарителей).

3. К о н д е н с а т т у р б и н ($D_{к.т.}$), содержащий незначительной количество растворенных веществ, является наиболее ценной составляющей питательной воды, поэтому следует всемерно стремиться к минимальным потерям его на ТЭС.

4. В о з в р а т н ы й к о н д е н с а т ($D_{в.к.}$) внешних потребителей пара используется после его предварительной очистки от посторонних примесей как составная часть питательной воды

5. П и т а т е л ь н а я в о д а ($D_{п.в.}$), подаваемая насосами в парогенераторы или реакторы для восполнения убыли испарившейся котловой (реакторной) воды и представляющая собой обычно смесь конденсата турбин, регенеративных и теплофикационных подогревателей, возвратного конденсата внешних потребителей и добавочной воды.

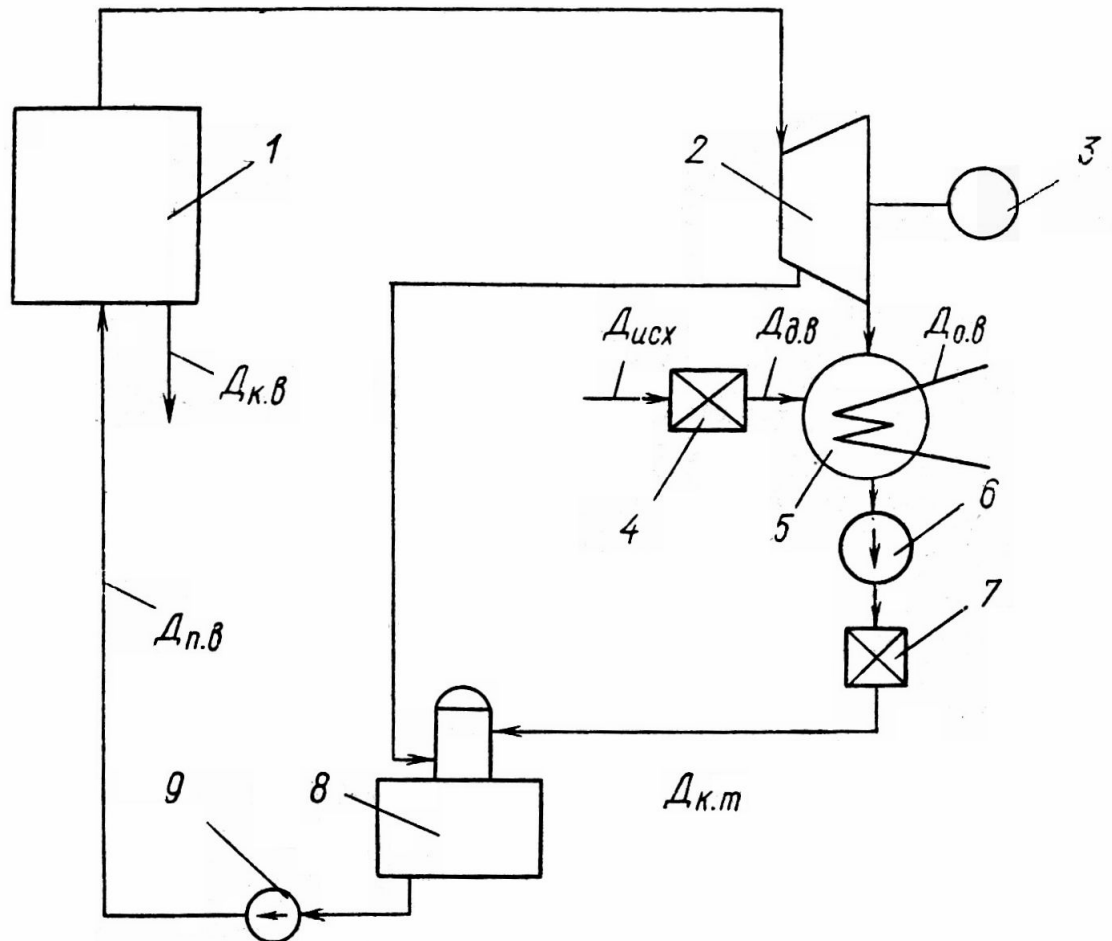


Рис. 1. Принципиальная схема обращения воды в рабочем цикле ТЭС с конденсационной турбиной:

- 1 – парогенератор КЭС и АЭС, кипящий реактор; 2 – паровая турбина; 3 – генератор;
 4 – водоподготовительная установка; 5 – конденсатор турбины;
 6 – конденсатный насос; 7 – установка очистки конденсата турбины;
 8 – деаэратор; 9 – питательный насос

6. В о д а п а р о г е н е р а т о р а (реактора) - вода, испаряемая в парогенераторах (реакторах). Воду, испаряемую в испарителях и паропреобразователях, называют к о н ц е н т р а т о м.

7. П р о д у в о ч н а я в о д а и л и к о н ц е н т р а т ($D_{к.в}$), выводимая из парогенератора (или реактора), испарителя и паропреобразователя для поддержания в испаряемой воде заданной концентрации примесей, непрерывно поступающих в цикл ТЭС.

8. О х л а ж д а ю щ а я и л и ц и р к у л я ц и о н н а я в о д а ($D_{о.в}$), используется в конденсаторах паровых турбин для конденсации отработавшего пара при температуре до 30°C.

9. П о д п и т о ч н а я в о д а, подаваемая в теплофикационную сеть для восполнения потерь циркулирующей в ней с е т е в о й в о д ы.

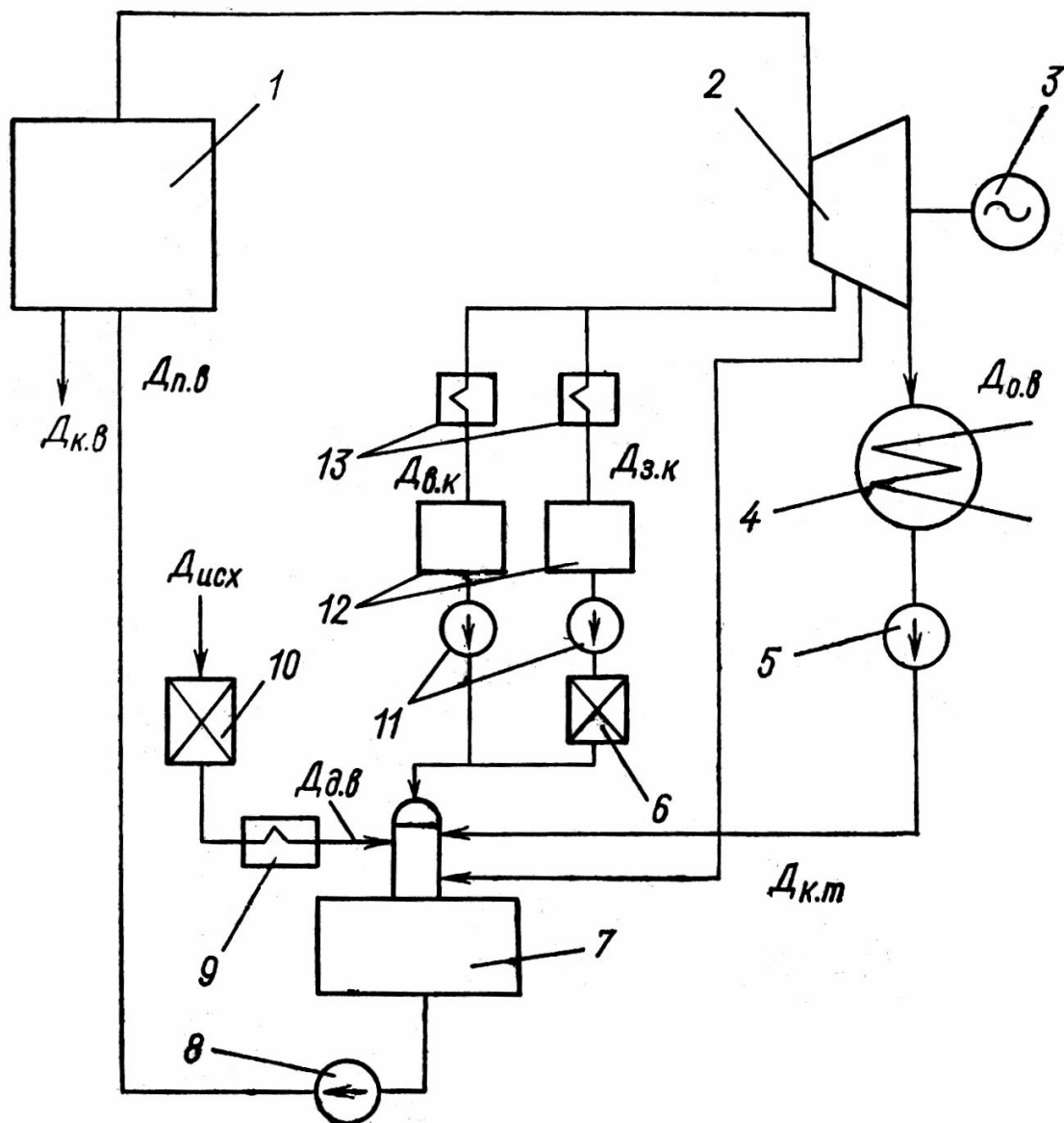


Рис. 2. Принципиальная схема обращения воды в цикле ТЭС с теплофикационной турбиной (ТЭЦ):

- 1 – парогенератор; 2 – паровая турбина; 3 – генератор; 4 – конденсатор турбины;
 5 – конденсатный насос; 6 – установка очистки загрязненного производственного конденсата;
 7 – деаэратор; 8 – питательный насос; 9 – подогреватель добавочной воды;
 10 – водоподготовительная установка; 11 – насосы возвратного конденсата;
 12 – баки возвратного конденсата; 13 – внешние потребители пара

В рабочем цикле ТЭС имеют место в н у т р и с т а н ц и о н н ы е п о т е р и п а р а и к о н д е н с а т а, основными источниками которых являются:

а) п а р о г е н е р а т о р ы, где теряется пар, расходуемый на привод вспомогательных механизмов, на обдувку наружных поверхностей нагрева от золы и шлака, на грануляцию шлаков в топке, на распыление в форсунках жидкого топлива, при периодическом открытии предохранительных клапанов, при продувке пароперегревателей во время растопки парогенераторов и с непрерывной и периодической продувкой парогенераторов с многократной циркуляцией:

б) т у р б о а г р е г а т ы, где имеют место непрерывные потери пара через лабиринтовые уплотнения и в воздушных насосах, отсасывающих из конденсаторов вместе с воздухом и некоторое количество пара;

- в) конденсатные и питательные баки, где происходит потеря воды через перелив и испарение горячего конденсата;
- г) питательные насосы, где происходят утечки воды через неплотности сальниковых уплотнений;
- д) трубопроводы, где происходят утечки воды через неплотности фланцевых соединений, запорной и регулирующей арматуры;
- е) термические деаэраторы, где происходит потеря пара с выпаром;
- ж) турбонасосы – с выхлопом пара;
- з) пробоотборные точки – с конденсатом и водой.

Внутростанционные потери пара и конденсата могут быть значительно уменьшены путем установки дренажных и сливных баков для сбора конденсата, путем правильного выбора габаритов конденсатных баков, путем применения сварки трубопроводов и обеспечения высокой плотности фланцевых соединений, ликвидации парения предохранительных клапанов, отказа от использования паровых форсунок, паровых приводов и паровых обдувочных аппаратов, а также путем применения теплообменных аппаратов с приспособлениями для конденсирования и улавливания отработавшего пара. При соблюдении этих условий внутростанционные потери пара и воды составляют незначительную величину, не превышающую 0,5 – 1,0 % общей производительности парогенератора. Потери восполняются добавочной водой.

На промышленных ТЭЦ, отпускающих пар на различные производственные нужды, кроме внутростанционных потерь существуют внешние потери, которые определяются технологией и конструкциями парoisпользующей аппаратуры. Возвращаемый загрязненный конденсат подается обычно на специальную установку для очистки.

На промышленных ТЭЦ внутростанционные потери и внешние потери пара и конденсата также восполняются добавочной водой, количество которой в этом случае существенно превышает добавок для КЭС.

Существует несколько источников загрязнения пароводяного тракта ТЭС:

- добавочная вода, вводимая в цикл для покрытия потерь пара и конденсата;
- присосы охлаждающей воды в конденсаторах или сетевой воды в подогревателях;
- загрязненный конденсат ($D_{з.к}$) внешних потребителей пара ТЭЦ;
- примеси, искусственно вводимые в пароводяной тракт для корректировки водного режима (фосфаты, щелочные и кислотные реагенты, гидразин, разнообразные добавки и т.п.);
- продукты коррозии конструкционных материалов оборудования и трубопроводов, омываемых водой и паром, переходящими в теплоноситель.

Тип источника загрязнения и его влияние (табл. 1) могут значительно варьировать в зависимости от типа ТЭС, условий ее работы, схемы приготовления добавочной воды и обработки конденсатов, коррозионной стойкости применяемых материалов и т.п. С ростом параметров пара повышаются требования к качеству питательной воды, и соответственно должна быть обеспечена более высокая чистота добавочной воды.

**Характеристика загрязнений пароиспользующих установок
в зависимости от источника их поступлений**

Источник загрязнения	Характеристика загрязнения
Добавочная вода	Соли натрия и аммония, кремниевая кислота, соединения железа, органические вещества
Присосы охлаждающей воды	Все примеси природных вод в количестве, соответствующем относительной величине присоса
Возвратный конденсат внешних потребителей пара	Окислы железа, нефтепродукты, масла, специфические загрязнения, определяемые технологией пароиспользующих аппаратов
Коррозия конструкционных материалов	Соединения железа, меди, цинка, алюминия, хрома, никеля, марганца и других элементов

2. Примеси природных вод и показатели качества воды

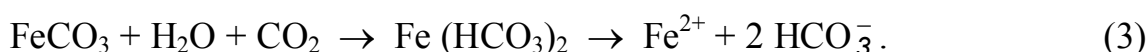
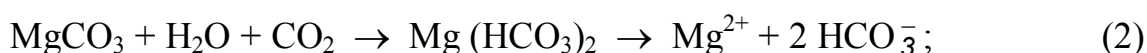
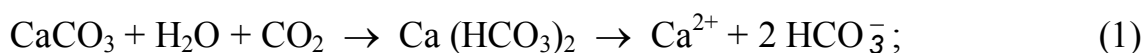
2.1. Основные положения

Различают воду атмосферную, поверхностную, грунтовую и морскую.

Атмосферная вода содержит, кроме газов (кислорода, азота и углекислоты), поглощаемых ею из воздуха, органические и неорганические вещества, количество и состав которых зависят от характера атмосферы. Общее солесодержание обычно не превышает 50 мг/кг, а содержание в ней накипеобразующих веществ ничтожно. Использование атмосферной воды для технических целей ограничивается трудностью сбора ее в значительных количествах.

Воды поверхностная, грунтовая и морская являются более минерализованными, чем атмосферная вода, и в большинстве случаев не могут непосредственно, без предварительной обработки, применяться для технических целей. Поверхностные воды обогащаются растворенными веществами в результате контакта с различными горными породами. Просачиваясь через верхние слои почвы, представляющие собой мелкозернистые породы, вода освобождается от механических примесей, но одновременно обогащается солями, газами и органическими веществами, представляющие собой продукты разложения растительных и животных организмов.

Поверхностными водами лучше всего растворяются $NaCl$, Na_2SO_4 , $MgSO_4$ и другие легкорастворимые соли. Обогащение природных вод трудно растворимыми карбонатами кальция $CaCO_3$, магния $MgCO_3$ и железа происходит не путем прямого растворения, а благодаря следующим химическим реакциям, которые протекают при наличии в воде свободной углекислоты:



В результате этих реакций образуются легкорастворимые в воде двууглекислые соединения – бикарбонаты кальция, магния, железа, диссоциирующие на катионы Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{2+} и анионы HCO_3^- . Так как углекислые соли кальция и магния встречаются весьма часто в виде различных пород, например известняков, меловых отложений и доломитов, то бикарбонаты кальция и магния содержатся почти во всех природных водах в тех или иных количествах.

Коренные горные породы, представляющие собой сложные силикаты и алюмосиликаты (граниты, кварцевые породы и т.п.), почти нерастворимы в воде и лишь при продолжительном воздействии на них воды, содержащей органические кислоты, они, подвергаясь разрушению, образуют растворимые в воде силикаты.

Подземные воды, выходящие на поверхность из артезианских скважин, родников и ключей, называют грунтовыми. Грунтовые воды обычно бывают прозрачными, практически не содержащими механических и коллоидных примесей, от которых они освобождаются в процессе фильтрации через толщу грунта. Но при прохождении через грунт вода насыщается различными растворимыми веществами, вследствие чего солесодержание грунтовых вод, как правило, выше, чем поверхностных. Из природных вод наиболее минерализованными являются воды океанов, открытых морей и соленых озер.

Кроме того, с промышленными сточными водами в источники водоснабжения могут попадать свободные кислоты и щелочи, соединения меди, свинца, цинка, алюминия, а также органические соединения: фенолы, эфирные масла, нефтяные продукты и т.п.

2.2.Примеси, загрязняющие природные воды

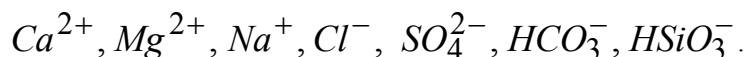
Все примеси, загрязняющие природную воду, можно по степени дисперсности разделить на три группы:

- 1) грубодисперсные с размерами частиц больше 100 нм;
- 2) коллоиднодисперсные с размерами частиц от 1 до 100 нм;
- 3) молекулярнодисперсные с размерами частиц менее 1 нм (10^{-9} м).

Грубодисперсные вещества, обуславливающие мутность природных вод и являющиеся механическими примесями, состоят из песка, глины и других частиц минерального и органического происхождения, которые смываются с верхнего покрова земли дождями или талыми водами, а также попадают в воду в результате размыва русла рек.

Коллоиднодисперсные вещества по размерам частиц занимают промежуточное положение между грубодисперсными и молекулярнодисперсными. Они свободно проходят через бумажный фильтр, но не проникают через ультрапоры животных и растительных мембран. Коллоидные частицы не осаждаются даже в течение весьма длительного времени. В природных водах в коллоиднодисперсном состоянии находятся соединения кремния, алюминия, железа, а также органические вещества, образующиеся в результате распада животных и растительных организмов.

К молекулярно и ионодисперсным веществам относятся растворенные в воде соли, кислоты, щелочи и газы. В подавляющем большинстве случаев состав природных вод определяется следующими ионами:



Остальные ионы: $CO_3^{2-}, H^{+}, OH^{-}, NH_4^{+}, NO_2^{-}, NO_3^{-}, Fe^{2+}, Cu^{2+}$

и др. – обычно содержатся в природных водах в незначительных количествах, хотя иногда существенно влияют на свойства воды.

Реакция раствора выражается показателями pH или pOH , каждый из которых является отрицательным логарифмом соответствующего иона. В нейтральной среде $pH = 7 = pOH$. Кислая среда характеризуется неравенством $pH < 7 < pOH$, а щелочная $pH > 7 > pOH$.

Наиболее распространенными в природных водах газами являются азот, кислород и углекислый газ, из которых последние два являются коррозионно-агрессивными. Растворимость газов в воде зависит от температуры и парциального давления данного газа над ней.

2.3. Показатели качества воды

Важнейшими показателями качества воды, определяющими пригодность ее использования на тепловых электростанциях, являются содержание взвешенных веществ, сухой остаток, общая жесткость и ее составляющие, общая щелочность и ее составляющие, окисляемость, концентрация водородных ионов и содержание коррозионно-агрессивных газов O_2 и CO_2 . Для получения более полной качественной характеристики воды дополнительно определяют содержание в ней катионов кальция, натрия и магния, анионов хлора, карбонатных, сульфатных и силикатных, а также соединений железа и алюминия, выраженных в виде суммы их «полуторных» окислов.

Содержание взвешенных веществ выражается в миллиграммах на килограмм (мг/кг).

Сухим остатком воды называется суммарное количество растворенных в ней нелетучих молекулярнодисперсных и коллоидных веществ минерального и органического происхождения, выраженное в мг/кг.

Жесткость воды является одним из наиболее важных показателей качества воды, используемой на тепловых электростанциях. Общая жесткость воды $Ж_o$ равна сумме концентраций в ней катионов кальция (кальциевая жесткость $ЖCa$) и магния (магниевая жесткость $ЖMg$) и выражается в миллиграмм-эквивалентах на килограмм (мг-экв/кг) или в грамм-эквивалентах на тонну (г-экв/т) при измерении больших жесткостей и в микрограмм-эквивалентах на килограмм (мкг-экв/кг) при измерении малых жесткостей.

Общая жесткость воды подразделяется на карбонатную и некарбонатную.

Карбонатная жесткость воды J_k в основном обуславливается присутствием в воде бикарбонатов кальция и магния $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ и $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$, так как карбонаты кальция и магния CaCO_3 и MgCO_3 малорастворимы в воде.

Некарбонатная жесткость воды $J_{нк}$ обуславливается наличием в воде хлоридов, сульфатов и других некарбонатных солей кальция и магния: CaCl_2 , MgCl_2 , CaSO_4 , MgSO_4 , CaSiO_3 , MgSiO_3 и др.

Таким образом, *общая жесткость воды равна сумме кальциевой и магниевой жесткостей, с одной стороны, и сумме карбонатной и некарбонатной жесткостей с другой.*

По величине общей жесткости природных вод установлена следующая классификация: $J_0 < 1,5$ мг-экв/кг – жесткость малая; $J_0 = 1,5 \div 3,0$ мг-экв/кг – средняя; $J_0 = 3,0 \div 6,0$ мг-экв/кг – повышенная; $J_0 = 6,0 \div 12,0$ мг-экв/кг – высокая; $J_0 > 12$ мг-экв/кг – очень высокая.

Общей щелочностью воды Π_0 называется выраженная в мг-экв/кг суммарная концентрация содержащихся в воде анионов OH^- , HCO_3^- , CO_3^{2-} , PO_4^{3-} , HSiO_3^- , SiO_3^{2-} и некоторых солей слабых органических кислот (гуматов).

В природных водах щелочность обуславливается обычно присутствием бикарбонатов, гидратов и гуматов. В зависимости от анионов, обуславливающих щелочность, различают:

- а) гидратную щелочность $\Pi_{г}$, обусловленную концентрацией в воде гидроксильных ионов OH^- ;
- б) карбонатную щелочность $\Pi_{к}$, обусловленную концентрацией в воде карбонатных ионов CO_3^{2-} ;
- в) бикарбонатную щелочность $\Pi_{б}$, обусловленную концентрацией бикарбонатных ионов HCO_3^- .

В простейшем случае при отсутствии в воде фосфатного и других анионов слабых кислот общая щелочность может состоять только из гидратной щелочности; из суммы гидратной и карбонатной щелочностей; только из карбонатной щелочности; из суммы карбонатной и бикарбонатной щелочностей; только из бикарбонатной щелочности.

Органические вещества. Непосредственное определение концентрации органических веществ в воде практически невозможно, поэтому содержание их принято характеризовать косвенным путем, определяя окисляемость воды с применением в качестве окислителя марганцовокислого калия KMnO_4 (перманганат калия) в кислой среде.

2.4. Биологические показатели качества воды

В некоторых случаях на ТЭЦ приходится готовить воду питьевого качества. Вода – среда для развития многочисленных форм вирусов, бактерий, простейших и сложных организмов.

Для определения чистоты воды в качестве критерия выбрана кишечная палочка. Она отмирает в воде медленней многих болезнетворных бактерий, поэтому

уничтожение кишечных палочек в процессе обеззараживания воды гарантирует в значительной мере отсутствие болезнетворных бактерий.

В поверхностных водоемах находится также большое количество водорослей и микроорганизмов. Питьевая вода не должна содержать живых и мертвых планктонных организмов, продуктов обмена веществ и распада клеток этих организмов. Эта задача осложняется при «цветении воды». Применение воды содержащей планктон, затрудняет нормальное протекание процесса ее обработки для промышленного использования.

2.5. Примеси сточных вод ТЭС

При эксплуатации ТЭС образуются большие объемы сточных вод, загрязненных различными примесями. Это химические реагенты, нефтепродукты, масла, компоненты золы, шлака и т.п. На АЭС, кроме того, образуются радиоактивные водные отходы.

Удаление из сточных вод ТЭС вредных для здоровья веществ решается с помощью различных методов обработки воды. В основном это различные фильтры. Кроме этого существует биологический способ очистки сточных вод.

3. Коррозия металла паросилового оборудования

3.1. Основные положения

Металлы и сплавы, употребляемые для изготовления теплоэнергетического оборудования, обладают способностью вступать во взаимодействие с окружающей с ними средой (вода, пар, газы), содержащей те или иные коррозионно-агрессивные примеси (кислород, угольная и другие кислоты, щелочи и др.).

При появлении на поверхности металла макро- или микрогальванических элементов на тех участках, где он соприкасается с растворами электролитов и влажным паром, протекает *электрохимическая коррозия*, которая наиболее часто встречается в практике эксплуатации тепловых электростанций. Этому виду коррозии подвержены водоподготовительное оборудование, все элементы тракта питательной воды и трубопроводы, возвращающие конденсат с производства, парогенераторы, атомные реакторы, конденсаторы паровых турбин и тепловые сети.

Химическая коррозия происходит в результате непосредственного окисления котельного металла высокоперегретым паром. Считается, что коррозия в паре начиная с температур пара 570оС проявляется как химическая; при меньших температурах проявляется электрохимическая коррозия.

На практике наблюдается совместное протекание химической и электрохимической коррозии металла теплоэнергетического оборудования. В результате коррозионного воздействия агрессивных агентов на металл непосредственно на его поверхности и в тесном контакте с ним образуется защитная микропористая окисная пленка, которая представляет собой продукт коррозии металла и тормозит дальнейшее развитие коррозионного процесса.

Чем полнее и равномернее окисная пленка покрывает поверхность металла, чем меньше в ней трещин, тем более высокими защитными свойствами она

обладает. Наибольшую целостность имеют защитные пленки, обладающие хорошим сцеплением с металлом, достаточные прочные и пластичные, с минимальной разницей в коэффициентах линейного расширения по сравнению с металлом.

Повреждение защитной пленки могут быть вызваны механическими, химическими или термическими процессами. Коробление барабанов парогенераторов, резкие колебания температуры стенки парообразующих труб вследствие попеременного омывания их водой и паром, воздействие на поверхность котельного металла концентрированных растворов NaOH при глубоком упаривании котловой воды и т.п. – все эти процессы могут разрушить защитную пленку. Если защитная пленка по тем или иным причинам растрескивается и отслаивается от металла, то процесс коррозии развивается дальше с повышенной скоростью, которая постепенно замедляется, пока вновь не произойдет очередное разрушение защитной пленки. Следствием коррозии парогенератора и тракта питательной воды является отложение окислов металла как в парообразующих и пароперегревательных трубах, так и в проточной части паровой турбины.

Статистические данные свидетельствуют о том, что больше половины аварий и значительное число эксплуатационных неполадок, происходящих на тепловых электростанциях из-за дефектов водного режима, вызваны коррозионными повреждениями основного и вспомогательного оборудования.

Основными источниками появления окислов железа и меди в теплоносителе являются:

а) коррозия элементов водо-парового тракта, в том числе водоподготовительного оборудования, трубных пучков регенеративных подогревателей и конденсаторов турбин, конденсаторопроводов, баков для хранения обессоленной воды и конденсатов и др.;

б) коррозия водяных экономайзеров;

в) стояночная коррозия находящихся в резерве парогенераторов турбин и вспомогательного оборудования при отсутствии их эффективной консервации;

г) разрушение слоя окалины и окисных отложений на внутренних поверхностях барабанов, парообразующих и пароперегревательных труб;

д) неэффективная продувка парогенераторов.

Процессы коррозии не могут быть полностью предотвращены. Для обеспечения условий надежной длительной работы энергоустановок необходимо, чтобы коррозия протекала равномерно и с невысокой интенсивностью. Эти условия можно создать путем совместного правильного выбора конструкций аппаратов, конструкционного материала и контактирующего с ним состава теплоносителя, определяющего свойства их физико-химической совместимости.

3.2. Формы проявления коррозии

По внешним признакам различают общую и местную формы коррозионных повреждений.

Общая (равномерная) коррозия охватывает большую часть поверхности металла, находящуюся под действием агрессивной среды, и протекает с одинаковой скоростью во всех участках поверхности.

Местная (неравномерная) коррозия вызывает разрушения металла на отдельных участках и бывает нескольких видов: язвенная (или питтинговая) коррозия, коррозия под напряжением, пятнами, точечная, щелевая, подшламовая и др.

Язвенная коррозия характеризуется повреждением металла с глубиной, соизмеримой с диаметром повреждений (обычно до 4-5 мм). Хотя при язвенной коррозии теплоноситель обогащается продуктами коррозии незначительно, при этом существует значительная опасность разгерметизации оборудования, так как язвы могут явиться концентратором напряжений столь существенных, что они превысят предел текучести.

С язвинами кислородной коррозии имеют большое внешнее сходство повреждения металла вследствие так называемой «*ракушечной*» коррозии, развивающейся на стенках парообразующих труб в виде язвин большого диаметра, прикрытых плотным слоем окислов железа.

При *подшламовой коррозии* под слоем шлама возможно глубокое упаривание воды с концентрированием под отложениями шлама примесей, интенсифицирующих коррозию. Аналогичное упаривание воды в щелях (например, при вальцовке труб в трубной доске не на полную глубину) вызывает *щелевую коррозию*.

В результате *коррозии под напряжением*, протекающей при одновременном воздействии механических напряжений и коррозионной среды, в металле могут появиться трещины. Если трещины пересекают тело зерен в металле, то коррозия называется *интеркристаллитной*, а если они проходят по границам зерен – *межкристаллитной*, или так называемой «*каустической хрупкостью*» металла, которая приводит к значительной потере его механической прочности.

Пароводяная коррозия котельных труб и пароперегревателей, возникающая под действием высокоперегретого пара, обычно имеет равномерный характер и приводит к уменьшению толщины стенки трубы.

Водородная коррозия наблюдается в различных зонах парогенератора, но только на участках, подвергающихся местной коррозии с усиленным выделением водорода. Она проявляется обычно в форме неглубоких язвин или углублений, под которыми обнаруживается хрупкий обезуглероженный металл.

Коррозионное разрушение металлов описывается законами гетерогенных химических или электрохимических реакций. В условиях работы теплосилового оборудования коррозия протекает, в основном, как *электрохимическая*. *Скорость коррозии выражается весом металла (g), разрушенного за единицу времени (час, год) на единице поверхности его (m^2), соприкасающейся с агрессивной средой, либо глубиной проникания коррозионных разрушений (мм) в глубину металлической стенки за единицу времени (год).*

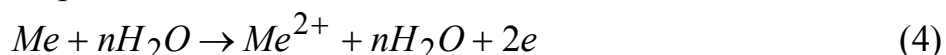
3.3. Основы электрохимической коррозии

а) Механизм и условия протекания коррозионных процессов.

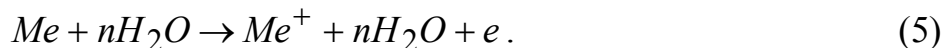
Электрохимическая коррозия характеризуется возникновением электрического тока между отдельными участками поверхности стали. При этом неоднородную поверхность корродирующего металла можно представить как сложную систему гальванических элементов, за счет действия которых происходит разру-

шения металла. Действие коррозионных элементов определяется, в основном, следующими процессами:

1. Анодный процесс перехода ионов металла в раствор, протекающий в основном за счет энергии гидратации:



или



При этом на аноде создается двойной электрический слой – вблизи металла гидратированные ионы создают внешнюю положительную часть этого слоя, а избыточные электроны – внутреннюю его часть (рис. 3).

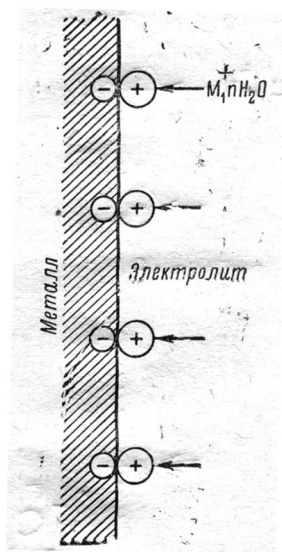
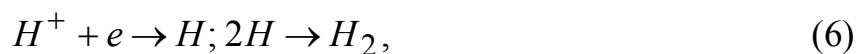


Рис. 3. Схема коррозионного элемента

2. Катодный процесс ассимиляции на катоде, т.е. удаление из металла электронов, появившихся в результате анодного процесса, в частности иона водорода:



т.е. за счет разряда ионов водорода. При этом коррозия протекает с водородной деполяризацией.

Возможна также кислородная деполяризация – за счет ионизации кислорода:



Там, где встречаются продукты катодной и анодной реакций, образуется гидрат закиси корродирующего металла. Например:



В некоторых случаях продукты коррозии могут претерпевать дальнейшие изменения, вступая во взаимодействие, например, с кислородом с образованием гидрата окиси железа $Fe(OH)_3$ либо со щелочью с образованием феррита натрия ($NaFeO_2$). Продукты коррозии образуют на поверхности разрушаемого металла достаточно плотный слой, который может в значительной степени снизить интенсивность коррозии или вовсе прекратить ее.

3. Омическое сопротивление металла и раствора – чем больше их омическое сопротивление, т.е. меньше их удельная электрическая проводимость, тем менее интенсивен электрический ток.

Взаимодействие металла с электролитом вызывает появление электрохимического (электродного) потенциала катодного или анодного процесса. Изменение потенциала электрода φ при прохождении через него тока i , т.е. *процесс поляризации*, можно представить в виде поляризационных кривых. На рис. 4 представлена анодная поляризационная кривая для случая, когда внешний анодный ток принят эквивалентным общей скорости растворения электрода. На анодной поляризационной прямой можно выделить область пассивности, т.е. область резкого уменьшения растворения металла, связанную с образованием на нем защитных окисных пленок.

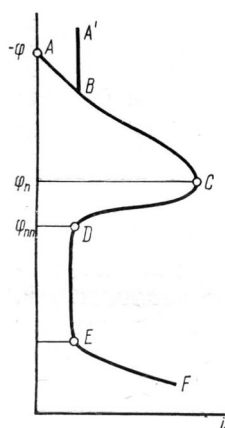


Рис.4. Анодная поляризационная кривая пассивирующегося металла

На этом рисунке отчетливо выделяются различные области анодной поляризационной кривой. В области BC происходит растворение металла в активном состоянии – увеличение скорости растворения при увеличении потенциала. По достижении потенциала, соответствующего точке C , величина тока достигает предельного значения и уменьшается с дальнейшим ростом φ . Начинается снижение скорости анодного процесса – начало пассивации металла. От точки D до точки E скорость анодного процесса наименьшая и, главное, не зависящая от величины потенциала. Участок DE – область пассивации или пассивного состояния металла. Очевидно, оно явилось результатом начала образования защитных пленок на участке BC вблизи точки C и завершения формирования их на участке CD . При дальнейшем росте φ (участок EF) скорость анодного процесса вновь возрастает; этот участок называется областью перепассивации.

В некоторых водных средах пассивность металлов не наблюдается – линия BC продолжается без обнаружения предельного тока, т.е. идет непрерывный про-

цесс растворения металла. Задачей водного режима является, в частности, создание такой среды, в которой может быть достигнута пассивность металла.

В питательной или котловой воде содержатся вещества, которые могут вызывать усиление коррозии, такие вещества называются *ускорителями* или *стимуляторами* коррозии, наоборот, вещества, заметно снижающие скорость коррозии, называются *замедлителями* или *ингибиторами* коррозии.

Типичными стимуляторами коррозии являются ионы хлора, которые ослабляют защитные свойства пленок. Механизм их разрушающего действия состоит в следующем. Ионы хлора способны абсорбироваться (поглощаться) окисными пленками, расположенными на металле, и вытеснять из последних ионы кислорода. В результате такой замены ионов кислорода ионами хлора в точках абсорбции получается растворимое в воде хлористое железо, что приводит к увеличению площади анодных участков. К замедлителям коррозии стали следует причислить щелочи, например $NaOH$, фосфаты Na_3PO_4 , Na_2HPO_4 и др.

б) Влияние внутренних и внешних факторов на скорость коррозии.

К внутренним факторам коррозии относятся состав и структура металла, состояние его поверхности, наличие внутренних деформаций и напряжения. К внешним факторам, влияющим на скорость коррозии – среда, окружающая металл (кислород, свободная углекислота, состав электролита, скорость движения и величина pH электролита, тепловая нагрузка, облучение и т.п.).

Состав и структура металла. Установлено, что начальные очаги коррозии на отполированной поверхности возникают значительно позже, чем на грубо обработанной. Поверхность металла, подвергнутого воздействию, изменяющему строение поверхностного слоя (например, местное истирание, удары т.п.), обнаруживают повышенную склонность к местной коррозии. Аналогичными по природе процесса являются разрушения, происходящие из-за структурной неоднородности металла. Наличие в нем шлаковых, графитовых, серных вкраплений, поверхностных отложений окислов металла создает местные токи, обусловленные образованием микро- и макрогальванических элементов.

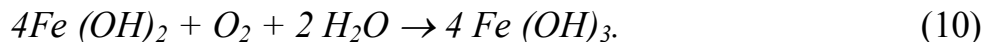
Кислород. Влияние его на коррозию сталей двоякое: с одной стороны, он способствует коррозии сталей, но, с другой стороны, создает на стали окисные пленки, и способствует ее пассивации. Однако, для вод с электрической проводимостью более 0,2-0,3 мкСм/см обязательно удаление кислорода из тракта, так как скорость коррозии простых углеродистых сталей, из которых изготовлены все ПВД на ТЭС, в этих условиях прямо пропорциональна концентрации кислорода.

Особенностью кислородной коррозии является образование на поверхности металла язвин, т.е. резко выраженный локальный характер коррозии.

В водном растворе, не содержащем кислорода, железо растворяется с образованием гидрата закиси железа:



При наличии в растворе кислорода происходит окисление гидрата закиси железа в нерастворимый в воде гидрат окиси железа, который выпадает в осадок



Дозирование гидразина ликвидирует концентрации кислорода по уравнению



Эта реакция протекает только при определенном уровне температур, поэтому его следует применять только после деаэратора.

Наличие хлорид-ионов проявляется как отрицательное для коррозии всех конструкционных материалов.

Введение щелочей повышает величину pH воды, что снижает скорость коррозии, особенно перлитных сталей при $pH > 9,4$. Но повышенные концентрации щелочей могут привести к возникновению щелочной, межкристаллитной коррозии.

Повышенные температуры, высокие тепловые нагрузки и значительные скорости среды в целом, способствуют увеличению скорости коррозии. Повышение массовой скорости среды выше оптимальной препятствует сохранению защитной окисной пленки, снижение ухудшает отвод теплоты от металла, способствуя усилению коррозии.

Неоднозначно влияние роста температуры при насыщении воды кислородом. С одной стороны, повышается скорость диффузии его к поверхности металла, с другой – снижается его растворимость.

Угольная кислота понижает pH воды вследствие ее диссоциации:



В конденсате турбин и дистилляте концентрация CO_2 в количестве всего 0,3 мг/кг вызывает понижение pH до 5,5-6,0. Повышение в растворе концентрации ионов водорода создает возможность выделения его на катоде, что способствует активизации коррозионного процесса.

С ростом температуры увеличивается степень диссоциации угольной кислоты, что обуславливает повышение кислотности воды и резкое возрастание ее коррозионной агрессивности при одновременном снижении защитной пленки. Подобная коррозия может иметь место в системе регенеративного подогрева питательной воды, особенно при плохом удалении неконденсирующихся газов. Присутствие в воде свободной углекислоты является причиной коррозии медных и латунных труб. Эта коррозия сопровождается обесцинкованием последних и обогащением конденсата турбин ионами меди и цинка.

Характерной особенностью углекислотной коррозии стали является слабая связь продуктов коррозии с корродирующим металлом. Вследствие этого образующиеся окислы железа и меди уносятся потоком воды из тракта питательной воды в парогенераторы и образуют на поверхности нагрева опасные отложения. В присутствии атомарного и молекулярного водорода (12) кислородная коррозия котельного металла протекает практически без замедления процесса, т.к. из-за не-

стойкости окисных пленок поступление кислорода к поверхности металла с течением времени не уменьшается и продолжается с неизменной скоростью.

Вывод: *наличие в воде угольной кислоты и растворенного кислорода обуславливает коррозию железа, протекающую одновременно с кислородной и водородной деполяризацией.*

Аммиак. При полном отсутствии кислорода аммиак, содержащийся в паре или конденсате, практически не вызывает коррозии латуни даже при высоких его концентрациях. В присутствии кислорода даже небольшое количество аммиака (2-3 мг/кг) обуславливает избирательную коррозию латуни и других медных сплавов. При этом образуются хорошо растворимые и весьма стойкие медно-аммиачные комплексы.

Электролиты. В растворах солей коррозия носит ясно выраженный электрохимический характер и сводится к работе микроэлементов, причем с ростом концентрации солей скорость коррозии возрастает. Наиболее опасным является ион хлора Cl^- , депассивирующий металлы и увеличивающий скорость коррозии почти всех металлов в результате ухудшения свойств защитных окисных пленок. В сочетании с кислородом ионхлора Cl^- даже в ничтожных концентрациях оказывает специфическое воздействие на напряженную аустенитную сталь, стимулируя так называемое хлоридное растрескивание, сопровождаемое межкристаллитной коррозией.

Сульфаты практически не оказывают влияния на коррозию стали.

Едкий натр при невысоких концентрациях, повышая pH раствора, защищает углеродистые стали от коррозии, при концентрациях 3-5 % он вызывает щелочную коррозию сталей.

Коррозионные повреждения котельного металла, возникающие под действием нитритов и нитратов, имеют значительное сходство с кислородной коррозией, но в отличие от нее вызывает образование более глубоких язвин диаметром 15-20 мм.

Тепловые нагрузки. Установлено, что интенсивность коррозии поверхностей металла на обогреваемых участках в несколько раз больше, чем на необогреваемых. Влияние обогрева на усиление коррозии особенно сильно сказывается в условиях действия коррозионно-агрессивной среды (повышение концентрации щелочи, присутствие кислорода, наличие окислов железа и т.п.).

Под действием тепловых нагрузок разрушаются защитные пленки корродируемого металла из-за возникающих в них термических напряжений, механического воздействия на них пузырьков пара, интенсивно образующихся на поверхности металла при больших тепловых нагрузках, и восстанавливающего действия атомарного водорода.

3.4. Коррозия тракта питательной воды и конденсатопроводов

Значительная часть коррозионных повреждений оборудования тепловых электростанций приходится на долю тракта питательной воды, где металл находится в наиболее тяжелых условиях, причиной чего является коррозионная агрессивность соприкасающихся с ним химически обработанной воды, конденсата, дистиллята и смеси их. На паротурбинных электростанциях основным источником загрязнения питательной воды соединениями меди является аммиачная коррозия конденсаторов турбин и регенеративных подогревателей низкого давления, трубная система которых выполнены из латуни.

Тракт питательной воды паротурбинной электростанции можно разделить на два основных участка: до деаэратора и после него. Характерной особенностью первого участка является отсутствие возможности истощения агрессивных агентов, т.е. кислорода и угольной кислоты, содержащихся в воде, за счет притока свежих порций, что создает благоприятные условия для интенсивного протекания коррозионных процессов.

Источником появления кислорода в конденсате турбин являются присосы воздуха в хвостовой части турбин и в сальниках конденсатных насосов. Подогрев воды, содержащей O_2 и CO_2 , в поверхностных подогревателях, расположенных на первом участке питательного тракта, до 60-80°C и выше приводит к серьезным коррозионным повреждениям латунных труб.

Элементы второго участка тракта питательной воды – от деаэратора до парогенератора – включают питательные насосы и магистрали, регенеративные подогреватели и экономайзеры. Температура воды на этом участке в результате последовательного подогрева воды в регенеративных подогревателях и водяных экономайзерах приближается к температуре котловой воды. И причиной коррозии здесь является главным образом воздействие на металл растворенной в питательной воде свободной углекислоты, источником которой является добавочная химически обработанная вода.

Теплоиспользующая аппаратура потребителей пара и трубопроводы, по которым возвращается производственный конденсат на ТЭЦ, подвергаются коррозии под действием содержащихся в нем кислорода и угольной кислоты. Появление этих агентов объясняется контактом конденсата с воздухом в открытых баках (при открытой схеме сбора конденсата) и подсосами через неплотности в оборудовании.

Основными мероприятиями для предотвращения коррозии оборудования расположенного на первом участке тракта питательной воды являются:

- 1) применение защитных противокоррозионных покрытий на всем оборудовании этого участка;
- 2) применение кислотостойких труб и арматуры;
- 3) применение труб теплообменных аппаратов из коррозионностойких металлов;
- 4) удаление свободной углекислоты из добавочной воды;
- 5) постоянный вывод неконденсирующихся газов (кислорода и углекислоты) из паровых камер регенеративных подогревателей низкого давления, охладителей и подогревателей сетевой воды и быстрый отвод образующегося в них конденсата;

- б) тщательное уплотнение сальников конденсатных насосов, фланцевых соединений, находящихся под вакуумом;
- 7) обеспечение герметичности конденсаторов турбин со стороны охлаждающей воды и воздуха и контроль за присосами воздуха с помощью приборов;
- 8) удаление кислорода из конденсаторов с помощью дегазационных устройств.

Основными мероприятиями для предотвращения коррозии оборудования на втором участке тракта питательной воды являются:

- 1) оснащение ТЭС термическими деаэраторами, выдающими при любых режимах работы деаэрированную воду с остаточным содержанием кислорода и углекислоты, не превышающим норм ПТЭ;
- 2) максимальный вывод неконденсирующихся газов из паровых камер регенеративных подогревателей высокого давления;
- 3) применение питательных насосов и труб регенеративных подогревателей высокого давления, изготовленных из коррозионностойких металлов;
- 4) противокоррозионная защита питательных и дренажных баков;
- 5) постоянная обработка питательной воды щелочными реагентами с целью поддержания заданного оптимального значения рН питательной воды, при котором подавляется углекислотная коррозия и обеспечивается достаточная прочность защитной пленки;
- б) постоянная обработка питательной воды гидразином для связывания остаточного кислорода после термических деаэраторов и создания ингибиторного эффекта торможения перехода соединений железа с поверхности оборудования в питательную воду;
- 7) герметизация баков питательной воды;
- 8) осуществление надежной консервации оборудования тракта питательной воды во время его простоя в резерве.

Эффективным методом снижения концентрации продуктов коррозии в конденсате, возвращаемом на ТЭЦ потребителями пара, является введение в отборный пар турбин, направляемый потребителям, пленкообразующих аминов – октадециламина или его заменителей. При концентрации этих веществ в паре, равной 2-3 мг/кг, можно снизить содержание окислов железа в производственном конденсате в 10 – 15 раз. Действие их основано на способности основывать на поверхности стали, латуни и других металлов нерастворимые и не смачиваемые водой пленки.

3.5. «Стояночная» коррозия оборудования

При простое теплотехнического оборудования в холодном или горячем резерве либо на ремонте на поверхности металла под действием кислорода воздуха или влаги развивается так называемая «стояночная» коррозия. По этой причине простои оборудования без применения должных защитных мер от коррозии часто приводят к серьезным повреждениям, особенно в парогенераторах. Сильно страдают от стояночной коррозии пароперегреватели и парообразующие трубы. Если парогенератор полностью дренируется без предварительной консервации, то на внутренней поверхности его всегда остается пленка влаги и при одновременном доступе кислорода, который легко диффундирует через нее, начинается активная

электрохимическая коррозия металла. Особенно сильно подвержены коррозии участки внутренней поверхности парогенераторов, которые покрыты водорастворимыми солевыми отложениями. Во время простоев эти отложения поглощают атмосферную влагу и расплываются с образованием на поверхности металла высококонцентрированного раствора натриевых солей, имеющего большую электропроводность. При свободном доступе воздуха процесс коррозии под солевыми отложениями протекает весьма интенсивно.

Самым существенным является то, что стояночная коррозия усиливает процесс разъедания котельного металла во время работы парогенератора. Это обстоятельство следует учитывать главной опасностью стояночной коррозии. Образующаяся ржавчина, состоящая из окислов железа высокой валентности $Fe(OH)_3$, во время работы парогенератора играет роль деполяризатора коррозионных микро- и макрогальванопар, что ведет к интенсификации коррозии металла в процессе эксплуатации агрегата. В конечном счете накопление ржавчины на поверхности котельного металла приводит к подшламовой коррозии. Помимо этого, при последующем простое агрегата восстановленная ржавчина опять приобретает способность вызывать коррозию вследствие поглощения ею кислорода воздуха. Эти процессы циклически повторяются при чередовании простоев и работы парогенераторов.

Средствами защиты теплосилового оборудования от стояночной коррозии служат различные методы консервации.

Мокрая консервация осуществляется путем заполнения объема консервирующими растворами, способными создать на металле пассивный слой, который должен сохранить свои защитные свойства на протяжении всего периода остановки. Консервирующими реагентами могут служить: растворы щелочи NaOH, тринатрийфосфата $Na_3PO_4 \cdot 12 H_2O$, аммиака NH_3 , нитрита натрия $NaNO_2$, гидразингидрата N_2H_4 , трилон Б и другие, которые при определенных условиях создают на поверхности консервируемого оборудования хорошую защитную пленку, состоящую из магнетита железа Fe_3O_4 .

Сухая консервация может быть осуществлена путем заполнения объема оборудования азотом и поддержания в нем избыточного давления.

4. Отложения в парогенераторах и теплообменниках

4.1. Основные положения.

Различные примеси, содержащиеся в воде, могут выделяться в твердую фазу на внутренних поверхностях парогенераторов, испарителей, паропреобразователей, подогревателей и конденсаторов паровых турбин в виде накипи, а внутри водяной массы в виде взвешенного шлама.

Образование отложений на внутренних поверхностях парообразующих труб влечет за собой ухудшение теплопередачи и как следствие опасный перегрев металла труб. Наличие отложений на внутренних поверхностях конденсаторных труб ухудшает теплоотдачу и уменьшает проходное сечение. Поэтому необходимо строго поддерживать эксплуатационные нормы допустимого содержания в воде тех или иных примесей.

Однако, даже при нормальном водном режиме ТЭС и соблюдении установленных норм качества воды, отложения, постепенно накапливаются в парогенераторах и подогревателях. Поэтому необходимо проводить периодические очистки основного и вспомогательного оборудования, особенно на энергоблоках с прямоточными парогенераторами.

Отложения делятся на три основные группы: 1) щелочноземельные; 2) железные; 3) медные.

4.2. Образование отложений на внутренних поверхностях нагрева парогенераторов и теплообменников.

Накипь и шлам образуются в результате физико-химических процессов, из которых основным является процесс кристаллизации. Если через КА обозначить труднорастворимую соль, в которой K^+ - катион, A^- - анион, то для насыщенного раствора этой соли имеет место следующее равенство: $C_K \cdot C_A = PP_{КА}$, где C_K и C_A - концентрации катиона и аниона, мг-экв/кг, $PP_{КА}$ - произведение растворимости. PP характеризует предел растворимости данного вещества при данной температуре и является величиной постоянной. Если $C_K \cdot C_A < PP_{КА}$ то раствор не насыщен и осадок не выпадает, при $C_K \cdot C_A > PP_{КА}$ неизбежно выпадение осадка.

Щелочноземельные накипи образуются в тех случаях, когда в воде одновременно находятся катионы Ca^{2+} и Mg^{2+} и анионы CO_3^{2-} , SO_4^{2-} и SiO_3^{2-} . Скорость образования такой накипи пропорциональна концентрации ионов Ca и Mg в растворе и резко возрастает с увеличением тепловой нагрузки поверхности нагрева.

Опасные железистоокисные накипи возникают преимущественно на стороне парообразующей трубы, обращенной в топку. Скорость роста этих отложений пропорциональна концентрации железа в воде и квадрату плотности теплового потока.

Медные накипи образуются при попадании в парогенератор с питательной водой продуктов коррозии латунных труб. Основной причиной образования этих накипей является электрохимический процесс восстановления меди, протекающий в зонах максимальных тепловых нагрузок.

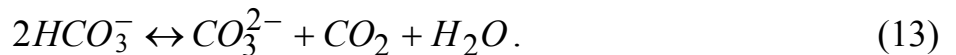
В воде, испаряемой в парогенераторах, обычно содержатся примеси легкорастворимых веществ – солей натрия. При глубоком упаривании котловой воды они кристаллизуются и образуют твердые отложения на поверхностях нагрева.

4.3. Образование отложений на охлаждаемых поверхностях конденсаторов и по тракту охлаждающей воды.

Отложения могут образоваться за счет следующих процессов: нанос и оседание взвешенных веществ (органические примеси, песок), выделение твердых

веществ из водяного раствора (преимущественно карбоната кальция) и образование продуктов коррозии. На стенках конденсаторных труб способны обитать живые организмы, что приводит к их зарастанию. Характер и интенсивность загрязнения зависят от состава охлаждающей воды, ее биологических особенностей, конструкции конденсатора и режима его работы (скорость движения воды в трубах, температурный перепад и т.д.) и коррозионной стойкости конденсаторных труб.

Отложения карбоната кальция на поверхности образуются при наличии в охлаждающей воде карбонатной жесткости. В стабильной воде бикарбонатные ионы HCO_3^- находятся в динамическом равновесии с ионами CO_3^{2-} и H^+ , а с другой стороны – с молекулами растворенной в воде CO_2 , которая находится в равновесии с газообразной углекислотой, находящейся над водой. Это углекислотное равновесие нарушается при нагревании воды, из-за чего часть растворенной углекислоты удаляется. При этом происходит термический распад бикарбонат-ионов с образованием CO_3^{2-} и летучей CO_2



Увеличение концентрации карбонатных ионов при наличии в воде катионов кальция приводит к образованию труднорастворимого осадка CaCO_3 . Так как величина произведения растворимости PP_{CaCO_3} весьма мала, то при значительной концентрации Ca^{2+} концентрация CO_3^{2-} должна быть низкой.

При нагревании циркуляционной воды, содержащей бикарбанат закиси железа, при обогащении ее кислородом и потере ею растворенной свободной углекислоты (например в градирнях) происходят окисление закисного железа в окисное и гидролиз с образованием гидрата окиси железа.

Причиной развития в охлаждающих системах бактерий и водорослей является наличие в воде благоприятных температурных условий и необходимых для них питательных веществ – коллоидных органических соединений совместно с растворенной углекислотой. Попадая в охлаждаемые агрегаты, микроорганизмы и водоросли начинают интенсивно развиваться и размножаться, покрывая охлаждаемую поверхность слизистой пленкой, к которой легко прилипают взвешенные вещества неорганического происхождения.

4.4. Загрязнение пара, образование отложений по паровому тракту.

Переход в пар содержащихся в испаряемой котловой воде продуктов коррозии, солей и кремнекислых соединений с последующим переносом их насыщенным паром в пароперегреватель и далее в турбину и образованием отложений в ее проточной части является результатом сложного комплекса физико-химических, физических и тепломеханических процессов.

В барабанных котлах разделение пароводяной смеси никогда не бывает полным, поэтому одним из факторов загрязнения насыщенного пара является механический унос капелек котловой воды, которые образуются в результате разбрызгивания ее в барабане парогенератора, а также при разрушении паровых пузырьков в процессе набухания вспенивания котловой воды. Практически все вещества, содержащиеся в котловой воде, обладают способностью в той или иной мере растворяться в сухом насыщенном и перегретом паре. Характер поведения этих веществ в паровой фазе определяется главным образом их физико-механическими свойствами, а также параметрами пара.

В конечном счете на качество пара влияют следующие факторы:

- а) солевые составы питательной и котловой воды;
- б) высота и объем парового пространства барабана, способы ввода пароводяной смеси и отвода насыщенного пара;
- в) эксплуатационный режим парогенератора (величина и равномерность нагрузки, положение уровня воды в барабане и др.)

Относительная величина загрязнения пара характеризуется коэффициентом уноса K_y :

$$K_y = \frac{a_n}{A_{к.в.}}, \quad (14)$$

где a_n и $A_{к.в.}$ - солесодержание или концентрации какого-либо вещества в паре и котловой воде, мкг/кг.

В парогенераторах различают унос капельный и избирательный. В первом случае вынос веществ в пар происходит с капельками котловой воды. Во втором – вследствие растворения в сухом насыщенном или перегретом паре некоторых веществ, содержащихся в котловой воде.

В общем случае:

$$K_y = K_{к.у.} + K_{и.у.} = \frac{a_{к.у.}}{A_{к.в.}} + \frac{a_{и.у.}}{A_{к.в.}}, \quad (15)$$

где $K_{к.у.}$ - коэффициент капельного уноса;

$K_{и.у.}$ - избирательного.

Вывод вредных примесей из цикла и поддержание эксплуатационных норм качества котловой воды в барабанных парогенераторах достигается с помощью непрерывной продувки. На блоках с прямоточными парогенераторами с пароводяного цикла возможно выводить только часть примесей, главным образом кальциевых соединений и продуктов коррозии, накапливающихся на поверхностях нагрева.

Что же касается кремниевой кислоты, натриевых соединений и оксидов меди, то их истинная растворимость в сухом насыщенном и перегретом паре значительно выше, чем действительная их концентрация в питательной воде прямоточных котлов. Поэтому они практически полностью выносятся из парогенератора и

являются источником образования опасных отложений в проточной части турбин. В парогенераторе оседают лишь соединения, характеризующиеся малой растворимостью. Опыт эксплуатации ТЭС показывает, что при недостаточной чистоте пара проточные части турбин и пароперегреватели заносятся натриевыми соединениями, кремниевой кислотой, а также продуктами коррозии железа, меди, латуни, никеля.

Состав примесей и их концентрация в перегретом паре оказывают влияние как на степень отложения их в проточной части турбины, так и на распределение отложений по ее ступеням. Количество веществ, отлагающихся в проточной части турбины за межпромывочный период, которое не сказывается заметно на уменьшении внутреннего к.п.д. турбины и ограничения ее мощности, называют солеемкостью.

Основными нормируемыми показателями качества пара на входе в турбину являются допустимые значения его солесодержания и кремнесодержания, при поддержании которых обеспечивается достаточно длительная работа турбины без заметного ухудшения ее экономичности. Нормируется также допустимая концентрация в паре свободной углекислоты с целью предотвращения коррозии оборудования, имеющего детали, изготовленные из медных сплавов, подверженных углекислотной коррозии.

«Критическим» солесодержанием называется солесодержание котловой воды, начиная с которого происходит резкое ухудшение качества пара, обусловленное вспениванием котловой воды. «Критической» нагрузкой называют то удельное напряжение парового объема, при котором резко возрастает вынос солей с капельками котловой воды. Критическая нагрузка устанавливается на основании специальных теплотехнических испытаний. В качестве эксплуатационной принимают допустимую нагрузку $D_{\partial} = (0,7-0,8) D_{кр}$, а в качестве эксплуатационной нормы солесодержание котловой воды принимают допустимую величину $A_{к.в.}^{\partial} = (0,7 - 0,8) A_{к.в.}^{кр}$. С ростом давления пара величины критического солесодержания и критической нагрузки заметно уменьшаются.

При капельном уносе загрязнения поступают в пар с капельками котловой воды, уносимыми из барабана парогенератора, причем количество содержания в паре различных веществ пропорционально их концентрации в котловой воде

$$K_{к.у.} = \frac{a_{к.у.}}{A_{к.в.}} = \frac{C_{SiO_3^{2-}}^n}{C_{SiO_3^{2-}}^{к.в.}} = \frac{C_{SO_4^{2-}}^n}{C_{SO_4^{2-}}^{к.в.}} = \frac{C_{Cl^-}^n}{C_{Cl^-}^{к.в.}} = u \text{ т.д.} \quad (16)$$

Осушение влажного пара осуществляют специальные сепарирующие внутрикотловые устройства в том числе отбойные и дросельные щиты, скрубберы, разделительные барабаны и т.д. Эти устройства в нормальных условиях эксплуатации парогенератора обеспечивают влажность насыщенного пара на выходе его из барабана порядка 0,01-0,03 %

С ростом давления насыщенный водяной пар приобретает свойства, приближающие его к жидкости. При высокой плотности он обладает способностью

растворять заметные количества практически нелетучих неорганических соединений. При наличии избирательного выноса количественное соотношение этих соединений в сухом насыщенном паре существенно отличается от соотношения их в котловой воде, т.е. соотношение (16) не выполняется. Причем, наибольшую растворимость в паре имеют вещества, находящиеся в котловой воде в виде молекул или малодиссоциированных соединений. Значительную растворимость в паре имеет также хлористый натрий.

Коэффициент избирательного уноса зависит от соотношения плотности воды и пара

$$K_{u.y.} = f(\rho_n / \rho_v) = (\rho_v / \rho_n)^{-n}, \quad (17)$$

где n - число, зависящее от природы вещества.

4.5. Сепарационные и паропромывочные устройства.

Одним из источников загрязнения насыщенного пара барабанных котлов является унос паром капелек котловой воды. При расчетных условиях работы котла с паром уносятся мелкие капли влаги, с увеличением нагрузки процесс уноса интенсифицируется. Образование мелких капель происходит вследствие разрыва оболочек единичных паровых пузырей при малой нагрузке зеркала испарения. С повышением паровой нагрузки возникает унос относительно крупных капель за счет дробления влаги, поступающей в барабан со струями пара. Более крупные капли могут подниматься относительно высоко за счет начальной кинетической энергии. Мелкие капли быстро теряют свою начальную энергию и падают на зеркало испарения.

Определяющим фактором для влажности пара является нагрузка зеркала испарения. Вместе с тем при данной нагрузке зеркала испарения влажность пара зависит от объема парового пространства, скорости ввода пароводяной смеси в барабан и соотношения воды и пара в этой смеси (от кратности циркуляции). Путь получения чистого пара за счет снижения нагрузки зеркала испарения связан с необходимостью увеличения размеров барабана, и его нельзя признать рациональным, особенно для котлов высокого давления. В связи с этим для снижения уноса влаги в барабанах котлов организуют сепарацию пара.

Основная задача сепарации – получение пара с минимально возможным содержанием влаги. Сложность конструктивных решений сепарационных устройств в значительной степени зависит от единичной мощности и рабочих параметров котла.

Простейшие сепарационные устройства (рис. 5) устанавливают в барабанах котлов малой производительности среднего давления диаметров 1500 мм. Сепарационные устройства этого типа по ходу пароводяной смеси делятся на первичные и вторичные; первичные – для предварительного грубого разделения смеси, вторичные – для более тонкой осушки пара.

В качестве первичного устройства выбрана вертикальная жалюзийно-дроссельная стенка с горизонтальным расположением пластин. В качестве вторичного сепарационного устройства выбран жалюзийный сепаратор из пакетов

волнистых пластин. Расположение жалюзийных сепараторов в барабане может выполняться горизонтально или под углом к горизонтали.

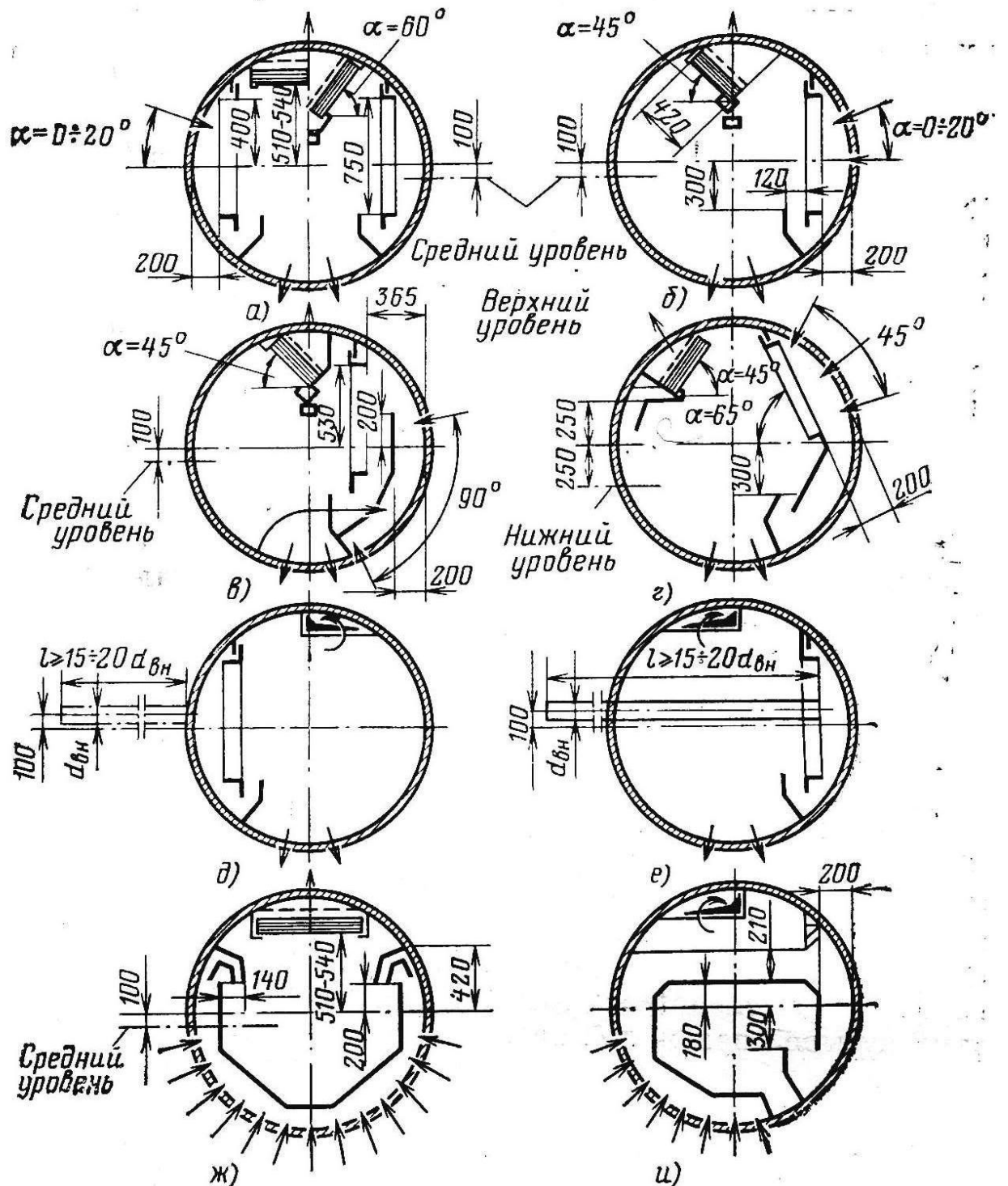


Рис. 5. Схема размещения сепарационных устройств в барабане диаметром 1500 мм:

2 – основная схема первой ступени, двусторонний ввод смеси, горизонтальные или вертикальные жалюзийные сепараторы; б – основная схема первой ступени, односторонний ввод смеси; в – схема первой ступени с затопленными сосредоточенными вводами смеси; г – схема для котлов с нестационарным режимом работы; д, е – схемы второй ступени с односторонним вводом смеси; ж – схема первой ступени с рассредоточенным вводом смеси; и – схема второй ступени с нижним вводом смеси

Схемы сепарационных устройств котлов, имеющих высокое солесодержание котловой воды, при котором возможно образование устойчивой пены, выполняют с внутрибарабанными циклонами (рис. 6). Здесь исключается образование

пены на зеркале испарения, так как пар и вода при входе в циклон движутся в противоположных направлениях и пар не барботирует через уровень воды.

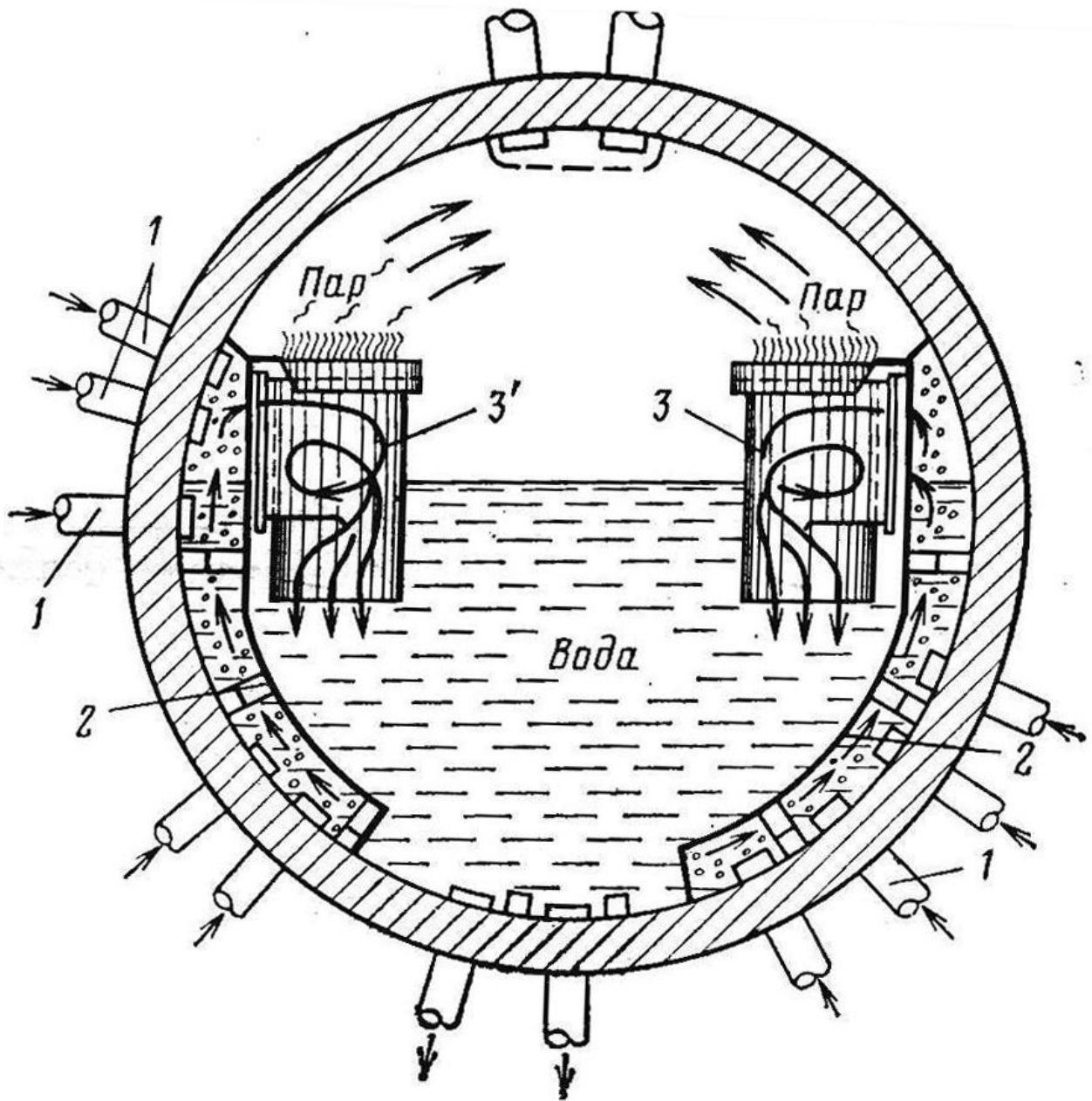


Рис. 6. Схема сепарации с внутрибарабанными циклонами:
1 – ввод пароводяной смеси; 2 – приемные короба пароводяной смеси;
3 – внутрибарабанные циклоны

В котлах высокого давления, где определяющим фактором загрязнения насыщенного пара является «избирательный» унос кремниевой кислоты, схемы внутрибарабанной сепарации дополняют барботажным устройством промывки пара питательной водой. Схемы сепарационных устройств с барботажной промывкой выполняют и без внутрибарабанных циклонов. На паропромывочное устройство подают питательную воду (50 % общего ее расхода). Пар барботирует через слой питательной воды на промывочном устройстве и очищается от капелек котловой воды. Для отделения остаточной влаги над барботажным устройством

размещают жалюзийный сепаратор и затем дырчатый лист для выравнивания скорости пара по сечению барабана.

Коэффициент полезного действия промывочного устройства определяется отношением количества задержанной кремнекислоты на паропромывочном устройстве к теоретически возможному для данного значения pH

$$\eta_{п.д} = \frac{SiO_{2п.д.п} - SiO_{2п.п}}{SiO_{2теор.}}, \quad (18)$$

где $SiO_{2п.д.п}$ и $SiO_{2п.п}$ - пар до и после промывки, мкг/кг;

$SiO_{2теор.}$ - теоретическое, мкг/кг.

Коэффициент уноса характеризует суммирующий эффект и паропромывочного устройства, и парового объема барабана. Значение этого коэффициента существенно зависит от щелочности котловой воды по фенолфталеину. При ее повышении наблюдается снижение уноса кремниевой кислоты не только паром из котловой воды, но и промытым паром. Фактический коэффициент уноса определяют теплехимическими испытаниями котлов по отношению кремнесодержания промытого пара к значению этого показателя в котловой воде.

5. Водный режим конденсато-питательного тракта

5.1. Качество питательной воды и турбинного конденсата.

При наличии 100 % очистки качество конденсата соответствует обессоленной воде. В отсутствии ее качество конденсата зависит от величины присоса охлаждающей воды в конденсаторе. В соответствии с ПТЭ качество конденсата после конденсатора нормируется по содержанию кислорода и по жесткости. В питательной воде нормируется также содержание кремниевой кислоты как естественной примеси, в наибольшей степени склонной к растворению в паре и последующему отложению в турбине. Кроме того, по мере движения по конденсатопитательному тракту изменяются концентрации продуктов коррозии в связи с коррозией оборудования, а так как основная задача водного режима заключается в предотвращении значительных отложений в парообразующих системах, состоящих в основном из продуктов коррозии, то необходимо нормировать их концентрации в питательной воде этих систем [1].

Водный режим конденсатопитательного тракта связан с водным режимом питаемой им парообразующей системы. Кроме того, выбор того или иного водного режима связан с конкретными конструкционными материалами, а также с наличием или отсутствием 100 %-ной очистки турбинного конденсата. Для уменьшения скоростей коррозии на конденсатопитательном тракте применяются два принципиально отличных водных режима – нейтральный и щелочной. Нейтральный режим нашел применение в последние десятилетия. Он предусматривает обя-

зательную конденсатоочистку и поддержание в конденсате величины pH в пределах 6,9-7,3, т.е. нейтрального значения.

Наиболее распространенным за рубежом является высокощелочной режим при поддержании pH 9,5-9,6 на всем конденсатопитательном тракте за счет введения аммиака. Но такой режим допустим только при стальных трубках ПНД. Применение латунных ПНД не позволяет применять дозирование аммиака в конденсат т.к. это может привести к интенсивной коррозии латуни, особенно при наличии в воде некоторого количества кислорода. Поэтому в нашей стране дозирование аммиака производится только в питательную воду, обеспечивая pH $9,1 \pm 0,1$, но не pH 9,5-9,6, необходимого для защиты от коррозии. Это связано с использованием в конденсатоочистках отечественных блоков H -катионита, а не NH_4 - катионита, характерного для зарубежных блоков, в связи с отсутствием отечественных катионитов с нужными характеристиками.

Если развитие теплоэнергетики РФ позволит отказаться от латунных ПНД и перейти к NH_4 - катионированию, то, возможно, будет применение pH 9,5-9,6. Большим преимуществом высокощелочного режима является применимость его при любом качестве конденсата и питательной воды, в то время как нейтральный режим требует высокочистой воды. Если предусмотрена 100% -ная конденсатоочистка, и ПНД стальные, то целесообразен не щелочной, а нейтральный водный режим.

Влияние величины pH на общую коррозию сталей показано на рис. 7, из которого следует, что решающее снижение скорости коррозии происходит при pH 9,2 к pH 9,5.

5.2. Нейтральные водные режимы конденсатного тракта.

Нейтральный водный режим с дозированием окислителей предполагает отсутствие латуней, высокую чистоту конденсата. На рис. 8 показано влияние дозируемого кислорода на скорость коррозии. Кроме того, на скорость коррозии влияет скорость среды, причем, чем она выше, тем больше скорость коррозии.

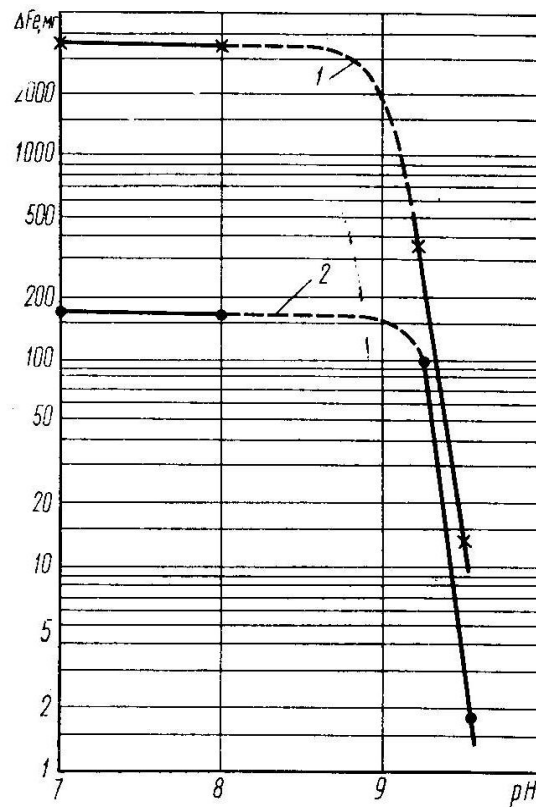


Рис. 7. Потери массы образцов в воде высокой чистоты для перлитной стали, легированной молибденом 1 и молибденом с хромом 2, в зависимости от pH.

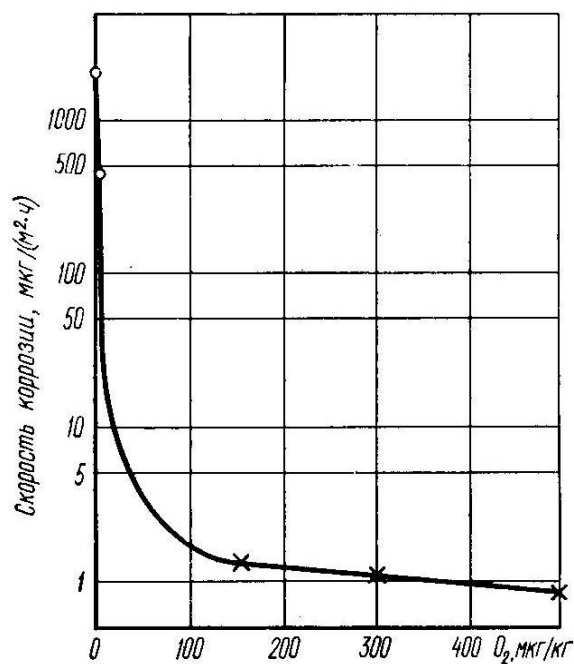


Рис. 8. Скорости коррозии образцов перлитной стали, легированной молибденом, в зависимости от дозы кислорода

Из данного рисунка видно, что оптимальная концентрация дозируемого кислорода можно считать 200 мкг/кг.

На рис. 9 представлены данные о концентрации железа по конденсатному тракту. Из рис. 9 видно существенное различие традиционного и нейтрального

водных режимов. Для первого характерен рост концентрации железа по тракту, для второго снижения этих концентраций после ПНД-4, что свидетельствует о расходовании железа на образование защитных окисных пленок.

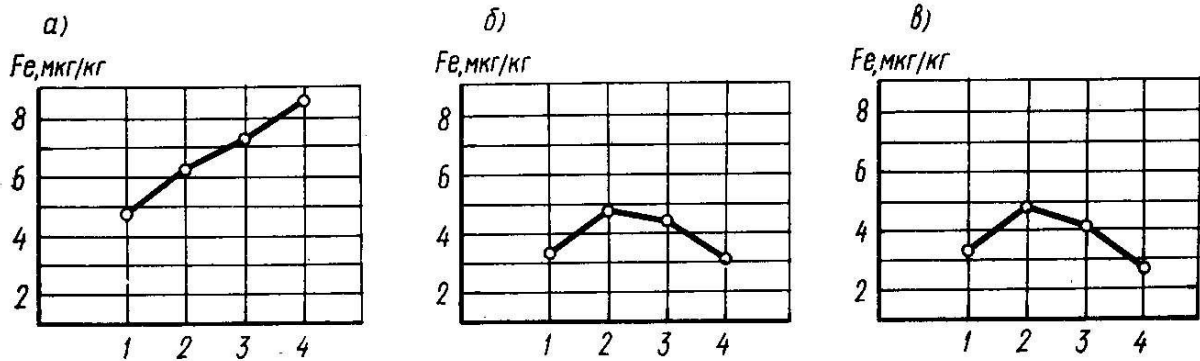


Рис. 9. Концентрации Fe по конденсатопитательному тракту котла СКП при традиционном (а) и нейтральном водном режиме с дозированием газообразного кислорода (б) и перекиси водорода (в):

1 – за БОУ; 2 – за ПНД-4; 3 – за Д; 4 – питательная вода.

Приведенные данные показывают, что преимущества нейтральных водных режимов с дозированием окислителей в сравнении с традиционным водный режимом позволяют прежде всего улучшить коррозионное состояние конденсатопитательного тракта и в связи с этим уменьшить концентрации железа на входе в котел.

Режим дозирования окислителей и закрытый выпар деаэратора позволяют сделать логический вывод о возможности растопок на недеаэрированной воде. Отказ от деаэрации воды при заполнении котла существенно ускоряет пусковые операции и уменьшает расход воды, сбрасываемой при водной отмывке. Это является одним из дополнительных преимуществ нейтральных режимов с дозированием окислителей. Следует отметить недопустимость использования латунных ПНД в нейтральных режимах с дозированием окислителей.

6. Водный режим прямоточных котлов СКП

6.1. Теплотехнические особенности котлов СКП и требования к их водному режиму.

Прямоточные котлы СКП – основа развития теплоэнергетики России. Прямоточность всей системы котла делает практически неизбежным отложения внутри труб, в основном железоокисные. Опыт показывает, что отложения сосредотачиваются в основном в зоне повышенных тепловых нагрузок, приходящейся на нижнюю радиационную часть (НРЧ). Эти отложения должны систематически удаляться химическими очистками.

Пар из котла направляется в турбину. Его качество должно обеспечить минимальные отложения всех примесей в проточной части. Сложность выполнения этой задачи связана с высокими параметрами пара, выдаваемого на турбину – 24,0 Мпа и 545°C, при которых значительна растворимость веществ в паре, особенно медистые соединений. Кардинальным решением вопроса было бы полное

удаление медистых сплавов из тракта блока. Однако следует учитывать наличие латуней в ПНД подавляющего числа отечественных блоков СКП.

6.2. Традиционный гидразинно-аммиачный водный режим блоков СКП.

Для щелочных режимов нужно было бы поддержание pH 9,5 – 9,6. Из рис. 7. видно, что принятая нормами ПТЭ величина pH 9,1±0,1 не обеспечивает малую коррозию сталей. Для того, чтобы обеспечить полное обескислороживание воды в условиях щелочного режима, наряду с аммиаком в питательную воду подается и гидразин. В связи с этим водный режим блоков в ПТЭ часто называют гидразинно-аммиачным. Соответствующие нормы питательной воды приведены в табл. 2.

Данные исследований [2] показывают, что даже при выполнении норм ПТЭ к моменту проведения очисток температуры металла труб НРЧ может достигать 595 °С, а отложения составляют до 400 г/м². Это свидетельствует не только о привносе значительных окислов железа с питательной водой, но и коррозии труб НРЧ.

Качество питательной воды по ПТЭ

Таблица 2

Показатели	Значения
Жесткость	Не более 0,2 мкг-экв/кг
Соединения натрия (в пересчете на Na)	Не более 5 мкг/кг
Кремниевая кислота (в пересчете SiO_2)	Не более 15 мкг/кг
Соединения железа (в пересчете на Fe)	Не более 10 мкг/кг
Соединения меди (в пересчете на Cu)	Не более 5 мкг/кг
Удельная электропроводность	Не более 0,3 мкСм/см
Растворенный кислород	Не более 10 мкг/кг
Величина pH	9,1±0,1
Концентрация аммиака	Не более 1000 мкг/кг
Избыток гидразина	20-60 мкг/кг
Масла	Следы

6.3. Комплексонный водный режим блоков СКП.

По условиям защиты от коррозии конденсатопитательного тракта и по концентрациям железа в питательной воде характеристики гидразинно-аммиачного режима вполне приемлемы. Основным недостатком его при $pH=9,1±0,1$ является локализация и значительное количество отложений в НРЧ. При комплексонном режиме гидразинно-аммиачный режим дополняется дозировкой микроколичеств комплексона в питательную воду.

Термолиз комплексонатов железа интенсивно протекает при температурах от 250 до 330 °С, то есть, в интервале, характерном для водяного экономайзера. Поэтому подавляющая часть соединений железа задерживается в этой области тракта, что существенно снижает количество окислов железа, поступающих в НРЧ. Таким образом межпромывочный период увеличивается в 3-4 раза.

В результате термоллиза комплексонатов железа при контакте со стальными поверхностями на них образуется плотный окисный слой, имеющий не только меньшую величину, но и в 3-5 раз большую теплопроводность [3]. За счет образования защитной магнетитовой пленки существенно снижается коррозия стали по всему тракту котла.

Дозировка комплексона производится в питательную воду. В качестве комплексона используют аммонийную соль ЭДТА [2]. Основное преимущество комплексонного водного режима в сравнении с нейтральными возможность применения его при латунных ПНД. В остальных случаях наиболее предпочтительно сочетание нейтральных режимов с дозированием комплексона в питательную воду.

6.4. Нейтральный водный режим блоков СКП.

Нейтральный водный режим с дозированием газообразного кислорода впервые осуществлен на Канаковской ГРЭС. Перед переводом в этот режим латунные ПНД заменяют на стальные, выпар деаэратора закрывают, газообразный кислород дозируют от электролизной установки на всас конденсатных насосов с концентрациями 300-500 мкг/кг. Для поддержания нейтрального значения pH может производиться дозирование небольших количеств аммиака - до 60 мкг/кг NH_3 . Из результатов исследований следует, по концентрациям железа этот режим существенно лучше (концентрация Fe на входе в котел примерно в 2,5 раза меньше) гидразинно-аммиачного, а по остальным показателям равноценен ему. При этом отложений в НРЧ в 2,7-3,7 раза меньше, хотя длительность работы в нейтральном режиме в два раза превышала межпромывочный период для гидразинно-аммиачного режима.

Нейтральный водный режим может осуществляться при дозировании в качестве окислителя перекиси водорода. Для поддержания нейтрального значения pH дозируются небольшие количества аммиака. По концентрации железа этот режим также существенно лучше гидразинно-аммиачного.

Исследования микроструктуры образцов труб НРЧ [5] показывают, что окисная пленка состоит из плотно упакованных кристаллов округлой формы и это свидетельствует о ее хороших защитных свойствах, то есть уменьшается коррозия труб НРЧ.

Изложенное выше показывает, что нейтральные водные режимы с дозированием окислителей имеют значительные преимущества перед щелочным режимом с $pH 9,1 \pm 0,1$.

Для конденсатопитательного тракта различия в дозировании газообразного кислорода и раствора перекиси водорода проявляется слабо. Более значительное различие проявляется в области НРЧ. Данные исследований [2] свидетельствуют, что оба эти нейтральных режима имеют преимущества перед гидразинно-аммиачным режимом для работы НРЧ, однако дозирование раствора перекиси водорода выгоднее. Если при дозировании кислорода можно считать, улучшение работы НРЧ происходит за счет уменьшения концентраций железистоокисных соединений, приносимых в котел с питательной водой, то при дозировании перекиси водорода образуется комплекс ее с железом и, наряду с вышеупомянутым фак-

тором, окисная пленка дополнительно улучшается за счет термоллиза гидропероксокомплексов железа.

7. Водный режим барабанных котлов

7.1. Водный режим барабанных котлов средних давлений.

При средних давлениях растворимость всех примесей в паре, включая кремниевую кислоту, незначительна. Поэтому нормами [1] для этих котлов допускается довольно большое содержание примесей в питательной воде.

Для котлов средних давлений очистка конденсата не применяется, добавочная вода не обессоливается, а только умягчается, что обуславливает довольно большую жесткость питательной воды и, при непрерывной продувке до 3% по ПТЭ, кальциевое накипеобразование.

Это связано с незначительной растворимостью кальциевых соединений в воде. Поэтому для котлов средних давлений необходима коррекционная обработка, т.е. обеспечение в парообразующей системе котла шлаковых форм кальциевых соединений, легко выводимых с непрерывной продувкой. Таким режимом является фосфатирование котловой воды. Для избежания образования различных железозофосфатных накипей избыток PO_4^{3-} в котловой воде и величина pH должны соответствовать нормам ПТЭ [1]. Ввод фосфатов производится в барабан котла.

Наличие большого количества шлама создает возможность осаждения его на поверхностях нагрева. Поэтому следует всегда иметь в виду целесообразность снижения жесткости питательной воды, например, за счет более глубокого умягчения добавочной воды.

Для фосфатного режима при средних давлениях в паре по ПТЭ [1] нормируется только общее солесодержание.

Няряду с фосфатированием для средних давлений может применяться и комплексный водный режим. В сравнении с фосфатированием, когда не предотвращаются железоокисные и медистые отложения, комплексный водный режим имеет то преимущество, что обеспечивает истинно – растворенное состояние в питательной воде комплексонатов, образуемых со всеми катионами питательной воды. В связи с этим при средних давлениях, т.е. при относительно невысоких температурах, в котловой воде отсутствует как кальциевый, так и железоокисный шлам. Однако для этого необходимо обеспечение в котловой воде оптимальной ее щелочности, так как при $pH > 9,8$ существование комплексонатов железа невозможно. Эти требования трудно выдерживать при средних давлениях, когда добавочная вода только умягчается и поэтому щелочность питательной воды получается высокой и в котловой воде появляется железоокисный шлам. Кроме того, при большой жесткости и значительной концентрации железа расход комплексона достаточно велик и соответственно велика стоимость такой обработки.

В качестве комплексона для коррекции водного режима применяется двухзамещенная натриевая соль ЭДТА- трилон Б. Комплексонный режим при оптимальном значении pH имеет большие преимущества перед фосфатированием, в частности, в отношении малого уноса примесей с паром, эффективности вывода

всех примесей с продувкой и отсутствия шлама. Комплексон вводится в питательную воду, чтобы примеси на входе в котел были закомплексованы.

7.2. Водный режим барабанных котлов высоких давлений.

Независимо от особенностей водного режима для котлов высокого давления при обессоливании добавочной воды непрерывная продувка допускается не более 1% [1]. В сравнении со средним давлением улучшается качество пара и нормируется содержание кремниевой кислоты [1].

В настоящее время осуществляется следующие водные режимы барабанных котлов высоких давлений: фосфатный, аммиачный, комплексонный, комплексонно-щелочной, фосфатный с комплексонной обработкой в процессе растопки котла.

Фосфатный режим предусмотрен нормами ПТЭ и нормируется так же, как и для средних давлений. Однако он имеет ряд недостатков. В зонах высоких тепловых нагрузок, начиная с температуры 250 °С образуются малотеплопроводные пористые железофосфатные отложения, так как при высоких давлениях растворимость всех натриевых солей ортофосфорной кислоты резко снижается. Особенно неблагоприятны отложения кислых фосфатов, так как они взаимодействуют с защитной магнетитовой пленкой, разрушая ее и интенсифицируя коррозию.

Так как фосфатирование призвано не допускать кальциевого накипобразования, а жесткость питательной воды котлов высокого давления мала, то на ряде котлов осуществлялся безфосфатный водный режим для парообразующей системы с сохранением гидразинно-аммиачного режима для конденсатопитательного тракта, и, следовательно, аммиачный режим для всего котла.

Исследования [8] показывали, что при жесткости продувочной воды до 50 мкг-экв/кг выпадения кальциевых накипей не наблюдается. При непрерывной продувке в размере 1% это означает допустимую жесткость питательной воды 0,5 мкг-экв/кг, что соответствует нормируемым условиям котлов высоких давлений. Однако, в отсутствие для барабанных котлов 100-% конденсатоочистки возможно временное повышение жесткости за счет увеличенных присосов охлаждающей воды в конденсаторах. В результате на испытываемых котлах с течением времени обнаруживались значительные железоокисные накипи с участием кальция. В связи с этим пробная работа котлов в аммиачном режиме прекращалась и они переводились в режим фосфатирования. Представляется более правильным принятый например, во Франции бескоррекционный водный режим с контролем жесткости котловой воды и переходом на временный ввод фосфатов при повышении жесткости против установленной нормы.

Комплексонный водный режим сводится к непрерывному дозированию в питательную воду раствора комплексона, обычно трилона Б [2]. Основное преимущество этого режима для котлов высокого давления заключается в создании защитной окисной пленки на поверхностях нагрева.

Ввод комплексона в воду способствует также образованию комплексонатов кальция. Но термолиз этих комплексонов мешает образованию хорошей пленки магнетита за счет двух факторов: во-первых, частичного внедрения образующейся

гидроокиси кальция в железистоокисную пленку и нарушения ее сплошности и, во-вторых, создания в водяном объеме частичек кальциевого шлама, на которых могут сорбироваться железистоокисные соединения вместо их осаждения на металле экранных труб. Термолиз комплексонов кальция происходит при более высоких температурах в сравнении с комплексами железа. Поэтому он проявляется особенно для котлов с давлением 15,5 МПа и практически неощутим для котлов с давлением 11,0 МПа. Если жесткость питательной воды очень мала, то и при давлении 15,5 МПа результаты получаются хорошими [6].

Положительный опыт комплексонного водного режима для котлов с давлением 11 МПа и отсутствие хрупких разрушений экранных труб на зарубежных котлах с давлением 15,5 МПа при переходе к щелочному режиму обусловили применение для котлов с давлением 15,5 МПа комплексонно-щелочного режима. В питательную воду совместно дозируются комплексон (трилон Б) и $NaOH$. При этом в воде образуются сложные совместные комплексы (типа $[FeOH EDTA]$), при термолизе которых происходит образование прочной защитной окисной пленки. Имеющийся длительный опыт [7] применения такого режима позволяют считать его оптимальным для барабанных котлов с давлением 15,5 МПа.

Дороговизна комплексонов в сравнении с фосфатами обусловили еще один режим – фосфатный в процессе эксплуатации с комплексонной обработкой в процессе растопки.

8. Водный режим парогенераторов АЭС

Возможна организация водного режима парогенераторов двухконтурных АЭС с водным теплоносителем как бескоррекционная. Фосфатирование приводит к образованию гидроксилапатита, выпадающего в водяном объеме в виде шлама, который в условиях парогенераторов АЭС, когда водяной объем корпуса в большой мере занят трубчатой теплообменной поверхностью, может отлагаться на поверхностях трубок, уменьшая полезную поверхность теплообмена. Поэтому фосфатирование не применяется. Коррекция аммиаком не исключает присутствие железистоокисного шлама в парогенераторе. Поэтому предпочтительнее бескоррекционный водный режим.

Однако при этом режиме железистоокисный шлам осаждается не только внизу корпуса парогенератора, но и на теплообменных трубках АЭС с ВВЭР (водо-водяной энергетический реактор), что снижает коэффициент теплопередачи и уменьшает паропроизводительность парогенератора и соответственно мощности турбины, так как увеличение температуры теплоносителя для парогенераторов АЭС исключено. Поэтому проектные организации предусматривают большой запас по поверхности теплообмена (20-25 %), что удорожает парогенератор. Кроме того, неизбежность отложений вызывает необходимость периодических чисток, проведение которых в условиях АЭС представляет довольно трудоемкую операцию и создает дополнительно большое количество воды, подлежащей переработке.

В условиях конденсатного питания для парогенераторов среднего давления большие преимущества имеет комплексонный водный режим, свободный от перечисленных выше недостатков бескоррекционного водного режима. В отечест-

венной практике комплексонный водный режим сначала был проверен и внедрен для парогенераторов АЭС низкого давления ($p=0,15$ МПа). В качестве комплексона использовался трилон Б. Проверка эффективности такого режима [2] показала полное отсутствие отложений.

В условиях низких давлений комплексонный водный режим является и безнакипным и бесшламовым. В связи с отсутствием термолиза комплексонатов железа в качестве материала теплообменных трубок следует использовать нержавеющие аустенитные стали, так как при температуре воды парогенератора $120\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($P=0,2$ МПа) термического разложения комплексона еще нет, и простая углеродистая сталь подвергается коррозии.[2].

При комплексонном водном режиме применение простых углеродистых сталей становится возможным только для средних и особенно для высоких давлений, когда вследствие термолиза комплексонатов железа на стали образуются пленки магнетита. В связи с этим для парогенераторов АЭС с ВВЭР рекомендуется комплексонная обработка их питательной воды. Однако считается допустимым и бескоррекционный водный режим.

Комплексонный водный режим парогенераторов АЭС с ВВЭР может проводиться как для отмывки «на ходу» ранее образовавшихся отложений, так и для предотвращения их образования. Причем расход комплексона при наличии конденсатоочистки примерно вдвое меньше, чем в ее отсутствие. Но главное преимущество 100%-ной конденсатоочистки для комплексонной обработки заключается в меньшем значении pH котловой воды, что благоприятно для прочности комплексонов железа. Кроме того, при наличии 100%-ной конденсатоочистки появляется возможность уменьшения величины расхода воды парогенератора, направляемой на очистку, так как концентрации хлор-иона в питательной воде меньше. При этом уменьшается как сама очистная установка, так и тепловые потери с водой парогенератора, направляемой на очистку.

Все рассмотренное выше свидетельствует о том, что водный режим вторых контуров со 100-% конденсатоочисткой и коррекцией питательной воды комплексонном является оптимальным.

Нормы водного режима парогенераторов АЭС с ВВЭР приведены в табл. 3.

Нормы водного режима парогенераторов АЭС с ВВЭР

Таблица 3

Нормируемые показатели	Питательная вода	Вода парогенератора в установившемся состоянии
Растворенный кислород, мкг/кг	<15	Отсутствует
Хлорид-ион, мг/кг	<0,02	<1,0
Жесткость, мкг-экв/кг	<0,5	<100
Кремниевая кислота, в пересчете на SiO_2 , мг/кг	<0,05	<5
Окислы железа в пересчете на Fe , мкг/кг	<25	-
Окислы меди в пересчете на Cu , мкг/кг	<15	-

Кроме того, считается, что допустимая влажность пара составляет $\omega=0,2\%$ (желательно уменьшить до $\omega=0,1\%$).

Учитывая возможную радиоактивность воды парогенератора ее продувку производят на ионообменных фильтрах. Расход воды на продувку (очистку) порядка 0,5 %.

9. Водный режим реакторов одноконтурных АЭС

9.1. Требования к водному режиму реакторов одноконтурных АЭС.

Реакторы одноконтурных АЭС имеют наибольшую единичную мощность в отечественной атомной энергетике. В настоящее время в эксплуатации находится несколько таких реакторов единичной мощностью 1000 МВт. Такие реакторы работают на Ленинградской, Курской и Чернобыльской атомных электростанциях.

Реактор одноконтурный АЭС- это канальный уран-графитовый реактор типа РБМК. Одноконтурная АЭС предъявляет наиболее высокие требования к водному режиму в связи с непрерывной подачей в него питательной воды, приносящей с собой примеси, поэтому для них необходимо обеспечить высокую чистоту огромных количеств питательной воды – для реактора РБМК-1000 оно составляет примерно 5800 т/ч.

Надежность работы реакторов одноконтурной АЭС в значительной степени зависит от водного режима, определяющего наличие или отсутствие твердых отложений на многочисленных тепловыделяющих элементах (ТВЭЛх). Конструктивное оформление реакторов РБМК таково [2], что имеется возможность отложений шлама в нижних точках недренируемой части реактора, что может вызвать подшламовую коррозию и по мере накопления периодический смыл с частичным отложением на ТВЭЛх. Отложения на ТВЭЛх могут привести к перегреву оболочек, к аварийному их разрушению и значительной активации реакторной воды и получаемого из него пара.

Как естественные примеси, так и продукты коррозии, проходя через активную зону реактора, становятся радиоактивными. Если они отложатся на различных элементах реакторного контура, то может не только ухудшиться их работа, но и снизиться в последующем доступность для ремонта.

Изложенное свидетельствует о необходимости обеспечения высокой чистоты воды реакторов одноконтурных АЭС. Соответствующие нормы приведены в табл.4.

Нормы водного режима РБМК

Таблица 4

Показатели качества воды реактора	Нормируемые величины
Хлорид-ион, мг/кг	<0,05
Фторид-ион, мг/кг	<0,05
Жесткость, мг-экв/кг	<5
Кремниевая кислота в пересчете на SiO_2 , мг/кг	0,5-1,0
Окислы меди в пересчете на Cu , мкг/кг	<50
Радиоактивность, $Ku/кг$	$\leq 10^{-4}$

Водный режим принимается бескоррекционным. Ввод фосфатов приводит к образованию шлама, что недопустимо. Ввод аммиака для регулирования pH приводит к ухудшению показателей работы конденсатоочистки (H -катионитные фильтры выводят в основном аммиак).

Величину pH можно было бы корректировать добавками сильных щелочей, например KOH , $NaOH$, $LiOH$. Однако для одноконтурных АЭС это неприемлемо, т.к. K и Na активируются при проходе через активную зону, повышая уровень радиоактивности и, кроме того, возможно местное концентрирование щелочи с опасностью возникновения коррозии. Поэтому величину pH не нормируют, ограничиваясь 100-%-ной конденсатоочисткой и полным обессоливанием добавочной воды. Достичь величины pH 6,5-7,3 можно за счет коррекции соотношения H -катионита и OH -катионита в ФСД конденсатоочистки.

В составе реакторного контура всегда в большом количестве находятся нержавеющие аустенитные стали, склонные к коррозии под напряжением в присутствии кислорода. В результате процесса радиолиза кислород всегда присутствует в воде реактора и его регулирование невозможно. В связи с этим жестко нормируются концентрации хлорид- и фторид ионов, интенсифицирующие этот вид коррозии. С учетом того, что на очистку допускается направлять до 4 % воды, концентрация этих ионов в конденсате после конденсатоочистки должна быть не более 4 мкг/кг для каждого.

Кремниевая кислота не влияет на водный режим реактора. Однако ее отложения могут образоваться в сепарационном пароперегревателе турбины (СПП). Указанные пределы ее концентрации обеспечивают предотвращение отложений в СПП.

В составе продуктов коррозии в реакторной воде в основном находятся окислы железа. Однако их надежное нормирование в настоящее время невозможно. Хотя железистые отложения в реакторном контуре неизбежны [2], они не образуются локально только на ТВЭЛах, т.е. в области наивысших тепловых нагрузок.

Медистые накипи образуются в зоне высоких тепловых нагрузок – более 400 кВт/м^2 , что реально для реакторов РБМК. При этом они не только ухудшают теплопередачу, но и способствуют интенсивной коррозии оболочковых материалов. Во избежание медистых отложений латунь применяется только в конденсаторе, т.е. до конденсатоочистки.

Нормирование радиоактивности воды реактора обязательно. В случае нарушения герметичности ТВЭЛов радиоактивность воды реактора возрастает до 10^{-3} Ки/кг и даже 10^{-1} Ки/кг, что свидетельствует об аварийной ситуации.

9.2. Значение радиолиза в водном режиме одноконтурных АЭС.

Вода кипящего реактора (РБМК) характеризуется высокой чистотой. Под действием излучения в ней протекает радиолиз, интенсивность которого зависит от температуры воды и от мощности реактора.

Конечными продуктами радиолиза воды высокой чистоты являются: радикалы H^{\cdot} , OH^{\cdot} , $e_{гидр}^{-}$ (гидратированный электрон), H_2 , H_2O_2 , O_2 , HO_2 и восстановленная молекула H_2O . Свободный радикал (это активные частицы, обладающие свободными валентностями) HO_2 может быть как нейтральным, так и отрицательно заряженным. Кроме радиолиза в реакторе протекает и процесс рекомбинации, уровень которой зависит от конструктивных особенностей и от температуры воды (радиолиз усиливается в области низких давлений и температур). В кипящих реакторах рекомбинация ослабляется непрерывным уносом с насыщенным паром кислорода и водорода.

Унос с паром газообразного кислорода способствует обескислороживанию реакторной воды и пассивации сталей паропроводов, турбин и промежуточных пароперегревателей одноконтурных АЭС за счет воздействия на них больших концентраций кислорода. Поэтому радиолиз воды реактора полезен для снижения коррозионных процессов. Это особенно относится и к перекиси водорода как продукту радиолиза, так как в противоположность кислороду она не уносится паром из реактора. Термическое и радиационное разложение комплекса перекиси водорода с железом вызывает равномерное по всей поверхности стали образование магнетита или магемита и потому отсутствие локализации железоокисных отложений и полную безопасность задержания железа в реакторе.

Протекание радиолиза в кипящих реактора с неизменной и значительной интенсивностью способствует повышению коррозионной стойкости сталей. Поэтому возможна замена в реакторах типа РБМК на перлитные стали аустенитных нержавеющей сталей с сохранением их только для системы подвода воды к активной зоне и отвода пароводяной смеси из нее, т.е. для труб малого диаметра, соединяемых с циркониевыми технологическими каналами.

9.3 Система очистки реакторной воды.

Для поддержания в воде реактора нормируемых показателей по естественным примесям, несмотря на 100%-ную конденсатоочистку, необходим непрерывный вывод части воды на очистку. С еще большим основанием очистка воды реактора необходима для удаления из нее продуктов коррозии, образуемых на тракте после конденсатоочистки.

В современных условиях очистная установка выполняется как ионообменная с предвключенным механическим фильтром. Так как сброс воды, даже очищенной, недопустим по условиям радиоактивности среды, то систему очистки располагают на байпасе по отношению к реакторному контуру. Поэтому ее называют обычно байпасной системой очистки реакторной воды. Расход воды на очистку часто, по аналогии с котлами, называют продувкой реактора.

Расход воды на очистку для реакторов РБМК принимается достаточно большим – обычно примерно 4%.

Схемы очистки реакторной воды приведены в [2].

10. Водный режим реакторов типа ВВЭР

10.1. Особенности реакторов типа ВВЭР (водо-водяной энергетический реактор).

В отличие от реактора РБМК в реакторе ВВЭР активная зона охлаждается однофазной средой – водой, недогретой до кипения, которая одновременно является и замедлителем. В реакторе ВВЭР концентрации естественных примесей весьма малы и увеличения их в процессе эксплуатации не происходит.

При одинаковом давлении пара, подаваемого на турбину (6,0 и 6,5 МПа), и соответственно близких давлениях в парообразующих системах (6,5 МПа на АЭС с ВВЭР и 7,0 МПа в реакторе РБМК), давление в реакторе ВВЭР существенно больше, чем в РБМК (12,5 МПа для ВВЭР – 440 и 16,0 МПа для ВВЭР-1000).

ВВЭР – реактор корпусного типа. Большой диаметр корпуса (примерно 4 метра) и высокое давление вызывают значительную толщину корпуса, а расположение в нем активной зоны создает воздействие на корпус нейтронного потока, вследствие чего сталь может стать хрупкой. Это может вызываться также коррозионным водородом и водородом радиолиза воды. Перлитные стали, из которых выполняются корпуса ВВЭР проявляют склонность к хрупкости в гораздо большей мере, чем аустенитные нержавеющие. Поэтому необходима наплавка корпусов ВВЭР нержавеющей аустенитной сталью.

В реакторах РБМК и ВВЭР различаются также уровни температур теплоносителя: для РБМК – это 285 °С, а для ВВЭР-440 от 268 до 301 °С и для ВВЭР – 1000 - от 289 до 322 °С. Отсутствие отвода газообразных продуктов радиолиза, однофазность теплоносителя означают интенсивное протекание радиолиза только на начальной стадии эксплуатации и затухание его в дальнейшем.

10.2. Требования к водному режиму реакторов типа ВВЭР.

Для реакторов ВВЭР, так же как и для реакторов РБМК, необходимо обеспечить отсутствие отложений на ТВЭЛах для предотвращения перегрева их оболочек. Для ВВЭР это выполнить легче, так как единственным источником поступления примесей является коррозия конструкционных материалов, причем только реакторного контура.

Важным фактором во многом определяющим организацию водного режима реакторов ВВЭР, является обязательное для них борное регулирование. Жидкий поглотитель уменьшает неравномерность тепловыделения в активной зоне, что позволяет повышать ее мощность. При этом медленные эффекты компенсируются за счет равномерно распределенного в воде бора и только быстрые эффекты компенсируются за счет стержней СУЗ. Для регулирования используется борная кислота.

Введение борной кислоты повышает удельную электрическую проводимость воды, что исключает использование кислорода радиолиза для пассивации сталей. Наоборот, в таких условиях необходимо полное удаление кислорода из воды, а для этого надо подавлять радиолиз. Этого можно достичь путем введения в воду реактора или газообразного водорода, или кого-либо реагента, разлагаю-

щегося в условиях радиации с выделением газообразного водорода. Первое решение используется в зарубежных реакторах; второе – введение аммиака – в отечественных реакторах.

Введение борной кислоты снижает величину pH , что стимулировать коррозию. Необходимо обеспечить pH , не менее 5,7. Этого можно достичь за счет ввода сильной щелочи. На зарубежных АЭС применяют $LiOH$. У нас - KOH .

Нормы этого водного режима приведены в табл. 5.

Показатели смешанного калий-аммиачного режима при борном регулировании для ВВЭР

Таблица 5

Показатели	Нормируемые величины	Примечание
Калий, мг/кг	2,5-12,0	Регулируется для поддержания величины pH , не менее 5,7
Аммиак, мг/кг	>5,0	Не более концентрации при которой содержание водорода превышает 60 норм, мл/кг
Водород, норм. мл/кг	30-60	Поддерживается за счет подачи аммиака
Кислород, мг/кг	$\leq 0,01$	Складывается самопроизвольно в связи с подавлением радиолиза
Хлорид-ион, мг/кг	<0,1	-
Борная кислота, г/кг	до 16,0	В зависимости от режима работы реактора
Величина pH	5,7-10,2	-

Фториды не нормируются, так как источником их поступления является питательная вода реактора, расход которой относительно невелик. Радиоактивность воды для ВВЭР нормируется на уровне 10^{-4} Ки /кг.

10.3. Очистка реакторной воды ВВЭР.

Первичное поступление в воду ВВЭР продуктов коррозии требует организации их непрерывного удаления из контура. Радиоактивность воды требует очистки воды только на байпасе первого контура с возвратом очищенной воды в контур. В настоящее время очистка реакторных вод производится на ионообменных материалах. Расход очищаемой воды рассчитывается по равенству прихода и расхода продуктов коррозии сталей [2]. Например, для реакторов ВВЭР-440 он составляет обычно 20-40 т/ч.

Схемы очистки реакторной воды для ВВЭР представлены [2].

11. Водно-химический режим паровых турбин

11.1. Отложение примесей в проточной части турбин.

Отложения примесей в проточной части турбин уменьшают приходные сечения и увеличивают сопротивление по ее тракту за счет роста как скоростей пара, так и шероховатости поверхностей элементов турбины. Это приводит к снижению внутреннего относительного к.п.д. турбины и вырабатываемой ею мощности. В эксплуатации наличие отложений обычно приводит к росту давления пара за регулирующей ступенью. Так, например, для турбин К-300-240 нормальное давление 16,75 МПа. При достижении величины 18,6 МПа турбину необходимо остановить и очистить проточную часть. Поэтому по ПТЭ обязателен ежемесячный контроль давления за регулирующей ступенью.

Растворимость примесей в паре определяется его плотностью. По мере движения пара через турбину его плотность уменьшается и соответственно снижается растворимость примесей. В связи с этим примесь в определенном месте проточной части может начать выпадать из раствора в паре. Вообще, выпадение любой примеси в виде твердых отложений в турбине не происходит, если концентрация этой примеси на входе в турбину меньше ее растворимости при тех параметрах пара, при которых начинается его увлажнение и переход примеси из перегретого пара во влагу в виде истинного раствора. При более высоких концентрациях на входе в турбину образуются отложения в ее проточной части.

Для СКП увлажнение пара при переходе через турбину соответствует давлению 0,045 МПа и температуре 80 °С. Этим параметрам соответствует следующие значения растворимости для наиболее важных примесей: по железу 6,8 мкг/кг; по меди $3 \cdot 10^{-9}$ мкг/кг; по оксиду кремния - $20 \cdot 10^{-2}$ мкг/кг. В табл. 6 приведено сопоставление этих данных с нормируемыми величинами, а также с реальными концентрациями [2].

Из табл. 6 следует, что для того чтобы исключить в турбине медистые и кремнекислые отложения нужны практически не достижимые концентрации.

Растворимость медистых соединений резко снижается с уменьшением давления [2]. Если при входе в турбину пар содержит медистые соединения в пересчете на медь 5 мкг/кг (норма), то при давлении 17,0 МПа (давление за регулирующей ступенью) растворимость составляет 4,0 мкг/кг и происходит резкое выпадение медистых соединений в головной части машины. И действительно, медистые соединения выпадают в основном в ЦВД [2].

Сопоставление концентраций железа, меди и кремниевой кислоты нормируемых, реально наблюдаемых и исключаяющих отложения в турбине

Таблица 6

Примесь	Норма, мкг/кг	Реальные концентрации в гидразинно-аммиачном режиме, мкг/кг	Реальные концентрации в нейтральном режиме, мкг/кг	Концентрации на входе пара в турбину, ис-
---------	---------------	---	--	---

		В пита- тельной воде	В пере- гретом паре	В пита- тельной воде	В пере- гретом паре	ключающие отложения, мкг/кг
Содержание железа	≤ 10	8,2	6,1-7,5	3,2	3,3	6,8
Содержание меди	≤ 5	0,9-2,1	1,0-2,1	0,6-0,9	0,5-0,7	$0,3 \cdot 10^{-8}$
Оксид кремния	≤ 15	6,3-1,9	5,5-6,6	8,6-10,7	6,5-9,0	$20 \cdot 10^{-2}$

Значительная растворимость меди и кремниевой кислоты при высоких давлениях способствует отсутствию их отложений в котле при соблюдении нормируемых значений в питательной воде. Снижение давлений в турбине от сверхкритических до вакуумных делает неизбежными их отложения в паровых турбинах.

Поведение соединений железа отлично. В пароперегревателях котлов СКП возможно не только растворение окислов железа в паре, но и полное их высушивание в потоке и унос в турбину в виде тонкодисперсных абразивных окислов железа. Они могут вызвать абразивный износ на первых ступенях турбин.

Вынос растворенных окислов железа и их последующее отложение в турбине оказываются в наибольшей степени равномерными по ступеням проточной части. Это связано с зависимостью растворимости окислов железа не только от плотности, но и от температуры (повышение с уменьшением температуры). В результате растворимость их по ступеням турбины уменьшается незначительно.

В проточной части турбин в связи с проскоком через БОУ в отложениях могут присутствовать также незначительные количества натрия и кальция и довольно большие количества соединений алюминия, которые попадают в конденсат в виде алюмосиликатов с присосом охлаждающей воды в конденсаторе. При повышении температуры конденсата в регенеративной системе происходит разложение алюмосиликатов с образованием окиси алюминия и кремниевой кислоты. Они не задерживаются в котле, но могут находиться в отложениях в турбине.

В процессе эксплуатации турбин невозможно непосредственно влиять на их водно-химический режим. Влияние можно оказывать через изменение водного режима предшествующих элементов.

В [2] проведен анализ экономичности и надежности работы паровых турбин СКП в различных водных режимах. Для сравнения выбраны:

- а) турбина блока, имеющего латунные ПНД и работающего в гидразинно-аммиачном режиме;
- б) турбина блока, имеющего нержавеющие ПНД и работающего в гидразинно-аммиачном режиме;
- в) турбина блока, имеющего нержавеющие ПНД, в условиях работы частично в гидразинно-аммиачном режиме и частично в нейтральном (при дозировании газообразного кислорода).

По результатам исследования нейтральный водный режим и стальные ПНД благоприятны не только для котла, но и для турбины. Именно для этого режима достижимы требования ПТЭ о работе турбины без вскрытия и очистки в течение 3-4 лет, т.е. в течение всего периода между капремонтами турбины.

Сравнение нейтрального водного режима турбины СКП в блоке с латунными ПНД и дозированием гидразина в конденсат с нейтральным водным режимом турбины СКП в блоке с нержавеющими ПНД и дозированием газообразного ки-

слорода [2] позволяет сказать, что гидразинный режим не менее благоприятен для турбины, чем режим с дозированием газообразного кислорода.

11.2. Водно-химический режим турбин насыщенного пара.

Турбины АЭС работают или только на влажном паре, или в большей части на влажном паре. Связанная с этим постоянная «самопромывка» турбины не требует специальных промывок. Работа турбин на насыщенном паре в большой мере позволяет решить проблемы химические, но выдвигает на первый план проблемы эрозионного износа. Проблемы, связанные с эрозией, требуют не химических, а теплотехнических мероприятий (введения хотя бы незначительного начального перегрева) или применения для последних ступеней ЦВД и ЦНД эрозионно-стойких материалов. Однако в составе турбинных установок имеется элемент, надежность работы которого связана с водно-химическим режимом. Это промежуточный пароперегреватель, устанавливаемый между ЦВД и ЦНД турбины вслед за межцилиндровым сепаратором.

В СПП поступает пар с влажностью примерно 8 %, который после досушки перегревается до 240 °С (К-220-44) или до 265 °С (К-500-65-3000). Так как давления перегреваемого пара низкие (0,31 МПа и 0,33 МПа), то в зоне досушки происходит концентрирование примесей во влаге. При этом во влаге могут быть достигнуты концентрации хлоридов, способствующие коррозии под напряжением аустенитных нержавеющей сталей [2]. Поэтому необходимо отказаться от ее применения в СПП.

В пределах СПП происходит не только концентрирование примесей, но и связанное с этим образование твердых отложений. Это относится прежде всего к кремниевой кислоте и к продуктам коррозии. Отмывки этих отложений сложны из-за конструктивных особенностей СПП. Именно поэтому и нормируется содержание кремниевой кислоты в воде реакторов одноконтурных АЭС и парогенераторов двухконтурных АЭС.

12. Водный режим тепловых сетей и конденсаторов

В целях предотвращения коррозии, а также отложений накипи и шлама в подогревателях, магистральных теплофикационных трубопроводах и отопительных системах абонентов качество воды для подпитки тепловых сетей должно удовлетворять следующим нормам [2]:

растворенный кислород – не более 50 мкг/кг

свободная углекислота – отсутствует

содержание взвешенных веществ – не более 5 мг/кг

Кроме того, нормируется карбонатный индекс, определяемый по формуле, (мг-экв/кг)²

$$I_k = J_{Ca} \cdot \Pi_{общ}, \quad (19)$$

где J_{Ca} - карбонатная жесткость кальциевая;

$Щ_{общ}$ - общая щелочность.

Качество подпиточной воды для тепловых сетей с открытым водоразбором должно удовлетворять требованиям ГОСТ 2874-82 «Питьевая вода».

Для борьбы с образованием накипи используются:

1. Подкисление. При этом вода стабилизируется по концентрациям бикарбонатов, исключая распад и образование карбонат-ионов. Однако, прямое подкисление воды требует высокой степени автоматизации контроля и дозирования кислоты, ибо превышение ее равновесной концентрации вызовет усиленную коррозию, а недостижение не исключает накипеобразования

2. Na - или $H - Na$ - катионирование. Уменьшает концентрацию не карбонат-иона, а иона кальция. Действенный и надежный метод.

3. Обработка комплексонами (*ИОМС, ОЭДФ, ОЭДФNaZn* и др.), которые образуют с катионами кальция, магния, гиолиза, меди и др. прочный комплекс, препятствуя росту их кристаллов.

Для борьбы с коррозией применяется силикатная обработка сетевой воды. При этом на поверхности металла образуется тонкий слой ферросиликатов, защищающий от коррозии. Использование гидразина для связывания кислорода запрещено из-за его высокой токсичности.

Обработка охлаждающей воды конденсаторов различна для прямоточной и оборотной систем технического водоснабжения. Для прямоточных она не должна нарушать условия жизнедеятельности для рыб и других организмов в водоеме, куда сбрасывается теплая вода.

Кроме того, необходимо обеспечить условия, при которых не будет происходить биологическое обрастание трубок с внутренней стороны. Для борьбы с биологическим обрастанием применяют хлорирование воды.

Для оборотных систем охлаждения задачей обработки охлаждающей воды является предотвращение кальциевых отложений. Для борьбы с этим явлением может применяться один из следующих методов:

1. купоросование (ввод медного купороса);
2. фосфатирование;
3. подкисление – снижение жесткости за счет дозирования в воду серной кислоты;
4. обработка охлаждающей воды комплексонами;
5. продувка оборотной системы водоснабжения.

13. Химические очистки теплоэнергетического оборудования

Химические очистки оборудования ТЭС и АЭС от отложений подразделяются на предпусковые и эксплуатационные. Назначение предпусковых очисток – удаление производственной окалины, кремниевой кислоты, а также продуктов коррозии, которые накапливаются за период монтажа. Эксплуатационные очистки – это удаление отложений, которые накапливаются при эксплуатации и затрудняют ее. Эксплуатационные химические очистки вызывают недовыработку электро-

энергии, расходы на реагенты, трудозатраты на проведение очистки и мероприятия по обезвреживанию сточных вод. В связи с этим избранный водный режим энергоблоков должен быть таким, чтобы межпромывочный период был наиболее значительным.

Время вывода агрегата на химическую очистку зависит от величины накопившихся отложений. Однако существуют условия, когда химическая очистка проводится не в связи с накоплением отложений, а с ростом радиоактивности оборудования. Такие условия создаются в одноконтурных АЭС и в первых контурах двухконтурных АЭС. При этом эксплуатационная очистка является дезактивацией.

Химическая очистка имеет следующие этапы:

- 1) водная отмывка;
- 2) собственно химическая очистка;
- 3) пассивация.

Водная отмывка нужна только для предпусковых очисток, ее назначение – удаление различных взвесей: песка, грата, и др. Собственно химическая очистка является основным этапом и в зависимости от величины и характера отложений проводится в одну, две стадии и более. Для предпусковых и эксплуатационных очисток это обычно только кислотная очистка, а для дезактивации – это в ряде случаев двухстадийная очистка – попеременно кислотная и щелочная. Пассивация имеет своим назначением защиту очищенной поверхности стали от последующего коррозионного воздействия.

Технология собственно химической очистки зависит прежде всего от выбранного для нее реагента. Раньше практически единственным реагентом была ингибированная соляная кислота. Затем началось применение гидразинно-кислотных очисток, использование лимонной и других органических кислот, комплексонов и их композиций с органическими кислотами, а в последнее время перекиси водорода.

Соляная кислота наиболее агрессивный реагент, который даже при наличии ингибиторов приводит к большому растравлению отмываемой поверхности и ее последующей интенсивной коррозии. При очистке соляной кислотой окислы железа переходят в воду в виде крупной взвеси, склонной к оседанию на отмытых поверхностях. В результате часто в первые же сутки эксплуатации происходят пережоги экранных труб. Поэтому в настоящее время соляная кислота применяется редко, хотя количество отмытых отложений при очистке соляной кислотой – наибольшее, причем категорически противопоказано ее применение для агрегатов с аустенитными нержавеющими сталями. Правильная оценка реагентов для очистки должна предусматривать прежде всего хорошее состояние отмытой поверхности (образование на ней защитной пленки, а не ее обнаженность); быстрый выход на нормируемые показатели в начальный период эксплуатации; отсутствие грубодисперсных окислов железа; отсутствие значительных избытков реагентов в промывочной и, следовательно, в сбрасываемой воде; невысокие концентрации железа в сбрасываемом отмывочном растворе. Немаловажна также простота и безопасность обращения с реагентами.

Применение гидразинно-кислотного метода очистки приводит к наличию в промывочном растворе большого количества взвеси, что ухудшает очистку из-за

повторного осаждения и неблагоприятно в отношении сбросов в водоемы. Органические кислоты - адипиновая и фталевая в настоящее время для очистки не применяются по тем же причинам.

Высокими промывочными качествами обладает лимонная кислота, применяемая в виде моноцитрата аммония. Его применение позволяет отмыывать отложения всех продуктов коррозии и кальциевые накипи. Однако, как и для всех кислот, для протекания реакций с катионами отложений необходимо иметь в растворе существенную избыточную концентрацию, например до 4 % (40 г/кг), сбрасываемую бесполезно. Создаваемые лимонной и другими органическими кислотами комплексы с катионами отложений обладают относительно невысокой прочностью. Поэтому и необходимы их избыточные концентрации в растворе. Более прочные комплексы со всеми катионами отложений образуют комплексоны, например, ЭДТА, как в кислотной, так и в солевых формах. В связи с этим в растворе не требуется избыточная концентрация комплексона сверх расчетной по стехиометрическим соотношениям для отмывки определенного количества отложений, т.е. весь введенный комплексон будет израсходован полностью. Еще больший эффект дают композиции одной из солевых форм ЭДТА, например трилона Б, с лимонной кислотой. В последние годы лимонная кислота заменяется в композициях другими органическими кислотами и ведутся опытные работы по использованию минеральных кислот в композициях с комплексонами [1].

Для предпусковых очисток регенеративной системы одноконтурных АЭС используются растворы перекиси водорода. Ведутся работы по изысканию новых реагентов, что объясняется в основном огромными потребностями теплоэнергетики, не всегда удовлетворяемыми комплексонами и композициями с ними.

Для третьего этапа - пассивации сталей – после химической очистки такими реагентами как соляная кислота, применялась пассивация раствором аммиака или нитритно-аммиачная пассивация, но они создавали слабую защиту стали. При использовании для очисток комплексонов или композиций с ними очищенная поверхность оказывается в определенной мере запассивированной. В таких условиях третий этап не нужен. Комплексонная пассивация применима после любого промывочного раствора и особенно после промывки композициями комплексона и органической кислоты.

Образующиеся при химической очистке промывочные воды чаще всего сбрасываются в водоемы. Существуют определенные ПДК для сброса таких растворов, устанавливаемые для водоемов санитарно-бытового и рыбохозяйственного водопользования. Для выдерживания ПДК нужна предварительная обработка сбрасываемых растворов.

Для обработки вод и спуска необходим их предварительный сбор после окончания промывки. Для современных мощных блоков это требует сооружения на станциях огромных емкостей. Поэтому реагенты химических очисток должны:

1. приводить к уменьшению концентрации тяжелых металлов;
2. не требовать избыточных концентраций в растворах или быть безопасными для водоемов;
3. максимально сокращать объемы сбросных вод.

Предпочтительность применения для химических очисток композиций комплексонов с органическими кислотами и комплексонов для пассивации в от-

ношении технологии очистки и последующей эксплуатации котла совпадает с требованиями, связанными с обработкой промывочных вод перед их сбросом в водоемы.

Для очисток сбросных вод используются различные методы: подкисление, подщелачивание, аэрация, обезвоживание осадка, биохимическая чистка и другие.

Для химических очисток и для дезактивации оборудования АЭС запрещается применение соляной кислоты, учитывая не только ее недостатки, описанные выше, но и изготовление оборудования АЭС из аустенитных нержавеющей сталей, резко ограничивающих концентрации в воде хлорид-ионов. Непосредственный сброс дезактивационных вод в водоемы категорически запрещен. Необходима предварительная дезактивация этих вод на выпарных установках. Поэтому для АЭС особенно важно по возможности сокращать объем промывочных вод с отказом от использования реагентов не удовлетворяющих этому требованию.

14. Консервация оборудования ТЭС и АЭС

Консервация оборудования – это защита от так называемой «стояночной» коррозии. Для консервации барабанных котлов применяется наиболее простой из употребляемых методов – заполнение котла деаэрированной водой с небольшим избыточным давлением (0,15-0,20 МПа). Надежной консервации этот метод не дает и может применяться только при кратковременных остановках, не требующих опорожнения котла. Более надежную консервацию можно обеспечить, если заполнение котла вести деаэрированной водой вместе с растворенными в ней щелочными агентами, однако такой метод не допускает производство работ по ремонту.

Нанесение на внутренних поверхностях котла пленки концентрированного нитрита натрия позволяет опорожнять котел для производства на нем ремонтных работ, но перед пуском котла пленка должна быть смыта, что вызывает большие расходы сбросных вод.

Раньше было принято считать наиболее перспективной консервацию котлов заполнением азота. Однако практического применения она не получила – затруднительно получение необходимых количеств азота и обеспечение герметичности котла.

В настоящее время основные работы направлены на создание метода консервации в процессе останова котла. Метод предполагает надежную защитную пленку на стальных поверхностях котла и поэтому допускает полное его опорожнение. К числу реагентов, применяемых для такой консервации, относятся гидразин и трилон Б. Сущность такой консервации состоит в том, что в процессе останова с питательной водой подают в котел раствор одного из указанных реагентов. Образующиеся комплексы с железом за счет аккумулированной котлом теплоты разлагаются, создавая на поверхностях нагрева защитную магнетитную пленку. Метод пригоден для прямоточных котлов СКП и для барабанных котлов. В последнем случае необходимо за полчаса до останова прекратить подачу в котел фосфатов. Концентрация гидразина принимаются 150-200 мг/кг, трилона Б – 300 мг/кг.

Наилучшую защиту от стояночной коррозии дают некоторые водные режимы, при которых никаких дополнительных мер по консервации не требуется.

Примером такого режима является непрерывное дозирование комплексонов в питательную воду котлов высоких давлений. При этом защита от стояночной коррозии даже при опорожнении котла (что важно для производства ремонтных работ) проявляется в гораздо большей степени, чем при использовании описанных выше методов консервации.

Кроме того, для консервации используются силикат натрия. При силикатной обработке на поверхности котла образуется пленка из ферросиликатов, надежно предохраняющая сталь от коррозии. Этот метод применим и для тепловых сетей, в то время как гидразин и трилон Б в них использоваться не могут из-за высокой токсичности.

15. Дегазация конденсата, питательной и добавочной воды

15.1. Основные положения.

Дегазация – это процесс удаления газов, находящихся в водных потоках ТЭС и АЭС и отрицательно влияющих на их водный режим. Наличие газов в потоках связано с неизбежным (работа значительной части оборудования под вакуумом) поступлением в цикл определенных количеств воздуха. Поэтому установки для дегазации называют деаэраторами.

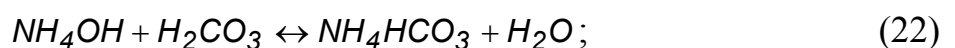
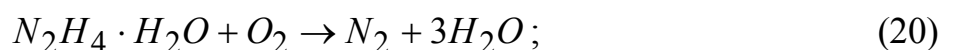
На ТЭС в турбинный конденсат за счет присосов охлаждающей воды в конденсаторе поступают карбонаты и бикарбонаты. При повышении температуры в системе регенеративного подогрева за счет термолиза бикарбонатов (а частично и карбонатов) в конденсате обнаруживается углекислота, которая имеет только отрицательное воздействие на коррозию конструкционных материалов. Поэтому удаление углекислоты из пароводяного цикла обязательно.

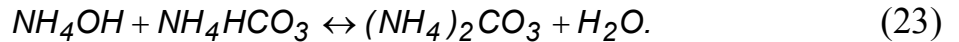
В системе одноконтурных АЭС естественно также наличие радиоактивных благородных газов (ксенон, криптон). Эти газы не влияют на коррозию конструкционных материалов, но без их постоянного удаления в цикле происходит их накопление, повышающее радиоактивность оборудования. В связи с этим необходимо непрерывное выведение их из цикла.

Основным способом удаления из воды растворенных газов является термическая деаэрация, проводимая при различных физических условиях:

- при давлении 0,0075-0,05 МПа, т.е. при разряжении и температуре 40 – 80 °С;
- при атмосферном давлении 0,12 МПа и $t = 103 - 107$ °С;
- при повышенном давлении 0,6; 0,7 и 0,8 МПа и $t = 158 - 170$ °С.

В качестве дополнительных методов удаления кислорода и углекислоты после термической деаэрации применяются химические методы: сульфитное и гидразинное обескислороживание и связывание CO_2 щелочами $NaOH$ или NH_3 :





Однако метод связывания O_2 гидрозином достаточно дорог и не влияет на другие газовые составляющие, поэтому применяется для удаления кислорода, остающегося после основного дегазационного устройства, для которого используется термическая деаэрация. Она организуется в тех элементах цикла, где температура воды соответствует условиям кипения или конденсации. В таких условиях абсолютное давление над жидкой фазой представляет собой сумму парциальных давлений газов и водяного пара

$$p = \Sigma p_g + p_{H_2O}. \quad (24)$$

Если повысить парциальное давление водяных паров до

$$p_{H_2O} \approx p, \quad \text{то получим} \quad \Sigma p_g \approx 0. \quad (25)$$

Из этих уравнений следует, что термическая деаэрация универсальна, а не избирательна по отношению к отдельным газам, присутствующим в воде ТЭС и АЭС. Большим преимуществом термической деаэрации является ее органическое сочетание с элементами конденсационной установки и регенеративной системы. В конденсаторе происходит конденсация отработавшего пара, которая (в целях недопущения снижения термической эффективности) в современных конструкциях осуществляется без переохлаждения конденсата. Это означает, что температура конденсата в конденсаторе равна температуре насыщения, т.е. обеспечивается основное условие термической деаэрации. Эти же условия обеспечиваются в корпусах поверхностных регенеративных подогревателей, где происходит конденсация отборного пара турбин за счет подогрева питательной воды.

В конденсаторе и в корпусах регенеративных подогревателей деаэрация является не основным, а попутным процессом и не может обеспечить необходимую ее глубину.

Для обеспечения условия (25) необходим постоянный отвод выделяющихся из воды газов, что требует непрерывного расходования некоторого количества насыщенного пара, т.е. кроме температурного фактора необходимо обеспечить соответствующие гидродинамические условия.

Термическая деаэрация может осуществляться по двум схемам: *барботажной* и *струйной*. Сущность *барботажной* деаэрации заключается в подводе насыщенного пара в нижнюю часть объема конденсата или питательной воды, подлежащей деаэрации, барботаже этого пара через весь водяной объем и отводе *парогазовой смеси* из области над водяным паром, а продеаэрированного конденсата (питательной воды) – из области водяного объема ниже подвода пара.

Принцип *струйной деаэрации* заключается в том, что подлежащий деаэрации конденсат (или питательная вода) направляется на конструктивные детали, обеспечивающие дробление потока на отдельные струи, которые пересекаются потоком насыщенного пара. Отвод парогазовой смеси и продеаэрированного конденсата (или питательной воды) производится так же, как и при барботажной де-

аэрации. При струйной деаэрации контакт деаэрируемой воды с насыщенным паром происходит более полно, что приводит к более глубокой деаэрации.



Рис. 10. Схема барботажной деаэрации в конденсаторе:

- 1 – нижняя часть конденсатора; 2 – конденсатосборник; 3 – направляющая перегородка;
 4 – переливная перегородка; 5 – дырчатый щит;
 6 – отвод паровоздушной смеси к отсосу из конденсатора; 7 – подвод насыщенного пара;
 8 – отвод продеаэрированного конденсата к конденсатным насосам

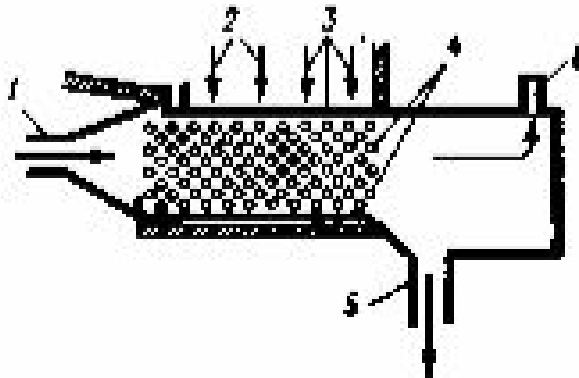


Рис. 11. Схема струйной деаэрации в конденсаторе

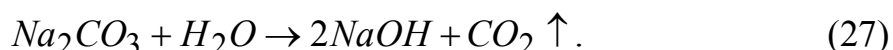
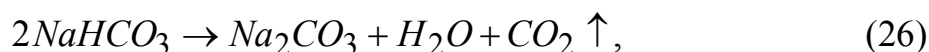
- 1 – подвод пара; 2, 3 – конденсат для деаэрации с подачей его на дырчатый лист;
 4 – система стержней для дробления конденсата на струйки;
 5 – отвод продеаэрированного конденсата в конденсатосборник;
 6 – отвод паровоздушной смеси к отсосу из конденсатора

Из рис. 10 видно, что весь конденсат перегородкой 3 направляется навстречу потоку насыщенного пара, который уносит с собой воздух в область, откуда производится общий отсос паровоздушной смеси из конденсатора. Для улучшения контакта конденсата и пара последний проходит через дырчатый щит 5, разбиваясь на большое число струек. К конденсатным насосам конденсат может поступать только переливаясь через перегородку 4, т.е. после деаэрации. Из этой схемы следует, что количество подаваемого пара должно быть достаточным для того, чтобы безусловно обеспечивалась температура насыщения деаэрируемого

конденсата, и для того, чтобы был обеспечен интенсивный отвод воздуха, выделяющегося из конденсата. Чем больше расход пара, тем лучше деаэрация, но тем больше поверхность теплообменников. Оптимальным является расход пара, равный 1 – 2 кг на 1 тонну деаэрируемого конденсата. В случае отказа от деаэрации конденсата достаточно прекратить поступление насыщенного пара по линии 7. Из рисунка видно, что при малых расходах пара он может не занимать все сечение дырчатого щита и тогда часть конденсата будет проливаться через щит непроеаэрированной. Так же можно видеть, что затруднительно обеспечить контакт всех потоков конденсата с паром. Поэтому барботажная деаэрация в конденсаторе в последние годы заменяется струйной, схема которой показана на рис. 11. Деаэрационное устройство располагается в нижней части конденсатора над конденсатосборником. Дырчатый лист и система шахматно расположенных стержней 4 обеспечивают стекание конденсата в виде отдельных струек. Это обеспечивает более полный контакт конденсата с насыщенным паром, подаваемым для деаэрации по линии 1.

15.2. Деаэраторные установки.

Удаление кислорода и углекислоты при термической деаэрации происходит в результате снижения растворимости этих газов до нуля при кипении воды. Одновременно с удалением O_2 и свободной CO_2 при кипении воды происходит частичный распад бикарбонатов и карбонатов натрия с выделением и уносом паром освобождающейся CO_2



Термическое разложение бикарбоната натрия наиболее интенсивно происходит после того, как из воды практически будет удалена вся свободная углекислота. Следовательно, в деаэраторе должен быть обеспечен непрерывный отвод в паровое пространство и далее в атмосферу выделяющейся из деаэрируемой воды свободной углекислоты. Процесс разложения бикарбоната натрия происходит тем интенсивнее, чем выше температура и больше длительность пребывания воды в деаэраторе.

Для ускорения извлечения из воды растворенных газов, кроме доведения ее до температуры кипения, необходимо создание большой поверхности раздела «вода-газ». При этом сокращается время, необходимое для выделения из воды пузырьков газа и уноса их паром.

При термической деаэрации кислород удаляется из воды быстрее и полнее, чем свободная углекислота, которая более растворима в воде и способна образовывать с водой угольную кислоту



Таким образом, углекислота находится как в виде свободной (агрессивной и равновесной), так и в виде полусвязанной HCO_3^- , и связанной CO_3^{2-} , а для распада последних необходимы время и температура. С повышением температуры распад HCO_3^- , CO_3^{2-} на H_2O и CO_2 ускоряется.

Аммиак из деаэрируемой воды удаляется лишь на 10 – 20 %, так как обычно он связан с углекислотой в менее летучие соединения: $(NH_4)_2CO_3$ и NH_4HCO_3

В деаэрационной колонке, в размельченном на капли и струи состоянии, вода находится всего несколько секунд и поэтому распад бикарбонатов и карбонатов в ней совсем не происходит или происходит в незначительной степени. Только при длительном барботаже воды в аккумуляторном баке (10-20 мин) при давлении более 0,1 МПа и температуре более 100 °С происходит заметный распад бикарбонатов (в меньшей степени карбонатов) и унос освобождающейся углекислоты с паром (выпаром).

Для удаления кислорода и углекислоты следует незамедлительно отводить выделившееся газы от деаэрированной воды, для чего необходимо быстро удалять пар в количестве 1,5-2 кг на 1 тонну деаэрируемой воды из верхней части колонки деаэратора.

При деаэрации в вакууме распад бикарбонатов, а тем более карбонатов не происходит.

Существенными показателями эффективности работы деаэратора, при работе его на воде содержащей бикарбонаты $NaHCO_3$ (умягченная после натрий-катионирования), является повышение pH воды с $6,7 \div 7,5$ до $8,5-9,5$ за счет распада бикарбонатов и удаления свободной углекислоты, и появление розовой окраски в пробе воды по фенолфталеину.

При отсутствии амминирования появление окраски деаэрированной воды по фенолфталеину служит показателем не только распада бикарбонатов, но и полноты удаления кислорода, так как последний удаляется обычно раньше и быстрее, чем свободная углекислота.

15.3. Термические деаэраторы атмосферного и повышенного давления.

Деаэраторы атмосферного давления, точнее работающие под небольшим избыточным давлением, применяются на ТЭС для деаэрации питательной воды паровых котлов низкого и среднего давления, испарителей, паропреобразователей, подпиточной воды теплосетей (с охлаждением в водо-водяных теплообмен-

никах), а также для предварительной деаэрации загазованных составных частей питательной воды паровых котлов ВД и СВД (обессоленная вода, бойлерный конденсат, дистиллят, дренажи, конденсат из запасных баков – БЗК и др.), если их нельзя направить для предварительной конденсации в конденсаторы турбин.

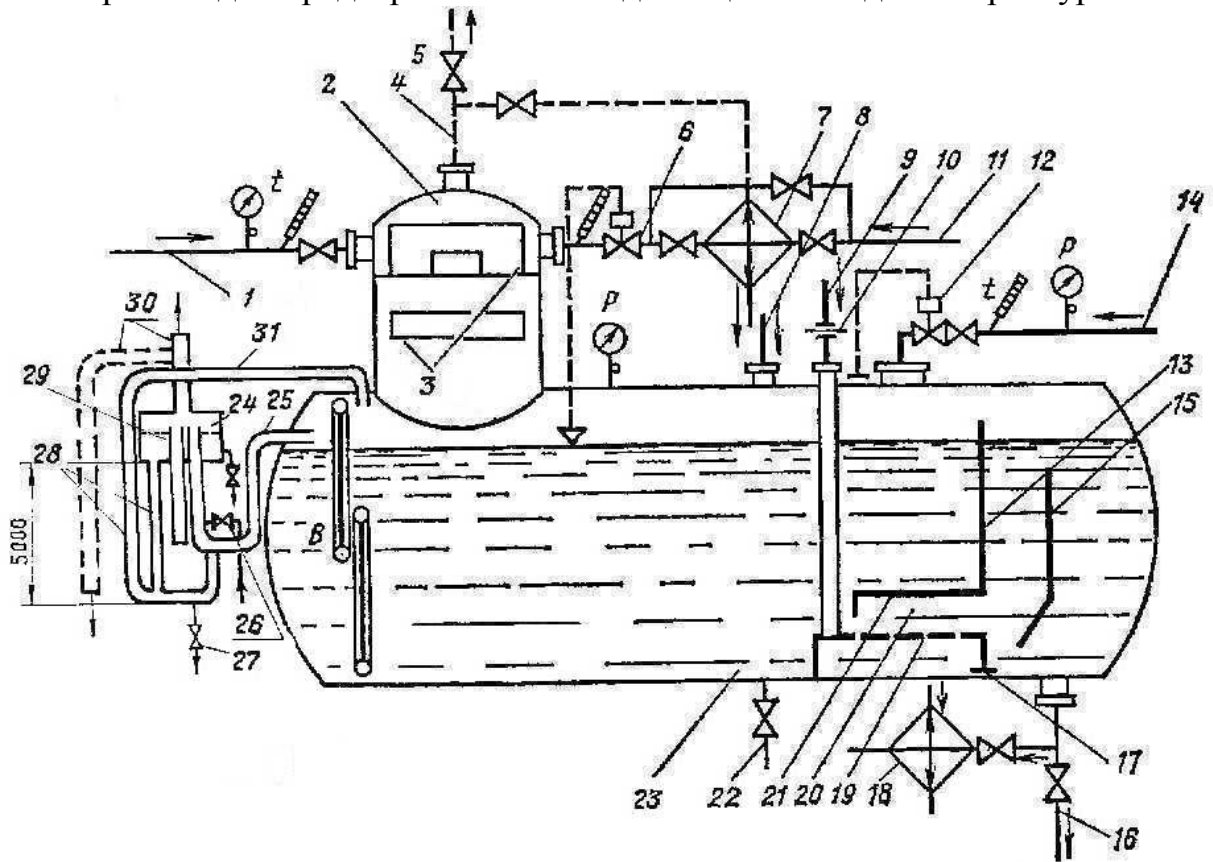


Рис. 12. Схема двухступенчатого барботажного атмосферного деаэратора:

- 1 - подвод основного конденсата; 2 - деаэрационная колонка; 3 - дырчатые тарелки;
- 4 - отвод выпара; 5 - выхлоп в атмосферу; 6 - регулятор уровня; 7 - охладитель выпара;
- 8 - подвод горячих конденсатов; 9 - подвод барботажного пара; 10 - ограничительная диафрагма;
- 11 - подвод химически очищенной воды; 12 – регулятор давления; 13 - вертикальная перегородка;
- 14 - подвод греющего пара; 15 - направляющая перегородка; 16 - отвод деаэрированной воды;
- 17 - канал перепуска пара в обвод барботажного листа; 18 - теплообменник для охлаждения проб воды;
- 19 - барботажный лист; 20 - барботажный канал; 21 - горизонтальная перегородка; 22 - дренаж;
- 23 - бак-аккумулятор; 24 - расширительный бачок; 25 - отвод воды от деаэратора;
- 26 - трубка для залива гидрозатвора химочищенной водой; 27 - дренаж;
- 28 - гидрозатвор от повышения давления; 29 - сливная труба для воды;
- 30 – выхлоп пара в атмосферу; 31 - отвод пара из деаэратора

Деаэраторы повышенного давления применяются для окончательной деаэрации всей питательной воды паровых котлов ВД и СВД.

В котельных малой и средней мощности применяют двухступенчатые деаэраторы атмосферного типа Д С А (деаэраторы смешивающие атмосферные), производительностью 1-300 т/час, рассчитанные на температуру 104,25 °С (см. рис. 12).

Двухступенчатый барботажный деаэратор состоит из струйной деаэрационной колонки, имеющей дырчатые тарелки. Через них конденсат и химически очищенная вода, перемешиваясь и распыляясь, падают в аккумуляторный бак,

встречая на своем пути движущийся противотоком пар. В колонке происходит нагрев воды и первая ступень ее деаэрации.

Бак секционирован вертикальной перегородкой, верхняя часть которой доходит до уровня переливной трубы. В нижней части перегородки – окно, к которому присоединяется барботажная (дырчатая) коробка. Барботажный пар, давлением $1,5-1,75 \text{ кгс/см}^2$ подводится к затопленной барботажной коробке под дырчатый лист в количестве $20 \div 30 \text{ кг}$ на тонну деаэрируемой воды.

Вода медленно движется в сторону сливного патрубка (12), вскипает в подъемной шахте между листами перегородки (13) и через лист (15) переливается на слив. Это вторая ступень деаэрации.

Пар, прошедший через барботажное устройство, попадает в паровое пространство, где движется над поверхностью воды в сторону деаэрационной колонки, чем обеспечивается вентиляция парового объема бака.

Деаэраторы производительностью 50 т/час и более могут иметь еще один подвод пара давлением $1,2-1,3 \text{ кгс/см}^2$ в паровое пространство бака-аккумулятора. Подвод этого пара преследует две цели: использование сбросного низкопотенциального пара (от паровых насосов, расширителей непрерывной продувки котлов, сгонная вода экономайзеров и пр.) и осуществление вентиляции парового объема деаэратора.

Пар с агрессивными газами проходит через охладитель выпара. Это теплообменник, где через пучок труб движется химочищенная вода на деаэратор и частично подогревается. Таким образом, тепло выпара утилизируется, а конденсат, ввиду его высокой агрессивности не используется.

Абсолютное давление пара в паровом пространстве поддерживается в пределах $1,1 - 1,2 \text{ кгс/см}^2$, что позволяет воде кипеть при температуре $103-105^\circ\text{C}$.

Расход выпара на тонну обрабатываемой воды составляет: $1,5-2,0 \text{ кг}$, что обеспечивает полное удаление газов.

Для обеспечения глубокой деаэрации воды количество греющего барботажного пара, подаваемого в деаэратор, должно соответствовать непрерывному поддержанию деаэрированной воды в состоянии кипения. Недостаточное количество его вызывает падение давления и ухудшение эффекта деаэрации.

Надежная эксплуатация термического деаэратора возможна лишь при автоматическом поддержании в нем постоянного давления. Благодаря этому обеспечивается, независимо от его тепловой и гидравлической нагрузки, постоянство температурного режима деаэрации, необходимое для наиболее полного удаления газов из питательной воды.

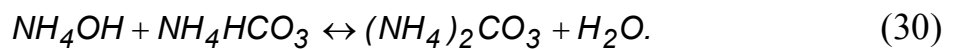
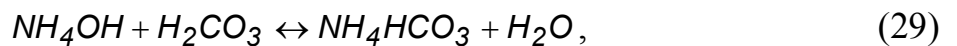
Все регистрирующие приборы по деаэратору: давления, температуры, уровня, производительности должны быть установлены на щите машиниста. Указанные приборы могут быть и местными.

Для исключения разрыва корпуса деаэратора, при повышении давления выше допустимого, или при образовании вакуума в нем, деаэратор снабжен гидрозатвором (см. схему поз. 24-31).

15.4. Химические методы удаления кислорода и углекислоты.

Наиболее эффективным методом борьбы с коррозией элементов пароводяного тракта ТЭС, вызываемой повышенной концентрацией свободной углекислоты, является связывание щелочью остаточного содержания CO_2 в дегазированной питательной воде, а также угольной кислоты, образующейся при подогреве питательной воды (в регенеративных подогревателях и экономайзерах) в результате распада бикарбоната натрия.

Для поддержания оптимального значения pH питательной воды обычно в нее дозируется водный раствор аммиака (NH_4OH). Аммиак вступает во взаимодействие со свободной углекислотой по следующим реакциям



Ввод аммиака целесообразно производить в химически очищенную и обессоленную воду непосредственно на водоподготовительных установках, так как это позволяет одновременно защищать от углекислотной коррозии и тракт очищенной или обессоленной воды. Вследствие летучих свойств аммиака независимо от места ввода его в систему сравнительно быстро наступает распределение его по всему пароводяному тракту.

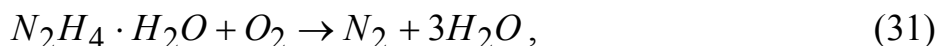
Присутствие аммиака в конденсате и в питательной воде по разному отражается на их коррозионной агрессивности по отношению к углеродистым сталям и медным сплавам. Аммиак, повышая pH воды, парализует отрицательное воздействие свободной углекислоты на углеродистую сталь, подавляет коррозионные процессы и предотвращает обогащение питательной воды продуктами коррозии стали. Агрессивность коррозионного воздействия аммиака на медные сплавы зависит от содержания кислорода в питательной воде и в конденсирующемся паре. При обеспечении допустимого содержания кислорода по водно-конденсатному тракту можно, дозируя аммиак, поддерживать pH питательной воды на уровне ПТЭ $9,1 \pm 0,1$, чтобы уменьшить обогащение ее окислами железа. При содержании кислорода в конденсате по тракту ТЭС более 20 мкг/кг резко возрастает коррозия медных сплавов и поддержание постоянного режима амминирования питательной воды следует проводить из расчета отсутствия свободного аммиака по водно-конденсатному тракту, что достижимо при дозировке аммиака в питательную воду не выше 500 мкг/кг NH_3 ($pH=8,8 \div 9,0$).

Для нейтрализации свободной углекислоты и повышения pH питательной воды в пароводяной тракт электростанций нередко вводятся органические амины (циклогексиламин $C_6H_{11}NH_2$, морфолин C_4H_9NO и пиперидин $C_5H_{11}N$). Обладая щелочными свойствами и летучестью, эти высокотемпературные ингибиторы коррозии создают защитные окисные пленки на поверхности оборудования и трубопроводов тракта питательной воды, изготовленных из углеродистой стали и медных сплавов. При дозе 2-3 мг/кг нейтрализующие амины способствуют повышению pH питательной воды до 8,5-9,0. Так как эти амины менее летучи, чем аммиак, потери их в пароводяном цикле ТЭС значительно меньше, чем аммиака. В отличие от аммиака они ни при каких условиях не могут вызвать коррозию мед-

ных и латунных труб подогревателей и конденсаторов. Однако амины дороги и поэтому получили на отечественных ТЭС ограниченное применение.

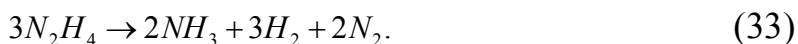
В целях ликвидации проскоков кислорода в термически деаэрированную питательную воду парогенераторов в.д., с.в.д. и с.к.д. применяется обработка ее гидразин-гидратом $N_2H_4 \cdot H_2O$ либо гидразин-сульфатом $N_2H_4 \cdot H_2SO_4$, обладающими сильными восстановительными свойствами.

Реакция между гидразин-гидратом и кислородом протекает по уравнению

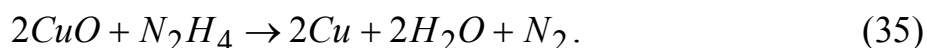
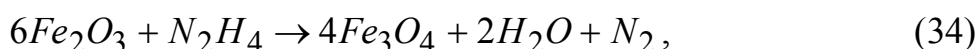


причем конечными ее продуктами являются вода и азот.

Основными факторами, определяющими скорость этой реакции, являются избыток гидразина, начальная концентрация кислорода, температура, значение pH среды, присутствие и концентрация катализаторов. Реакция практически не протекает в кислой среде и катионированном конденсате при температуре 25°C . Присутствие меди резко увеличивает скорость процесса. В условиях парогенераторов, т.е. при температуре $200-300^\circ\text{C}$, величине $pH=9\div 10$; в присутствии различных катализаторов, в том числе и меди, процесс взаимодействия гидразин-гидрата с кислородом протекает практически мгновенно. Избыток гидразина в питательной воде целесообразно поддерживать на уровне 20-3- мкг/кг. При этом создаются более благоприятные условия для отложения меди в парогенераторе, откуда ее проще удалить, чем из проточной части турбины. В парогенераторе избыток гидразина разлагается (при температуре $250-300^\circ\text{C}$) с образованием аммиака, уходящего с паром и повышающего pH конденсата, а также водорода, т.е. солесодержание обработанной воды не повышается



Гидразин в пароводяном тракте электростанции способен вступать во взаимодействие с окислами железа и меди



Восстановление окислов металлов обуславливает в начальной стадии обработки питательной воды гидразином увеличение его расхода, который нормализуется после завершения восстановительных процессов в пароводяном тракте электростанции. Поэтому до введения гидразинной обработки воды внутренние поверхности котлов, коллекторов, экономайзеров, баков-аккумуляторов, деаэраторов и других емкостей должны быть очищены механическим или химическим способом от скопления окислов железа и меди.

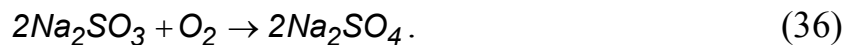
Обычно практикуется ввод растворов аммиака, аминов и гидразина в напорный коллектор конденсатных насосов с целью защиты всего тракта питательной воды от коррозии. В целях предотвращения аммиачно-кислородной коррозии

латунных труб регенеративных подогревателей гидразин-гидрат дополнительно вводится в перепускной паропровод между цилиндрами турбины (в области температур 150-300°C). При таком способе подачи гидразина в цикл, последний попадает не только в конденсат, образующийся в конденсаторе, но и в конденсат греющего пара п.н.д.

Раствор гидразин-гидрата вводится непрерывно в баки-аккумуляторы деаэраторов или в питательную магистраль непосредственно за баками-аккумуляторами.

В целях предотвращения коррозии тракта питательной воды вплоть до деаэратора на ряде тепловых электростанций успешно применяется химическое обескислороживание обессоленной воды и конденсатов, осуществляемое с помощью сильноосновных анионитов в SO_3^{2-} -форме. Для этого сильноосновной анионит регенерируется 2-4% раствором Na_2SO_3 (сульфат натрия), вследствие чего функциональные группы переводятся в SO_3^{2-} -форму. Этот ионитовый способ химического обескислороживания является эффективным и достаточно экономичным.

Вместо гидразина для обескислороживания питательной воды паровых котлов низкого и среднего давления, испарителей и паропреобразователей и для борьбы с нитритной коррозией может применяться сульфит натрия Na_2SO_3 . Он может применяться и для обескислороживания подпиточной воды сетей теплоснабжения и горячего водоснабжения. Реакция происходит следующим образом



Для постоянного удаления из питательной или подпиточной воды больших количеств кислорода применять сульфат не рекомендуется. Предельное давление в котле, при котором допускается применение сульфита 4,5-5,5 Мпа.

15.5. Удаление свободной углекислоты в декарбонизаторах.

Для удаления свободной углекислоты из обрабатываемой воды на водоподготовительных установках отечественных электростанций применяются пленочные декарбонизаторы с деревянной хордовой насадкой или с насадкой из колец Рашига. Декарбонизаторы работают на принципах десорбции в условиях противотока воды и воздуха, подаваемого снизу специальным вентилятором.

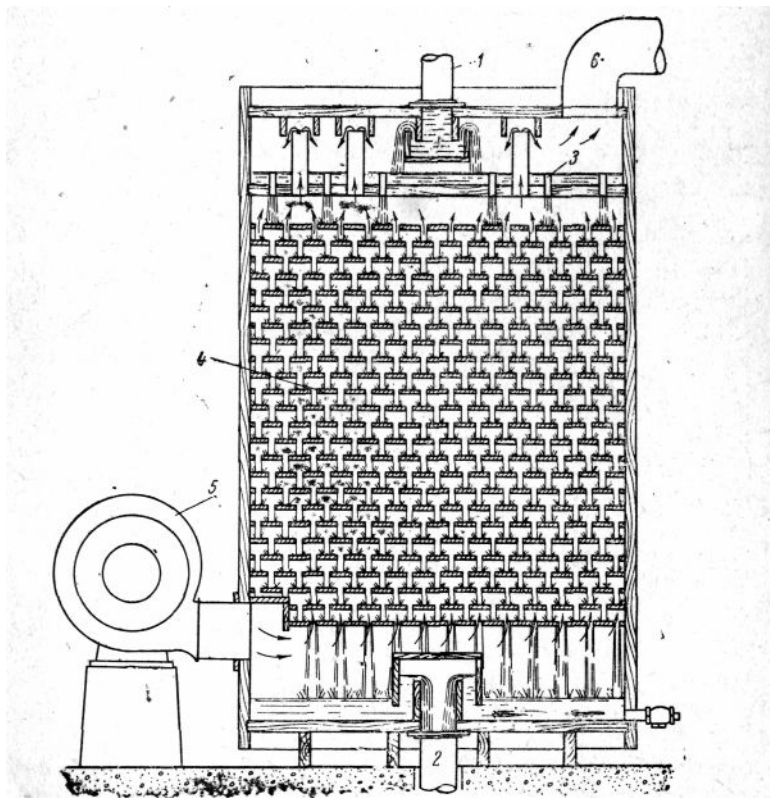


Рис. 13. Декарбонизатор пленочного типа с деревянной насадкой.

1 - подвод воды; 2 - выход воды; 3 - распределительные сопла; 4 - деревянная насадка;
5 - вентилятор; 6 - выход воздуха.

Декарбонизатор с деревянной хордовой насадкой представляет собой деревянную башню, которая заполняется на некоторую высоту щитами, состоящими из досок, уложенных плашмя в шахматном порядке с зазорами между ними. Декарбонизируемая вода входит сверху через центральный патрубок 1 и равномерно распределяется специальным распределительным щитом на поверхности насадки. Далее вода тонкой пленкой стекает по доскам щитов, омывая их. Через нижний боковой патрубок вентилятором 5 подается воздух, который поднимается вверх навстречу воде. Так как в обрабатываемой воде парциальное давление углекислоты значительно больше, чем в воздухе, то при их соприкосновении углекислота переходит из воды в воздух и вместе с ним проходит через патрубки распределительного щита и через большой патрубок 6 отводится в атмосферу. Вода, прошедшая декарбонизатор, через водяной затвор сливается в бак декарбонизированной воды, который часто располагается прямо под днищем декарбонизатора. Остаточное содержание свободной углекислоты после декарбонизации должно быть не более 3-7 мг/кг.

К недостаткам декарбонизатора с деревянной хордовой насадкой относятся: а) сравнительно малая удельная поверхность (поверхность единицы объема) деревянной насадки, требующая увеличенной высоты декарбонизатора; б) недолговечность деревянного корпуса и насадки декарбонизатора, подверженных делигнификации и гниению; в) трудность герметизации корпуса декарбонизаторов. Этих недостатков лишен декарбонизатор, заполненный керамическими кольцами Рашига (25x25x3 мм), корпус которого выполнен из металла. Обрабатываемая во-

да подается в верхнюю его часть и стекает через загрузку из колец Рашига; на встречу ей вентилятором подается воздух.

Для защиты декарбонизаторов от коррозии и предотвращения загрязнения воды продуктами коррозии металла внутренняя поверхность аппарата покрывается перхлорвиниловым лаком, эпоксидной смолой, резиной или другими противокоррозионными веществами. На верхней крышке аппарата установлен брызгоуловитель для предотвращения чрезмерного уноса влаги воздухом и обледенения воздухопровода за пределами здания. Для предотвращения утечек воздуха сливной штуцер внизу декарбонизатора снабжен гидравлическим затвором. При использовании в качестве насадки колец Рашига удастся уменьшить площадь и высоту декарбонизатора с одновременным уменьшением эксплуатационных расходов и получением более глубокого эффекта декарбонизации.

16. Предочистка воды

16.1. Основные положения.

Обработка поверхностных природных вод для восполнения потерь пара и конденсата на ТЭС и АЭС начинается с очистки их от грубодисперсных и коллоидных соединений, которые могут явиться причиной образования вторичной накипи на поверхностях нагрева, ухудшения качества пара и загрязнения ионитных материалов.

Удаление из воды грубодисперсных примесей достигается осветлением ее путем отстаивания и фильтрования. Осветление воды отстаиванием осуществляется в осветлителях. Осветление воды путем фильтрования заключается в пропускании ее через осветлительные фильтры, загруженные зернистым фильтрующим материалом, задерживающим грубодисперсные примеси воды.

Для полного осветления воды, содержащей коллоидно-дисперсные вещества, необходимо их укрупнение, которое достигается их коагулированием. Коагуляция является физико-химическим процессом слипания коллоидных частиц, выпадающих в осадок и удаляемых из воды осаждением их в осветлителях или фильтрованием в осветлительных фильтрах.

Обычно применяется двухступенчатое осветление воды:

1) коагулирование и задержание взвеси в осветлителе со снижением ее содержания до 8-12 мг/кг;

2) последующее глубокое осветление фильтрованием коагулированной воды, содержащей тонко-дисперсную взвесь, не успевшую осесть в осветлителях.

В результате процессов коагулирования и осветления увеличивается прозрачность воды, снижается ее окисляемость и происходит ее обесцвечивание. При правильно налаженных режимах коагуляции воды удаляется примерно 60-80 % органических веществ. Методы предочистки в зависимости от качества исходной воды приведены в [9].

16.2. Коагуляция воды.

Процесс коагуляции происходит в результате нарушения агрегативной устойчивости коллоидной системы, которая обусловлена тем, что в данном коллоидном растворе все коллоидные частицы имеют электрический заряд одинаковый по знаку. Поскольку между частицами с одинаковым знаком заряда действуют силы электростатического отталкивания, взаимного соединения таких частиц не происходит.

Возникновение заряда коллоидных частиц обуславливается либо адсорбцией ими из раствора ионов одного какого-либо знака заряда, либо отдачей ими в раствор ионов также одного какого-либо знака. Адсорбированные ионы равномерно распределяются по поверхности частицы, образуя адсорбционный слой. Так как у частицы появляется заряд, то вокруг нее концентрируются ионы с зарядами противоположного знака (противоионы), они сохраняют способность к диффузии в окружающую жидкость, образуя диффузионный слой, в котором концентрация противоионов уменьшается по мере удаления от частиц.

При броуновском движении вместе с коллоидной частицей движется двойной электрический слой, состоящий из ионов адсорбционного слоя и части противоионов диффузного слоя. Противоионы, расположенные вокруг двойного электрического слоя, отрываются от движущейся частицы, благодаря чему она приобретает некоторый заряд по отношению к остальному объему окружающей ее жидкости. Потенциал движущейся коллоидной частицы относительно окружающего ее объема жидкой фазы получил название электрокинетического или ζ (дзета)-потенциала, который и характеризует агрегативную устойчивость коллоидной системы. Чтобы ее нарушить необходимо понизить ζ -потенциал.

Снижение величин зарядов частиц может быть достигнуто увеличением концентрации противоионов в растворе путем добавление к нему соответствующих электролитов, так как при этом происходит уменьшение диффузного слоя. Опытным путем установлено, что когда ζ -потенциал снижается до 0,03 В начинается процесс коагуляции, скорость которого возрастает пропорционально снижению ζ -потенциала. В водоподготовке электролитная коагуляция мало удобна, а применяется процесс коагуляции, основанный на принципе взаимной коагуляции коллоидов.

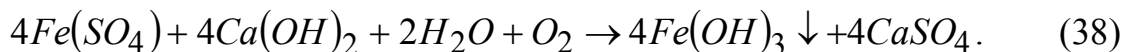
Так как коллоидно-дисперсные примеси природных вод характеризуются отрицательным знаком ζ -потенциала, для их коагуляции применяют коллоидные растворы, имеющие положительный ζ -потенциала. В качестве таких коагулянтов наибольшее распространение на ВПУ получили сернокислые соли алюминия $Al_2(SO_4)_3$ и железа $FeSO_4$. Причем в положительно заряженный раствор их вводят не в готовом виде, а получают непосредственно в обрабатываемой воде.

При добавлении к воде сернокислого алюминия происходит его гидролиз с образованием труднорастворимых гидроксидов, которые способствуют слипанию коллоидных частиц и появлению в объеме воды хлопьевидной взвеси. Присутствие в исходной воде бикарбонатов приводит к реакции, которую в общем виде можно выразить уравнением



Если в исходной воде бикарбонатов недостаточно, проводится подщелачивание обрабатываемой воды $NaOH$ или $Ca(OH)_2$.

Проведение процесса коагуляции сернокислым алюминием эффективно при значениях pH среды 5,5-7,5. Сернокислое железо применяется при коагуляции, совмещенной с известкованием ($pH > 9,5$)



На размер хлопьев влияют различные факторы. Один из основных факторов – характер перемешивания раствора в процессе коагуляции. Энергичное перемешивание быстро создает одинаковую концентрацию реагента в растворе и увеличивает число столкновений отдельных коллоидных частиц, но образующаяся макрофаза имеет непрочную структуру и может механически разрушаться. Кроме этого на процесс образования хлопьев влияют температура, значение pH , солевой состав. Так, процесс хлопьеобразования ускоряется при повышении температуры и концентрации сульфатов.

Если применением одного коагулянта невозможно достичь желаемых результатов, используют флокулянты, которые ускоряют образование крупных хлопьев, например полиакриламид (ПАА).

Выбор вида и дозы коагулянта, а также дозы щелочного реагента и оптимальной величины pH производится на основе результатов пробной коагуляции воды различными реагентами, проводимой в лабораторных условиях в характерные для источника воды периоды года.

16.3. Коагуляция воды в осветлителе.

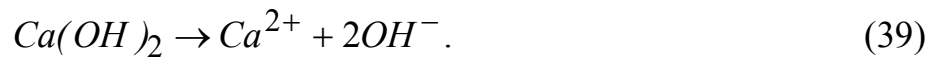
На рис. 14 приведена принципиальная схема коагуляционной установки с осветлителем. Исходная вода после подогрева ее до температуры 25-30 °С поступает в осветлитель вместе с раствором коагулянта. Кроме того в осветлитель вводится раствор кислоты или щелочи для поддержания оптимального значения pH . В осветлителе осуществляется первая стадия осветления воды. Вторая стадия осветления реализуется с помощью осветлительных фильтров. Включение баков большого объема предусматривается из-за чувствительности осветлителей к колебаниям расхода воды. Вода, подаваемая в осветлители должна иметь постоянную температуру, т.к. отклонение ее более чем на 1 °С в час сопровождается возникновением конвективных токов в осветлителе, что приводит к ухудшению эффекта очистки воды.

В современных осветлителях процесс осветления происходит в слое взвешенного осадка [11]. Вся масса частиц твердой фазы в этом слое находится в состоянии динамического равновесия. Обрабатываемая вода движется в направлении снизу вверх и, проходя через слой взвешенного осадка, мелкодисперсные частицы твердой фазы, образующиеся в результате коагуляции и осаждения, налипают на крупные частицы осадка, находящиеся во взвешенном слое.

Для более полного удаления органических веществ из коагулированной воды ее, после осветленных фильтров, пропускают через сорбционные фильтры, загруженные активированным углем.

16.4 Известкование.

Метод известкования используется для снижения щелочности и умягчения воды. Гашеная известь вводится в заранее подогретую обрабатываемую воду. Растворяясь, известь обогащает воду ионами



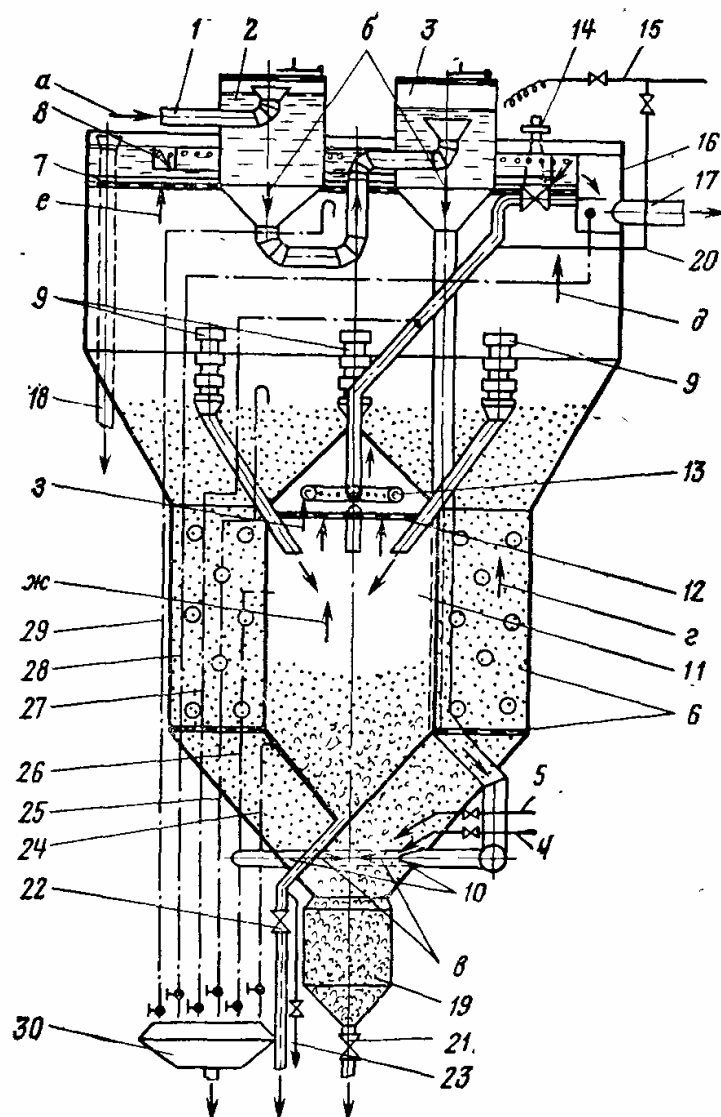
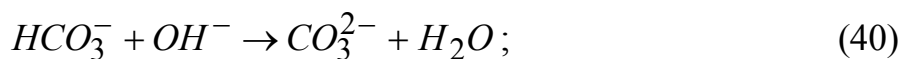


Рис. 14. Осветлитель типа ЦНИИ МПС-1А
для известкования конструкции Е. Ф. Кургаева:

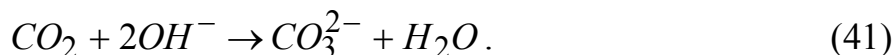
- 1.- подвод сырой воды; 2, 3 - воздухоотделители для воды; 4 - ввод известкового молока;
5 - ввод коагулянта; 6 - дырчатые смесительные перегородки; 7 - верхняя дроссельная решетка;
8 - сборный желоб; 9 - шламособорные трубы с окнами; 10 - сопла на вводе воды;
11 - шламоуплотнитель; 12 - дроссельная решетка шламоуплотнителя; 13 - сборный коллектор;
14 - регулирующая задвижка на отводе осветленной воды из шламоуплотнителя;
15 - подвод воды для промывки верхней дроссельной решетки; 16 - приемный карман;
17 - отвод осветленной воды; 18 - переливная труба; 19 - грязевик для тяжелого шлама;
20 - подача воды для промывки коллектора 13; 21 и 22 - задвижки на линиях периодической
продувки грязевика и шламоуплотнителя; 23 - непрерывная продувка шламоуплотнителя;
24 - 29 - пробоотборные трубки; 30 - воронка для сливаемых проб;
а - з - оптимальные расчетные скорости, мм/с (числитель - при коагуляции, знаменатель - при
известковании или коагуляции-известковании соответственно: 500 - 1000; 30 - 50; 800 -
1000/1200-1500; 1 - 1 2/1,5 - 2,0; 0,9 - 1,0/1,1 - 1,2; 300; 0,70 - 0,8/0,9 - 1,0; 100 - 300;
при производительности 30, 85, 160, 320, 550 м³/ч; диаметр, м, и высота, м, соответственно
3, 37 и 8,16; 4,9 и 12,5; 6,7 и 13,12; 9,2 и 14,38; 12,2 и 16,11.

Обогащение воды ионами OH^- приводит:

а) к переводу бикарбонатных ионов в карбонатные



б) к связыванию растворенной в воде свободной углекислоты с образованием карбонатных ионов



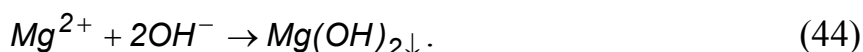
Повышение концентрации ионов CO_3^{2-} и наличие в ней ионов Ca^{2+} приводит к превышению произведения растворимости $CaCO_3$

$$C_{Ca^{2+}} \cdot C_{CO_3^{2-}} = PP_{CaCO_3} \quad (42)$$

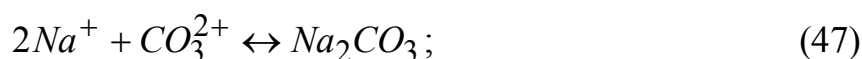
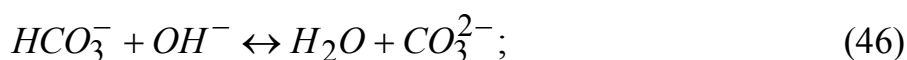
и выделению в осадок почти нерастворимого в воде карбоната кальция



При дозировке извести в количестве большем, чем это необходимо для осаждения ионов кальция и связывания свободной углекислоты, в воде появляется избыточная концентрация ионов OH^- , в результате достигается произведение растворимости и для гидроксидов магния и выпадения последней в осадок:



С целью углубления процесса снижения щелочности и процесса удаления из воды грубодисперсных и коллоидных примесей одновременно с известкованием применяется коагуляция этих примесей сернокислым железом. Щелочность обрабатываемой воды снижается при этом до 0,5-0,75 мг-экв/кг. Одновременно со снижением щелочности происходит уменьшение сухого остатка и жесткости обработанной воды. При известковании вод, у которых $Щ_0 > Ж_0$ разность $Щ_0 - Ж_0$ равна концентрации бикарбоната натрия, последний реагируя с анионами CO_3^{2-} и OH^- , переходит в кальцинированную соду или едкий натр



Следовательно, известкованием нельзя в необходимых размерах снизить избыточную щелочность подобной исходной воды.

При обработке вод с большой некарбонатной жесткостью в отдельных случаях целесообразно применять метод осаждения не только для снижения щелочности, но и для более глубокого умягчения воды, чем только при одном известковании. Это может быть достигнуто дополнительным введением соды. При дозировании Na_2CO_3 в воде возрастает концентрация карбонатных ионов, что позволяет снизить не только карбонатную жесткость, но и некарбонатную; при этом сода дозируется без избытка. При температуре около 40 °С остаточная жесткость умягченной воды составляет 2-3 мг-экв/кг; окончательное умягчение воды производится методами катионного обмена.

16.5 Коагуляция и осветление воды фильтрованием.

Для глубокого удаления из воды грубодисперсных частиц, хлопьев коагулянта и скоагулированных коллоидных частиц применяется фильтрование, в результате которого происходит осветление воды. При отсутствии предварительной коагуляции в осветлителях вода, содержащая грубодисперсную взвесь, образует фильтрующую пленку на поверхности фильтрующего слоя. Если же предварительная коагуляция в осветлителе применяется, то на фильтры поступает вода, содержащая мельчайшие взвешенные частицы, и фильтрование идет не на поверхности, а в толще фильтрующего слоя.

Процесс фильтрования имеет физико-химическую природу, а эффект осветления воды при фильтровании объясняется прилипанием взвешенных частиц к зернам фильтрующего слоя и ранее прилипшим частицам под действием молекулярных сил притяжения и электрических сил. По своей физической сущности этот процесс является коагуляционным. Явление прилипания мельчайших частиц, содержащихся в воде, к поверхности зерен фильтрующего слоя получило название контактной коагуляции.

Интенсивность работы осветлительных фильтров характеризуется скоростью фильтрования, равной часовой производительности одного м² сечения фильтра

$$W = Q / F, \text{ м/ч}, \quad (49)$$

где Q - часовое количество фильтрующей воды, м³/ч;

F - площадь фильтрования, м².

Фильтрование воды происходит за счет разности давлений над h' и под h'' фильтрующим слоем: $\Delta h = h' - h''$. Величина Δh называется перепадом давлений или потерей напора в фильтре. Потери напора тем больше, чем больше скорость фильтрования, высота фильтрующего слоя и степень засорения последнего, и чем меньше размеры зерен фильтрующего материала и температура воды.

По мере увеличения сопротивления фильтра уменьшается скорость фильтрования и производительность фильтра. Поэтому для обеспечения необходимой

производительности приходится увеличивать перепад давлений в фильтре. При достижении максимально допустимого загрязнения (потери напора), фильтр выключается из работы на взрыхляющую промывку, которая состоит в пропуске через него осветленной воды снизу вверх. Период работы фильтра от начала одной промывки до начала следующей называется фильтроциклом. Величина фильтроцикла зависит от удельной грязеемкости фильтра, его основных размеров, концентрации взвешенных веществ в фильтруемой воде и часовой производительности фильтра.

Осветлительные фильтры применяемые на ВПУ, классифицируются по следующим признакам:

- 1) по типу - вертикальные и горизонтальные;
- 2) по давлению – на самотечные и напорные;
- 3) по количеству последовательных слоев – однослойные и двухслойные;
- 4) по числу камер – однокамерные, двухкамерные, трехкамерные и батарейные;
- 5) по способу фильтрования на однопоточные и двухпоточные.

Наиболее широкое применение на электрических станциях, получили вертикальные напорные однопоточные фильтры, схема которого представлена на рис. 15.

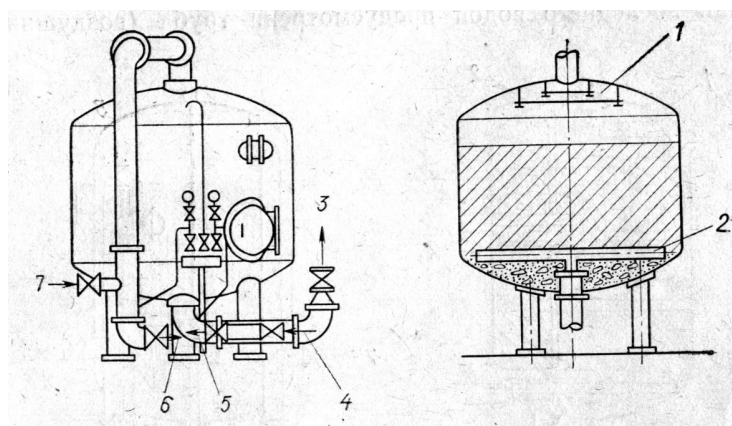


Рис. 15. Вертикальный однопоточный, осветлительный фильтр:

- 1 – верхнее распределительное устройство; 2 – нижнее распределительное устройство;
 3 – фильтрат; 4 – сжатый воздух, промывочная вода; 5 – спуск первых порций фильтрата;
 6 – спуск промывочной воды; 7 – обрабатываемая вода

Материал, загружаемый в осветлительные фильтры, должен обладать высокой механической прочностью, хорошей химической стойкостью, а также иметь определенный фракционный состав, обеспечивающий правильный гидравлический режим работы осветлительных фильтров. Наиболее широкое применение на ВПУ нашли кварцевый песок и антрацит. Кварцевый песок обычно применяется для подготовки добавочной воды котлов низкого и среднего давления, так как возможно загрязнения фильтрата кремниевой кислотой, что недопустимо для котлов ВД и СВД. Поэтому на ВПУ электростанций с котлами 11 МПа и выше в качестве фильтрующего материала применяется дробленый антрацит.

Работа осветлительных фильтров состоит из двух этапов: полезной работы фильтра по осветлению воды и взрыхляющей промывки. Эксплуатация фильтра в межпромывочный период состоит в наблюдении за прозрачностью фильтрата, производительностью фильтра и изменением его гидравлического сопротивления.

Промывка фильтра заключается в пропуске через него осветленной воды снизу вверх. Поток промывочной воды, поднимаясь, разрыхляет и взвешивает весь фильтрующий слой, что дает возможность зернам двигаться и при столкновении счищать прилипшие к ним частицы шлама и слизи. Величина интенсивности промывки зависит от рода материала, размера его зерен, температуры воды и обычно составляет 15-18 л/(м²·с) для кварцевого песка и 10-12 л/(м²·с) для дробленого антрацита. Продолжительность промывки составляет 6 - 10 мин.

Скорость фильтрования воды при предварительной обработке ее в осветлителе - 10 м/ч, а без предварительной обработки - 5 м/ч.

16.6. Глубокая очистка конденсатов от мелкодисперсных продуктов коррозии конструкционных материалов на ТЭС и АЭС.

Насыпные фильтры применяют для очистки воды на ВПУ. Для очистки же конденсатов используют намывные и электромагнитные фильтры, которые позволяют более глубоко очищать воду от мелкодисперсных взвесей.

В качестве фильтрующего материала в намывных фильтрах используется целлюлоза, обработанная разбавленной соляной кислотой.

Намывные целлюлозные фильтры (рис. 16) применяют для очистки производственных конденсатов и конденсата турбины от продуктов коррозии теплоэнергетического оборудования. Такой фильтр состоит из цилиндрического корпуса с эллиптическими днищами и трубной доски, зажатой между фланцами. В нижней части фильтра под трубной доской расположено дренажно-распределительное устройство, служащее для подачи в фильтр целлюлозной пульпы и обрабатываемого конденсата. В трубную доску вставлены фильтрующие патроны.

Отвод очищенного конденсата из фильтра производится с помощью верхнего распределительного устройства.

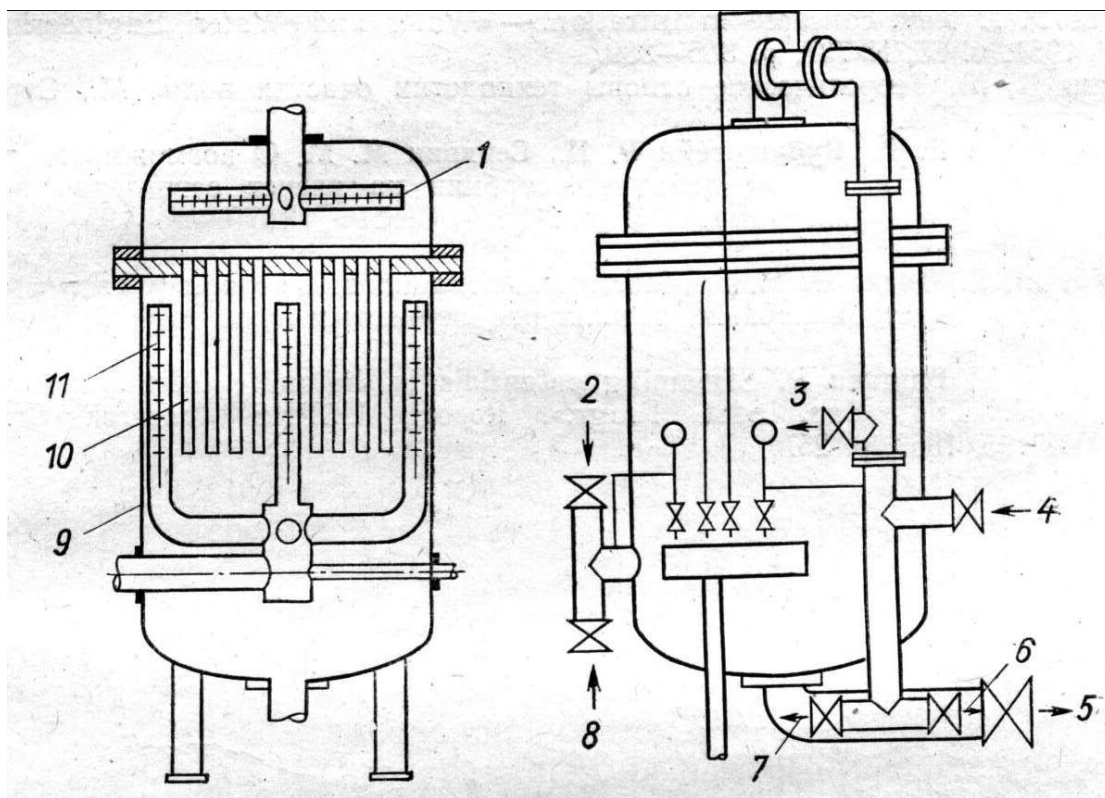


Рис. 16. Намывной целлюлозный фильтр:

- 1 – верхнее распределительное устройство; 2 – целлюлозная пульпа; 3 – циркуляция пульпы;
 4 – промывочная вода; 5 – дренаж; 6 – фильтрат; 7 – первая порция фильтрата;
 8 – обрабатываемая вода; 9 – корпус фильтра; 10 – фильтрующие патроны;
 11 – нижнее распределительное устройство

Фильтрующий патрон представляет собой каркас, на который навита спираль из проволоки, она и образует фильтрующую поверхность патрона. Цикл работы намывного целлюлозного фильтра включает следующие операции:

- 1) приготовление целлюлозной пульпы и ее намыв на патроны;
- 2) фильтрация конденсата;
- 3) удаление отработанной целлюлозы с помощью промывочной воды и сжатого воздуха.

Намыв целлюлозы производится по замкнутому контуру: гидромешалка - насос - фильтр - гидромешалка. Правильно и равномерно намытый целлюлозный фильтр обеспечивает практически полное удаление окислов железа и меди, находящихся во взвешенной форме.

Для удаления из конденсата продуктов коррозии могут также быть использованы электромагнитные фильтры, установленные перед катионитными фильтрами. Магнитные фильтры улавливают намагничивающиеся в них грубодисперсные частицы железно окисной взвеси.

17. Обработка природных вод и конденсатов методом ионного обмена

17.1 Основные положения.

Обработка воды методом ионного обмена основана на способности некоторых в воде веществ, называемых ионообменными материалами, или ионитами, изменять в желаемом направлении ионный состав воды. Для этого обрабатываемая вода пропускается через фильтры, загруженные ионитами, где обменивается часть ионов растворенных в ней электролитов на эквивалентное количество ионов ионита, в результате чего изменяется ионный состав как фильтруемой воды, так и самого ионита. Если происходит обмен катионов, то такой процесс называется катионированием, если анионов – анионированием.

Обработка воды методом ионного обмена принципиально отличается от обработки воды методами осаждения тем, что удаляемые из нее примеси не образуют осадка, и тем, что такая обработка не требует непрерывного дозирования реагентов.

Продолжительность рабочего цикла ионитных фильтров определяется обменной емкостью ионита, т.е. способностью его к ионному обмену.

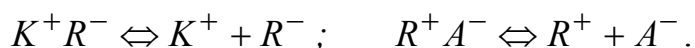
После использования до заданного предела обменной емкости ионита необходимо восстановление ее путем удаления из ионита задержанных ионов и введения взамен их ионов, которые он отдавал воде в период рабочего цикла. Таким образом, восстановление истощенного ионита или его регенерация, является процессом ионного обмена, проводимого в обратном порядке.

В качестве ионитов в водоподготовительных установках используется сульфуголь и синтетические смолы, являющиеся высокомолекулярными веществами. Иониты характеризуются следующими специфическими свойствами: набухаемостью, нерастворимостью в воде и способностью к реакциям ионного обмена.

Отношение объемов одной и той же массы ионита в набухом и воздушно-сухом состояниях называется коэффициентом набухания, который равен отношению насыпной плотности воздушно-сухого ионита к насыпной плотности набухшего ионита

$$k = \frac{\rho_c}{\rho_n}. \quad (50)$$

Способность ионита к ионному обмену объясняется их специфической структурой, состоящей из твердой нерастворимой в воде молекулярной сетки, к отдельным местам которой по поверхности и внутри ее массы, присоединены химически активные функциональные группы атомов ионита. Если способные к обмену ионы имеют положительные заряды, то ионит называется катионитом, если отрицательно заряженные – анионитом. Схематически диссоциацию ионов в воде можно представить в следующем виде:



Полная обменная емкость ионита характеризуется количеством ионов, которое может быть поглощено ионитом при полной замене всех обменных ионов. Рабочая обменная емкость характеризуется количеством ионов, поглощенных ионитом, при пропускании раствора солей или кислот определенной концентрации через фильтр, загруженный испытуемым ионитом, до начала «проскока» в фильтрат поглощаемых ионов. Обменная емкость выражается в грамм-эквивалентах ионов, поглощенных 1 м³ набухшего ионита (г-экв/м³).

17.2 Характеристика ионитовых материалов.

17.2.1. Катиониты.

Катиониты содержат следующие функциональные химически активные группы, водород которых способен замещаться другими катионами: сульфогруппу SO_3H , одновалентную карбоксильную группу $COOH$ и одновалентную фенольную группу OH . Из них группа SO_3H , обладает сильнокислотными, остальные – слабокислотными свойствами. Таким образом катиониты делятся на сильнокислотные и слабокислотные. Первые способны к обмену катионов в любых средах, вторые – только в щелочной среде.

В зависимости от того, какой катион в данном катионите является обменным, различают Na - катионит, H - катионит и NH_4 - катионит. Показателями качества катионитов являются физические свойства, химическая и термическая стойкость, рабочая обменная емкость и др. Показателями физических свойств катионита является фракционный состав и механическая прочность, а также набухаемость катионита.

При прочих равных условиях мелкозернистый катионит имеет большую емкость. С другой стороны, чем мельче зерна, тем больше гидравлическое сопротивление и расход электроэнергии на фильтрование воды.

Учитывая все это, оптимальные размеры зерен катионита принимают в пределах 0,3-1,5 мм. Кроме того, катионит должен быть однородным [12].

Рабочая обменная емкость катионита зависит от вида улавливаемых из воды катионов, соотношения солевых компонентов в обрабатываемой воде, значения pH воды, высоты слоя катионита, скорости фильтрования, режима эксплуатации и удельного расхода регенерирующего реагента.

Из применяемых катионитов [12] наиболее широко используются сульфоголь и катионит марки КУ-2-8, являющийся синтетической смолой и обладающий высокой обменной емкостью и высокой химической стойкостью даже при температуре 120 °С.

17.2.2. Аниониты.

Аниониты содержат следующие химически активные функциональные группы: первичные ($-NH_2$), вторичные ($=NH$), третичные ($\equiv N$) аминогруппы и четвертичные аммониевые группы ($-N^+R_3$). Первые три группы обла-

дают слабоосновными свойствами, четвертая – сильноосновными. Соответственно анионы делятся на слабоосновные и сильноосновные. Первые способны к обмену анионов только в кислой среде, вторые – в любой.

В состав анионитов могут быть введены различные обменные анионы. В практике ВПУ таким обменным анионом является OH^- . Кроме того возможно использование анионов CO_3^{2-} и HCO_3^- (регенерация содой).

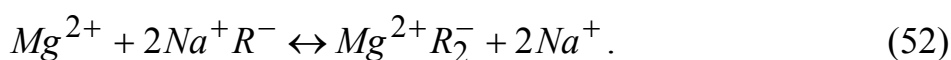
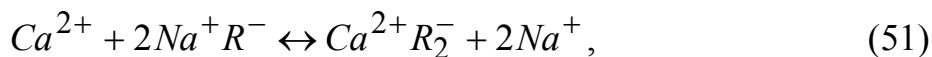
Качество анионитов определяется теми же показателями, что и катионитов. Из них основным показателем является рабочая обменная емкость, которая в отличие от катионитов, повышается со снижением pH .

Так как сильноосновные аниониты в схемах полного химического обессоливания предназначены для обескремнивания, их обменная способность характеризуется рабочей кремнеемкостью, выраженной количеством грамм-эквивалентов $HSiO_3^-$, которое может извлечь из воды 1 м^3 набухшего анионита. Она зависит от величины pH воды, концентрации кремниевой кислоты в воде, удельного расхода щелочи на регенерацию, скорости фильтрования, природы ионного обмена, температуры исходной воды.

Из известных анионитов [12] наибольшее распространение получили слабоосновный анионит АН-18 и сильноосновный АВ-17.

17.3. Na - катионирование.

При Na - катионировании жесткой воды происходит следующий катионный обмен



В результате этих реакций остаточная жесткость Na - катионированной воды снижается до 10 мкг-экв/кг и ниже, щелочность и анионный состав не изменяются, солесодержание ее несколько возрастает. Это объясняется тем, что два катиона Na^+ заменяют один катион Ca^{2+} или Mg^{2+} , т.е. 23 весовые части натрия заменяют 20 весовых частей кальция или 12,16 весовых частей магния.

Не все катионы извлекаются из растворов катионитами с одинаковой интенсивностью. Для катионитов справедливым является следующий ряд катионов: $Ca^{2+} > Mg^{2+} > K^+ > NH_4^+ > Na^+ > H^+$, в котором каждый предыдущий катион извлекается из воды более интенсивно, чем последующий. Отсюда следует, что при катионировании растворов, содержащих разноименные катионы, наблюдается неодновременность проскока в фильтрат катионов разной природы и способность одних катионов вытеснять другие, поглощенные ранее катионитом.

Основным недостатком Na - катионирования является превращение карбонатной жесткости воды в карбонат и бикарбонат натрия, обуславливаю-

щий высокую натриевую щелочность котловой воды. Процесс умягчения воды Na - катионированием изображен на рисунке 17.

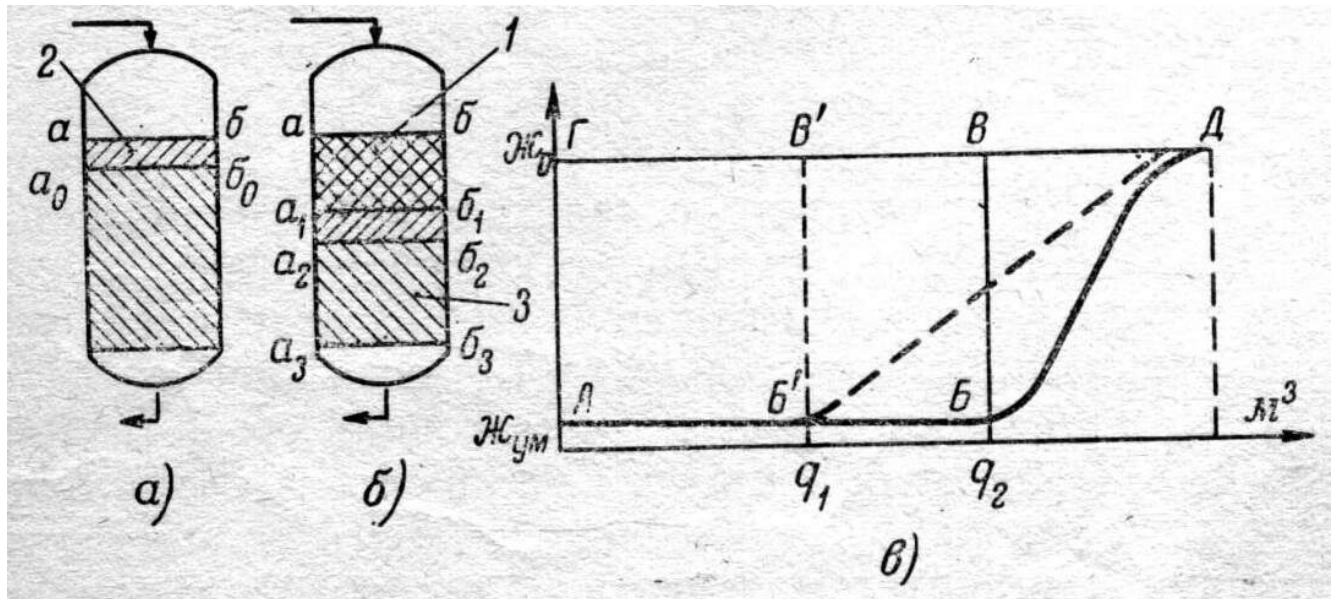


Рис. 17. График умягчения воды в катионитном фильтре:

1 – истощенный катионит; 2 – зона умягчения; 3 – свежий катионит

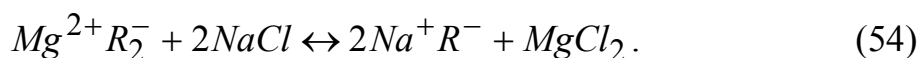
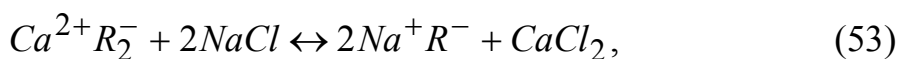
Линия ГД соответствует величине жесткости исходной воды. Кривая АБД показывает зависимость остаточной жесткости умягченной воды от количества ее пропущенного через фильтр. При фильтровании воды через катионит от плоскости ab до некоторой плоскости a_0b_0 происходит ее умягчение. По мере истощения верхние слои катионита перестают умягчать воду. Вместо них вступает в работу свежие слои катионита, и зона умягчения постепенно опускается.

В начале работы фильтра остаточная жесткость умягченной воды будет весьма малой и постоянной (линия АБ) до момента совмещения нижних границ зоны умягчения a_2b_2 и слоя катионита a_3b_3 . С момента совмещения этих плоскостей начинается проскок катионов Ca^{2+} и Mg^{2+} и увеличение остаточной жесткости фильтра (кривая БД) до жесткости исходной воды. (точка Д) при полном истощении катионита.

Площадь АБВГ эквивалентна рабочей обменной емкости. Площадь АБДГ – полной обменной емкости. Площадь БВД характеризует обменную емкость, оставшуюся не использованной. Она минимальна в том случае, когда ограничивающие зону умягчения плоскости a_1b_1 и a_2b_2 горизонтальны. В действительности зона умягчения ограничивается искривленными плоскостями, при которых проскок катионов Ca^{2+} и Mg^{2+} начинается преждевременно вследствие гидравлического перекоса. На кривой истощения катионита этому моменту соответствует точка Б'.

Процесс восстановления обменной емкости истощенного катионита называется его регенерацией. Регенерация истощенного Na - катионита проводится фильтрованием через его слои раствора поваренной соли ($NaCl$).

Вследствие большой концентрации катионов натрия в растворе происходит замена ими поглощенных ранее катионов кальция и магния



Поваренная соль применяется для регенерации из-за ее доступности, дешевизны, а также вследствие того, что получаемые в процессе регенерации хорошо растворимые $CaCl_2$ и $MgCl_2$ легко удаляются с регенерационным раствором и отмывочной водой.

При пропускании через фильтр раствора $NaCl$ в последнем возрастает концентрация вытесняемых их катионита катионов Ca^{2+} и Mg^{2+} , но снижается концентрация катионов Na^+ . Увеличение концентрации противоионов (в данном случае Ca^{2+} и Mg^{2+}) в регенерационном растворе подавляет диссоциацию истощенного катионита и ослабляет процесс ионного обмена. Возникающий при этом противоионный эффект тормозит реакцию регенерации. В результате чего, при регенерации сверху вниз, по мере движения регенерирующего раствора в нижние слои катионита регенерация последнего протекает менее полно и некоторое количество катионитов Ca^{2+} и Mg^{2+} остается невытесненным из нижних слоев катионита. Для устранения этого недостатка можно пропускать через катионит все новые порции раствора реагента. Но это вызовет увеличение расхода поваренной соли и повышение стоимости обработки воды. Поэтому ограничиваются однократным пропуском регенерационного раствора с количеством соли, превышающим в 3-3,5 раза стехиометрический расход, что обеспечивает относительно удовлетворительную регенерацию катионита.

При пропускании через такой отрегенированный фильтр сверху вниз умягчаемой воды, в верхних слоях катионита катионный обмен протекает достаточно полно. Однако по мере движения в нижние слои умягчаемая вода обогащается катионами Na^+ и в результате противоионного эффекта процесс умягчения воды тормозится, вследствие чего умягченная вода имеет некоторую остаточную жесткость.

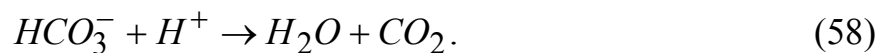
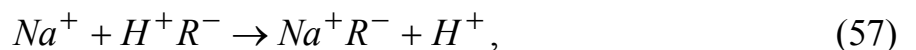
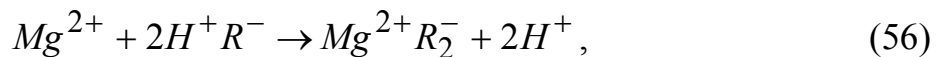
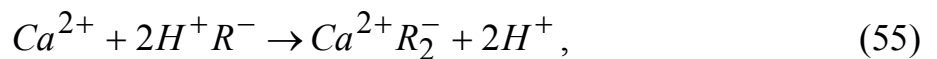
Следовательно, как полнота регенерации катионита снижается по направлению движения регенерационного раствора, так снижается и глубина умягчения воды, фильтруемой в том же направлении. Если же регенерационный раствор и умягчаемую воду пропускать в разных направлениях, то последняя перед выходом из фильтра соприкасается с наиболее хорошо отрегенированными слоями катионита, благодаря чему обеспечивается более глубокое умягчение воды. Такой метод позволяет значительно снизить расход реагентов на регенерацию катионита, приближаясь к стехиометрическим соотношениям обменивающихся катионов, не снижая при этом глубины умягчения воды.

Na - катионирование применимо для вод с относительно малой карбонатной жесткостью.

Для более глубокого умягчения воды, а также в целях экономии соли и увеличения продолжительности фильтроцикла применяется двухступенчатое *Na* - катионирование. Незначительное содержание удаленных катионов в воде, поступающей на фильтры второй ступени, позволяет осуществлять фильтрование через них воды с большей скоростью. Кроме того, наличие фильтров второй ступени создает своего рода барьер, препятствующий проскоку удаляемых катионов при случайных отклонениях в условиях работы. Поэтому *Na* - катионитные фильтры второй ступени часто называют барьерными фильтрами.

17.4. *H* – катионирование.

При *H*-катионировании воды протекают следующие реакции:



В результате этих реакций общая жесткость *H*-катионированной воды снижается до 10 мкг-экв/кг и ниже, а карбонатная жесткость полностью удаляется, вследствие чего происходит снижение солесодержания и устранение щелочности воды. При этом присутствующие в воде нитраты, сульфаты и хлориды преобразуются в кислоты. Ввиду того, что *H*-катионированная вода является кислотой, непригодной для питания котлов, *H*-катионирование всегда сочетается с *Na* - катионированием или анионированием, что дает возможность нейтрализовать кислотность.

На рис. 18 изображен процесс *H*-катионирования раствора, содержащего катионы кальция и натрия. Процесс *H*-катионирования в данном случае можно разделить условно на четыре стадии:

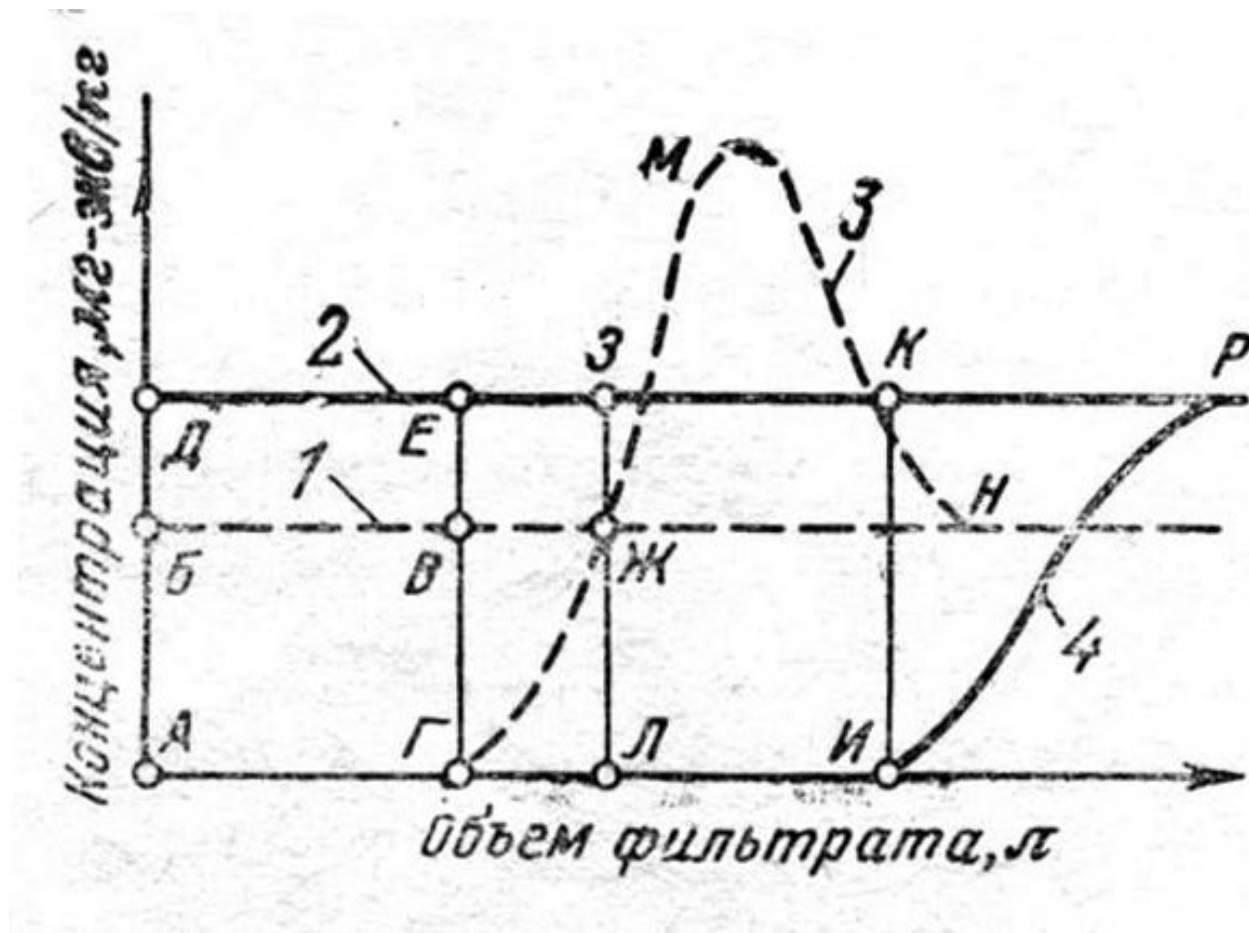


Рис. 18. Процесс Н-катионирования раствора, содержащего катионы кальция и натрия:

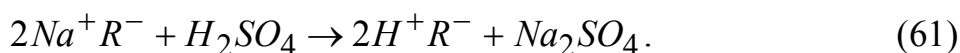
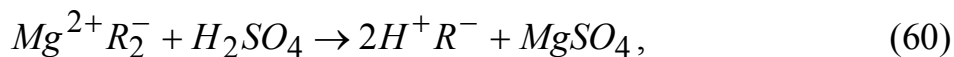
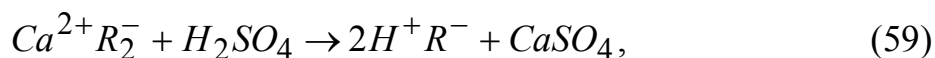
1 — концентрация катионов натрия в исходном растворе,
 2 — концентрация катионов кальция в исходном растворе,
 3 — концентрация катионов натрия в фильтрате, 4 — концентрация катионов кальция в фильтрате

- 1) полное поглощение катионов из раствора (А-Г);
- 2) проскок в фильтрат катионов Na^+ и нарастание их концентрации в фильтрате до концентрации в исходном растворе (Г-Ж);
- 3) вытеснение катионами Ca^{2+} поглощенного ранее катиона Na^+ в фильтрат (Ж-М-Н);
- 4) проскок в фильтрат катиона Ca^{2+} с увеличением его концентрации в фильтрате до концентрации в исходном растворе (И-Р).

Рабочая обменная емкость Н-катионитов зависит от схемы подготовки воды. При полном химическом обессоливании фильтр отключается на регенерацию в момент проскока катиона Na^+ и рабочая обменная емкость будет определяться суммой площадей АБВГ и АДЕГ. При умягчении воды путем комбинированного Н, Na - катионирования, Н-катионитные фильтры отключаются на регенерацию в момент проскока солей жесткости и рабочая обменная емкость Н-катионита определяется площадью АДКИ.

На рабочую обменную емкость катионита оказывает влияние также анионный состав воды и величина ее общего солесодержания.

Регенерация истощенного *H*-катионита обычно осуществляется 1-1,5 % раствором серной кислоты. При большей концентрации серной кислоты появляется опасность загипсовывания зерен и потери катионитом ионообменной способности. В процессе регенерации протекают следующие реакции



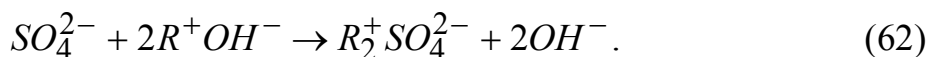
Для обеспечения большей полноты регенерации *H*-катионита применяется расход серной кислоты в количестве, превышающем в 1,25-1,5 раза стехиометрический, что обеспечивает вполне удовлетворительную регенерацию катионита.

Иногда применяется «голодная» регенерация *H*-катионитовых фильтров. В этом случае при катионировании происходит не глубокое умягчение воды, а разрушение ее карбонатной щелочности без образования кислого фильтрата. Это достигается тем, что фильтры регенерируются таким количеством кислоты, которого недостаточно для вытеснения всех катионов, ранее поглощенных из воды. Это приводит к расположению в верхних частях фильтрующего слоя катионита с обменным катионом водорода, а в верхних – с обменными катионами кальция и магния. Прошедшая через такой фильтр вода не содержит сильных кислот и имеет незначительную щелочность (0,6-0,8 мг-экв/кг). Последующим фильтрованием *H*-катионированной воды после удаления из нее свободной углекислоты через две ступени *Na* - катионитовых фильтров достигается необходимая глубина ее умягчения (не более 5 мкг-экв/кг).

Для более полного вытеснения поглощенных катионов рекомендуется производить ступенчатую регенерацию *H* – катионита: сначала 1 % ным раствором серной кислоты, а затем, когда основная масса катионов кальция уже вытеснена и опасности загипсовывания уже нет, более крепким (5 % - 8 %) раствором кислоты. Для регенерации можно применять и соляную кислоту, но она дорогая, имеет сильный удушающий запах.

17.5. Анионирование.

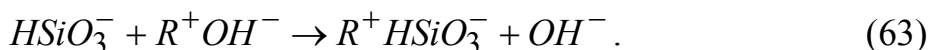
На слабоосновные анионитные фильтры вода поступает после *H* - катионитных фильтров. Анионирование *H* – катионированной воды применяется в схемах химического обессоливания воды. Слабоосновные аниониты способны поглощать только анионы сильных кислот (SO_4^{2-} ; Cl^- ; NO_3^-), например



В результате общее солесодержание воды снижается до 50-100 мкг/кг.

Слабоосновные аниониты неодинаково поглощают различные анионы, для большинства из них справедливым является $SO_4^{2-} > NO_3^- > Cl^-$, в котором каждый предыдущий анион поглощается более активно и в большем количестве, чем последующий. Поэтому в схемах полного химического обессоливания анионитные фильтры первой ступени (слабоосновные) приходится выключать на регенерацию по проскоку в фильтрат аниона Cl^- . При частичном же обессоливании воды емкость слабоосновного анионита можно существенно увеличить, выключая фильтр на регенерацию в момент проскока анионов SO_4^{2-} (если $C_{Cl^-} < C_{норм}$).

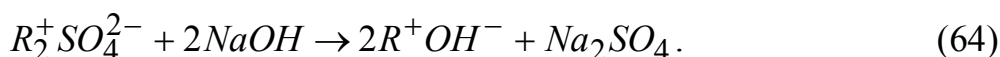
Сильноосновные аниониты способны извлекать из воды все содержащиеся в ней анионы, причем интенсивность поглощения характеризуется следующим рядом: $SO_4^{2-} > Cl^- > HCO_3^- > HSiO_3^-$. Однако сильноосновные аниониты значительно дороже слабоосновных, поэтому применяются, главным образом, для поглощения анионов кремниевой кислоты при полном химическом обессоливании и обескремнивании воды



Кремнесодержание воды снижается до 20 мкг/кг и ниже в зависимости от режима работы фильтра.

Глубокое обескремнивание и высокая кремнеемкость фильтра достигается лишь при определенных значениях pH . Лучшие результаты получаются в том случае, когда в исходной воде находится сама кремниевая кислота, а не ее соли. Рабочая кремнеемкость тем выше, чем выше концентрация кремниевой кислоты в исходной воде и допускаемый проскок кислоты в фильтрат.

Регенерация анионита достигается фильтрованием растворов $NaOH$, Na_2CO_3 , $NaHCO_3$ или NH_4OH , например



Расход щелочи для регенерации слабоосновных анионитов достаточен в двухкратном количестве против стехиометрического. При повторном использовании отмывочных вод для регенерации анионита расход реагента можно снизить на 15-30 %. Концентрация регенерационного раствора составляет 2-4 %. Приготовление его производится на H -катионированной воде.

Сильноосновные аниониты регенерируются 4 % раствором едкого натра. Удельный расход едкого натра на регенерацию объемно превосходит стехиометрический в несколько раз. Путем повторного использования регенерационных отмывочных вод после регенерации сильноосновного анионита для регенерации слабоосновного анионита общий удельный расход щелочи на регенерацию анионитов может быть снижен до 70-80 г/г-экв всех поглощенных анионов.

На глубину обескремнивания воды и на кремнеемкость анионитов оказывают влияние следующие факторы: концентрация регенерационного раствора, начальная концентрация $HSiO_3^-$ в исходной воде, скорость фильтрования воды, со-

держание других анионов и свободной CO_2 , а также солей в H -катионированной воде.

17.6. Повышение экономичности химического обессоливания воды.

Повышение экономичности обессоливания воды возможно при внедрении технологии противоточного и ступенчато-противоточного ионирования воды.

При противоточной регенерации направления движения потоков обрабатываемой воды и регенерационного раствора противоположны. В противоточных H -катионитовых фильтрах фильтрование воды идет в направлении сверху вниз, регенерация снизу-вверх. По сравнению с удельными расходами серной кислоты, необходимыми для регенерации катионов в прямоточных фильтрах, удельные расходы кислоты при противоточной регенерации значительно меньше.

Осуществление противоточной регенерации в цикле OH -анионирования по схеме фильтрования сверху вниз, регенерация снизу вверх, связано с определенными трудностями. Из-за относительно высокой концентрации регенерирующего раствора щелочи и его большей плотности по сравнению с отмывочной водой процесс отмывки протекает с перемешиванием загрузки, т.е. в нижнюю часть фильтрующего слоя попадают хуже отрегенированные зерна из верхних слоев, что вызывает повышение остаточных концентраций в фильтрате. Противоточная регенерация сверху вниз при фильтровании снизу вверх лишена указанных недостатков, но требует применения фильтров особой конструкции и использования анионитов с повышенной механической и осмотической прочностью. Поэтому были разработаны схемы ступенчато-противоточной регенерации (рис. 19).

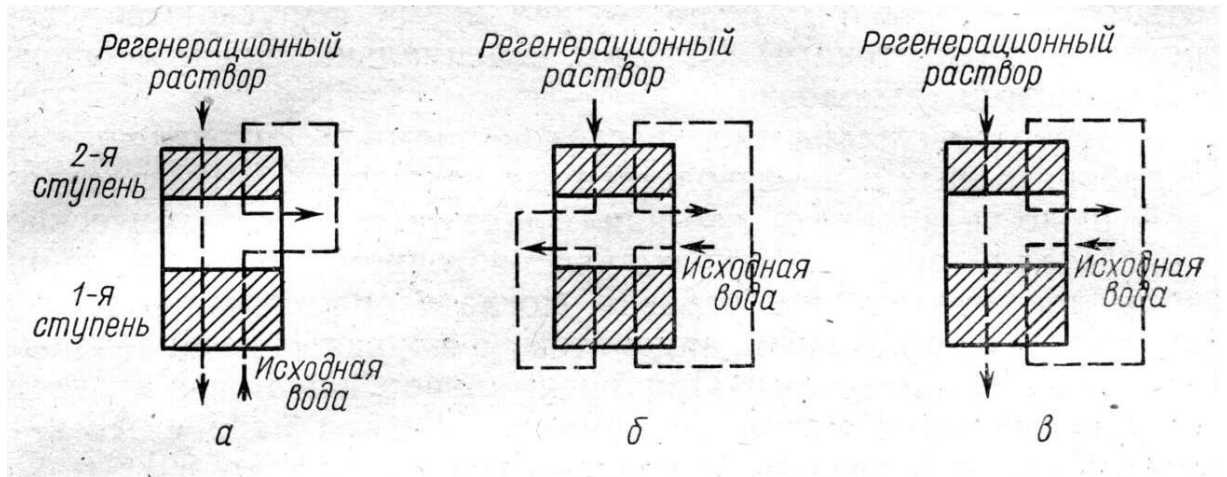


Рис. 19. Варианты ступенчато-противоточного ионирования

К настоящему времени наибольшее распространение получила технологическая схема в.

Применение ступенчато-противоточного анионирования позволяет сократить расход щелочи на величину до 40 %.

17.7. Оборудование ионообменных ВПУ.

Основными элементами ионообменных ВПУ являются ионитные фильтры. Ионитные фильтры по принципу действия подразделяют на четыре типа: а) катионитные; б) анионитные; в) смешанного; г) непрерывного действия.

По способу выполнения технологических операций ионитные фильтры делятся на:

а) параллельноточные, в которых воды и регенерационный раствор пропускаются через фильтр в одном направлении;

б) противоточные, в которых воды и регенерационный раствор пропускаются через фильтр в противоположных направлениях.

Кроме того различают фильтры первой, второй и третьей ступени. По конструктивному оформлению различают одноэтажные и двухэтажные ионитные фильтры. В последних в одном корпусе объединяются два фильтра, имеющие раздельное управление. Кроме вертикальных ионитовых фильтров, иногда применяются горизонтальные ионитные фильтры.

На рисунках 20, 21 показаны параллельноточный ионитный фильтр и его принципиальная схема

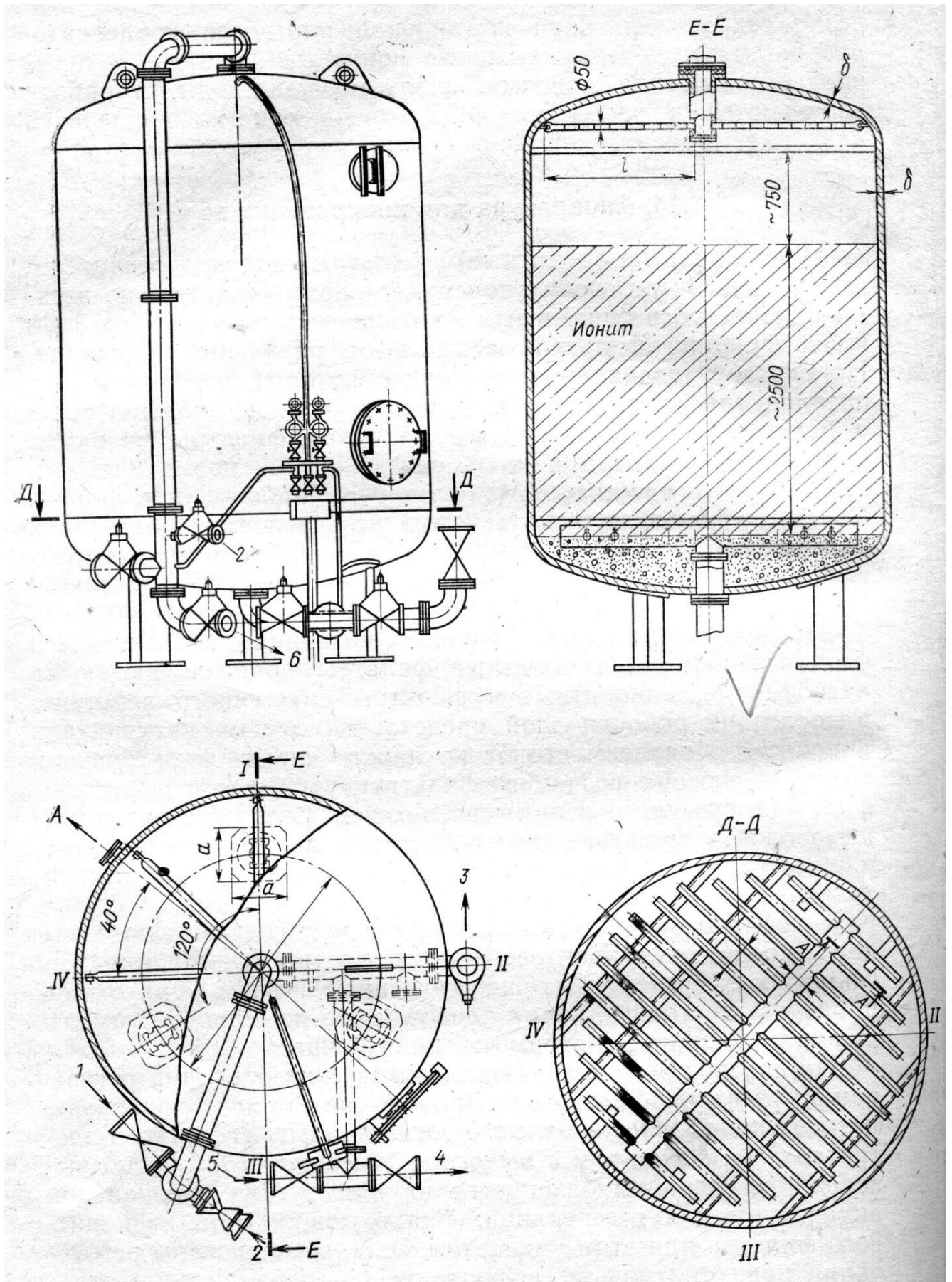


Рис. 20. Общий вид вертикального параллельноточного фильтра

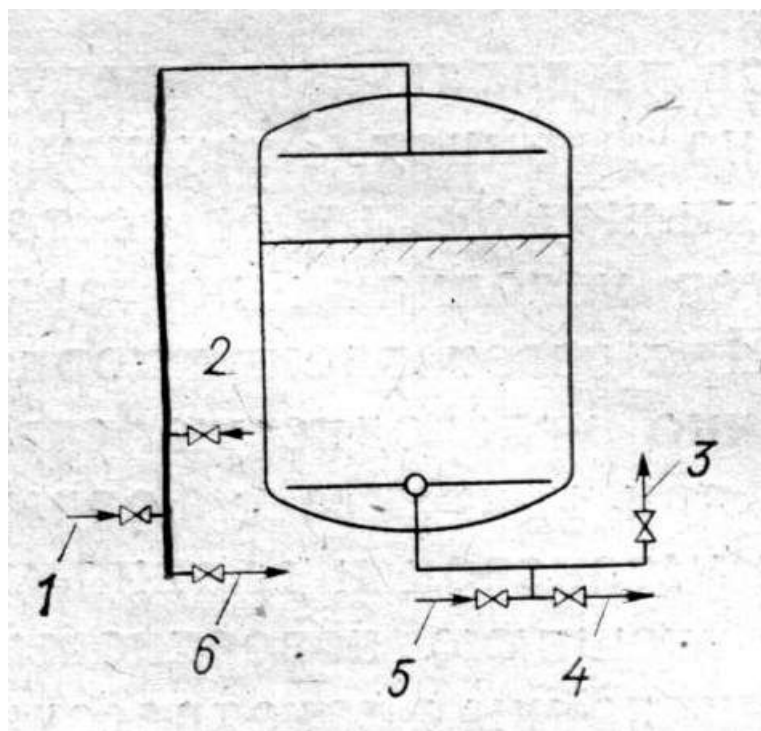


Рис. 21. Принципиальная схема параллельноточного фильтра:

1 – подвод обрабатываемой воды, 2 – подвод регенерационного раствора,
3 – выход фильтрата, 4 – спуск отмывочной воды, 5 – подвод воды для взрыхления,
6 – спуск промывочной воды

Общий вид и принципиальная схема ступенчато – противоточного Н-катионитового фильтра приведены на рис. 22 и 23.

Принципиальная схема ступенчато-противоточного анионитового фильтра приведена на рис. 24.

Ионитный фильтр смешанного действия (рис. 25, 26) (ФСД) с внутренней регенерацией загружается катионитом и анионитом, которые после их отдельной регенерации соответственно кислотой и щелочью тщательно перемешиваются путем подачи в фильтр снизу вверх сжатого воздуха. При пропускании через ФСД происходит глубокое обессоливание и обескремнивание воды благодаря наличию в нем огромного числа ступеней *H*- и *ОН* – ионирования. Чтобы осуществить регенерацию истощенного ФСД, необходимо произвести разделение ионов путем взрыхляющей промывки водой снизу вверх (за счет различной плотности анионита и катионита).

ФСД применяются при обессоливании и обескремнивании конденсатов, а также в качестве барьерных фильтров на ВПУ. Наиболее подходящими для загрузки в ФСД являются катионит КУ-2 и анионит АВ-17. В фильтре установлены три распределительных устройства – верхнее, нижнее и среднее.

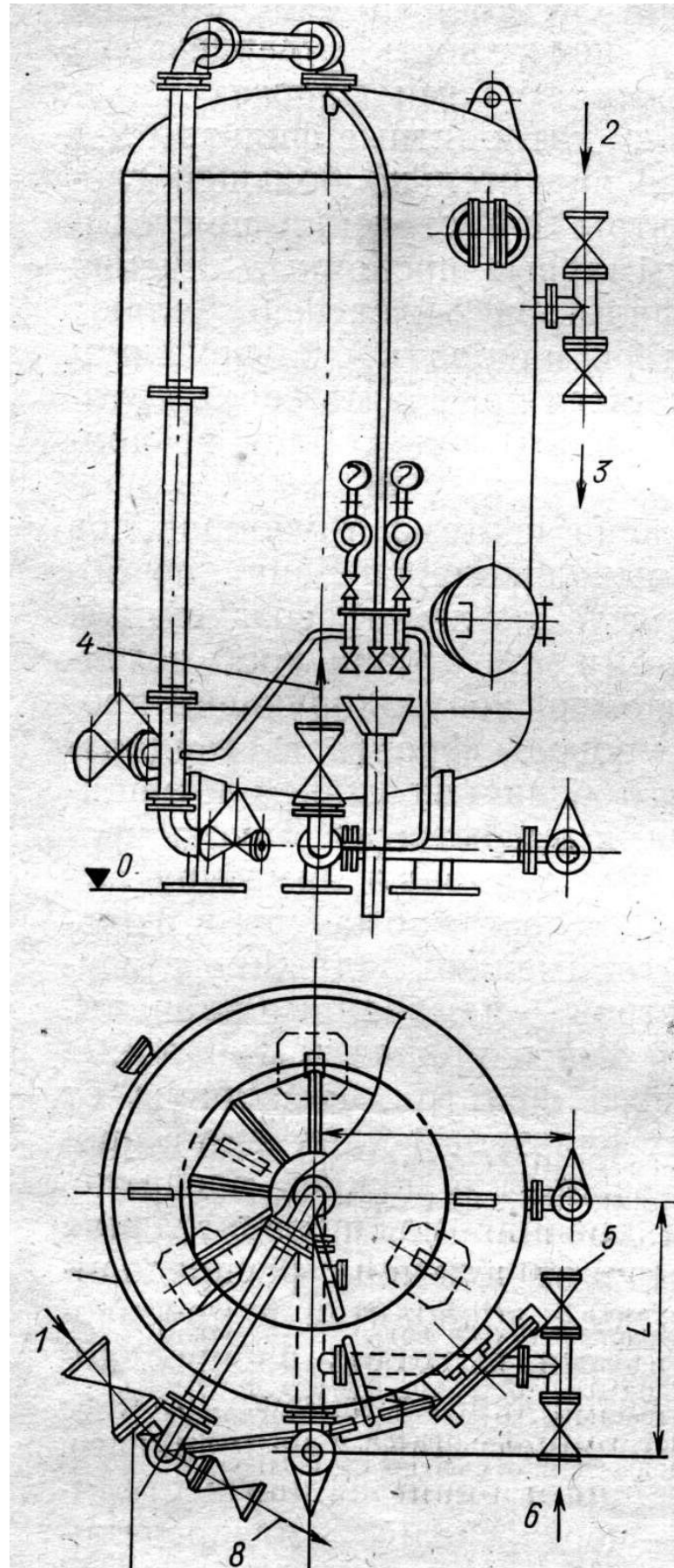
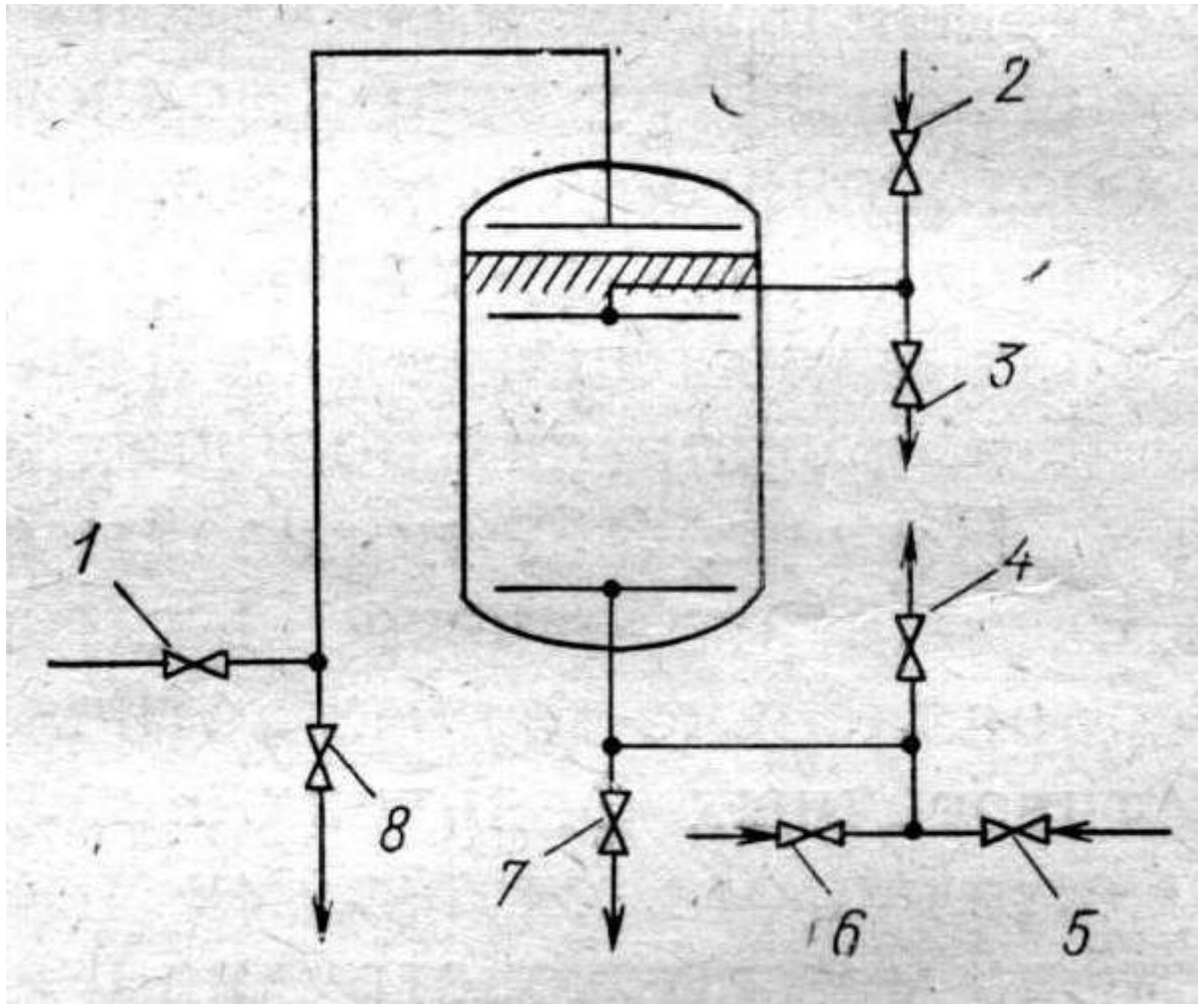


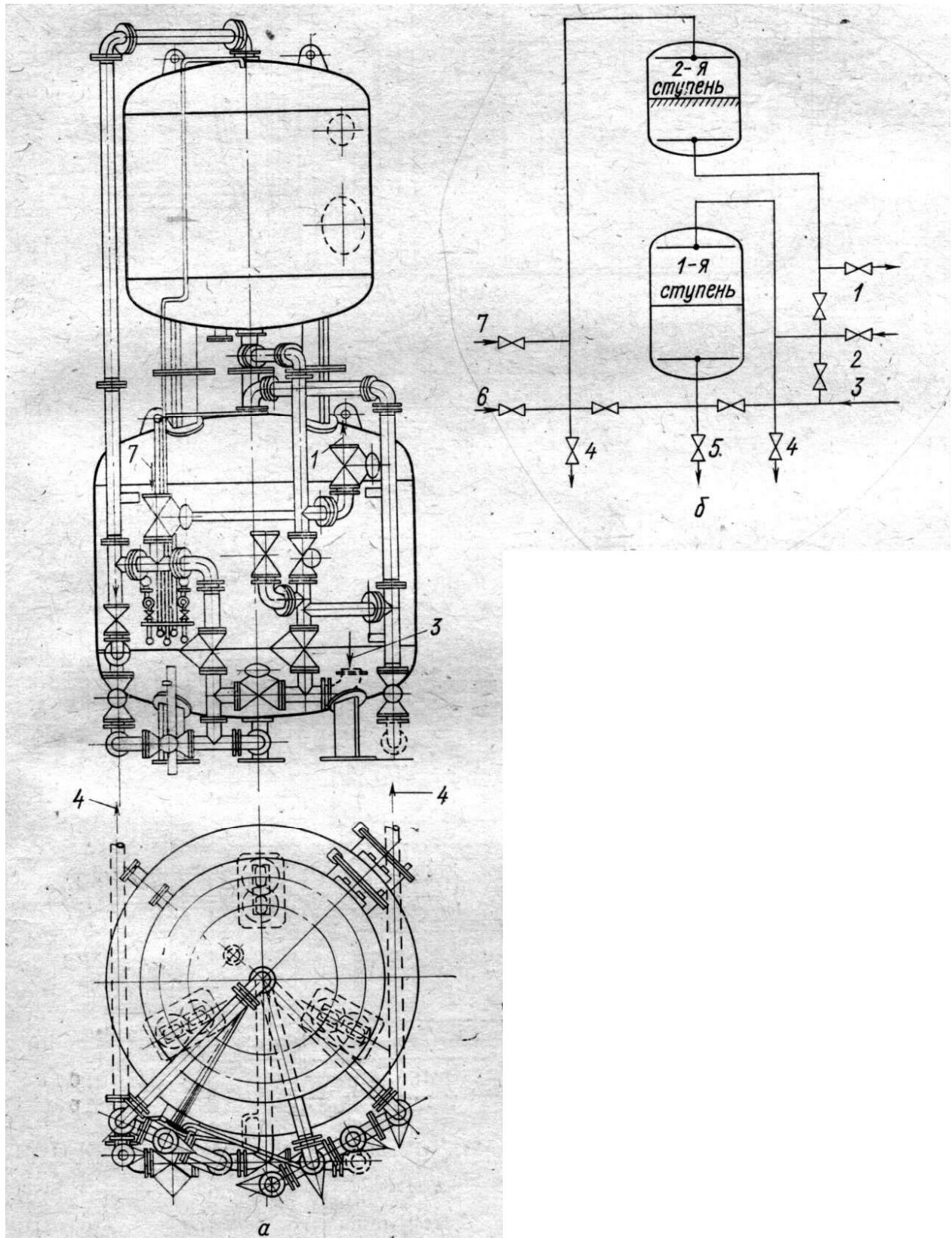
Рис. 22. Общий вид ступенчато-противоточного H-катионитового фильтра



*Рис. 23. Принципиальная схема ступенчато-противоточного
H-катионитового фильтра:*

- 1 – подвод обрабатываемой воды, 2 – подвод воды для взрыхления верхнего слоя,
3 – отвод регенерационного раствора, 4 – выход фильтрата, 5 – подвод отмывочной воды,
6 – подвод регенерационного раствора, 7 – спуск в дренаж,
8 – спуск отмывочной и промывочной воды

В последние годы широкое применение получили ФСД с выносной регенерацией в особом регенерационном аппарате (рис. 27). Наличие готовой загрузки отрегенированных ионитов в запасном бункере значительно сокращает продолжительность вывода фильтров на регенерацию (1 час при внешней против 4-5 часов при внутренней регенерации). Кроме того, упрощаются конструкции внутренних устройств и наружных коммуникаций.



24. Общий вид и схема ступенчато-противоточного ОН-фильтра:

- 1 – выход фильтрата; 2 – подвод обрабатываемой воды; 3 – подвод воды для взрыхления;
 4 – спуск промывочной воды; 5 – отвод регенерационного раствора и отмывочной воды;
 6 – подвод обессоленной воды для отмывки; 7 – подвод регенерационного раствора

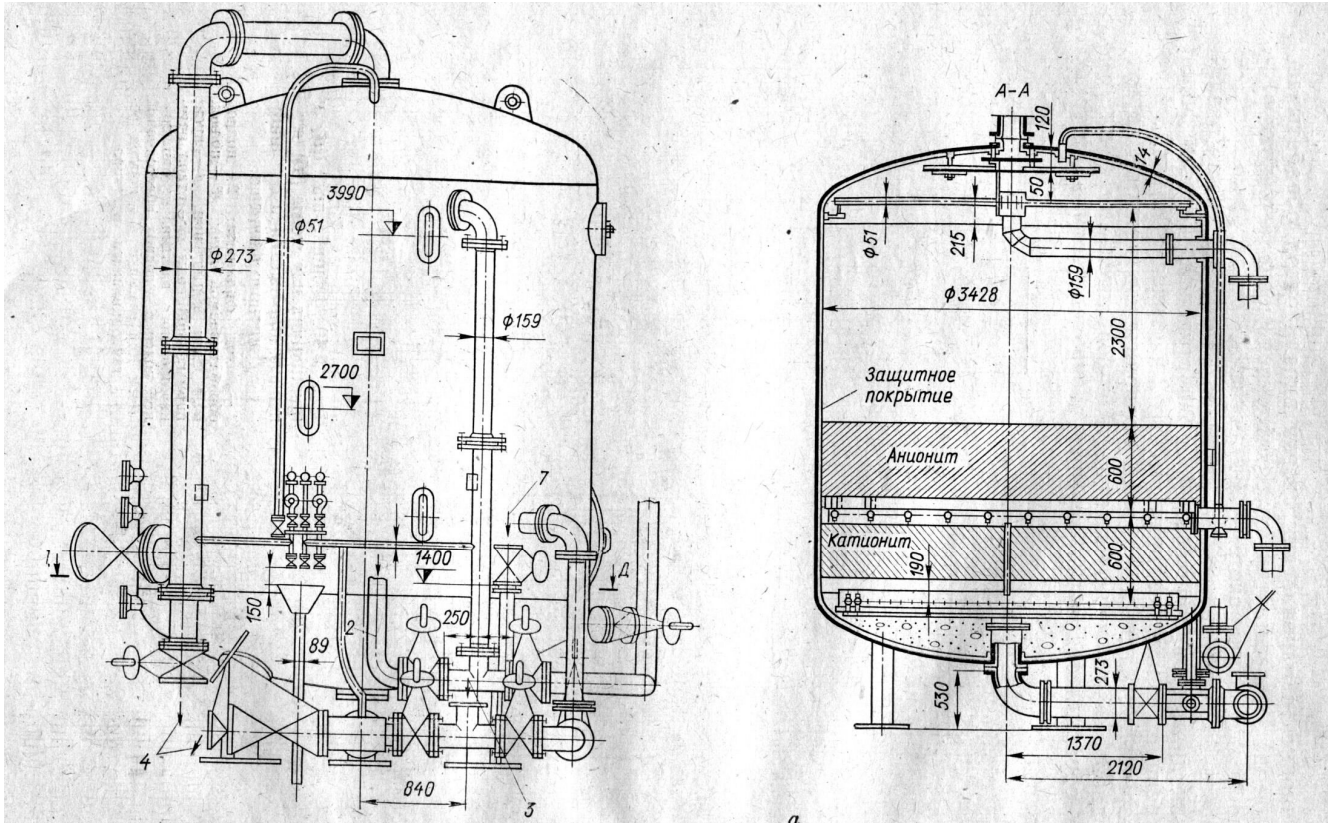


Рис. 25. Общий вид фильтра смешенного действия с внутренней регенерацией

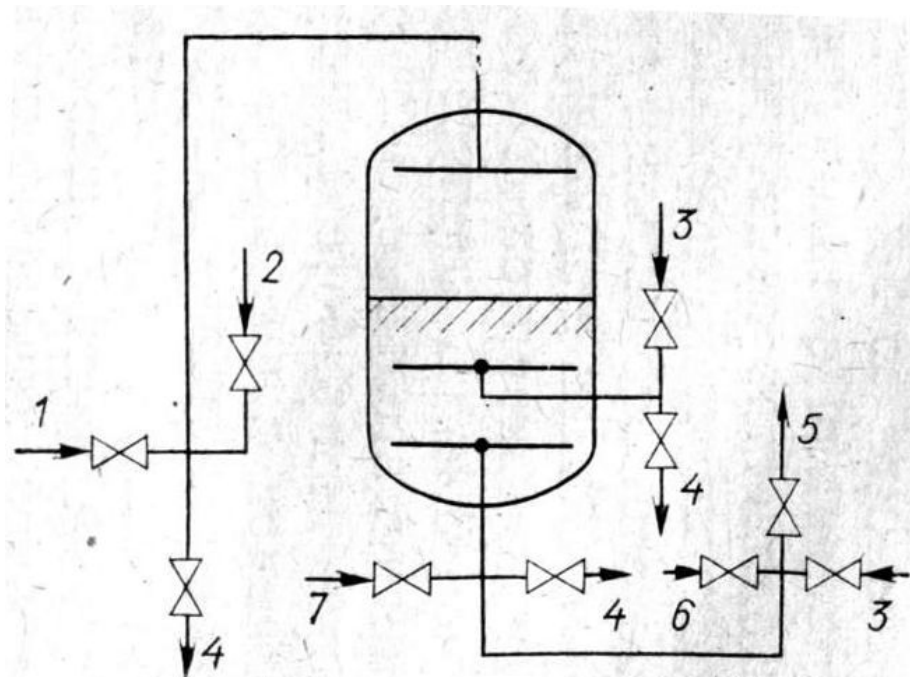


Рис. 26. Принципиальная схема ФСД с внутренней регенерацией:

- 1 - подвод обрабатываемой воды, 2 - подвод регенерационного раствора щелочи,
 3 - подвод обессоленной воды, 4 - спуск в дренаж, 5 - выход фильтрата,
 6 - подвод регенерационного раствора кислоты, 7 - подвод сжатого воздуха

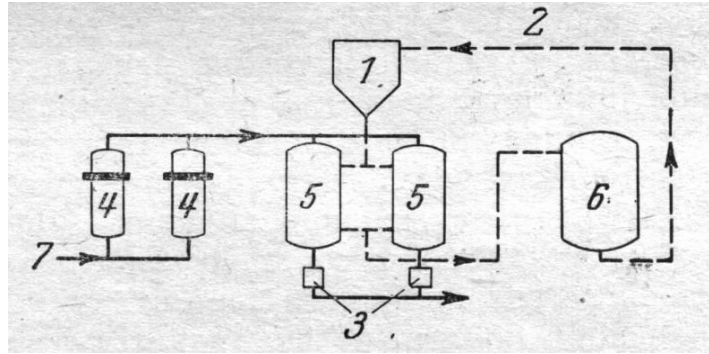


Рис. 27. Схема установки для обессоливания конденсата с внешней регенерацией ионитов.

- 1 – бункер для смеси отрегенированных ионитов;
 2 – гидроперегрузка отрегенированных ионитов; 3 – ловушки для ионитов;
 4 – осветлительные фильтры; 5 – фильтры смешанного действия;
 6 – внешний регенератор; 7 – вход воды.

В Японии, Франции, США успешно эксплуатируются фильтры для непрерывного противоточного процесса ионного обмена с выносной регенерацией ионитов в схемах ВПУ и для очистки конденсатов [12].

Кроме фильтров в состав ионитных установок входит еще вспомогательное оборудование, к которому относится реагентное хозяйство для обеспечения регенерации ионитных фильтров.

17.8. Схемы ионообменных ВПУ для питания парогенераторов.

На рис. 28. приведены основные принципиальные схемы ионообменных установок для приготовления добавочной воды для парогенераторов.

Схема 1. Na - катионирование применяется для доумягчения природных вод для питания барабанных парогенераторов низкого и среднего давления и водогрейных котлов.

Схема 2. Na - катионирование с подкислением в декарбонизаторе применяется для обработки воды с повышенной карбонатной жесткостью после предочистки ($Ж_K = 2-5$ мг-экв/кг) при возмещении потерь воды на ТЭС с барабанными котлами низкого и среднего давления.

Схема 3. Применяется для обработки вод с повышенной карбонатной жесткостью при малом содержании солей Na .

Схема 4. Параллельное H - Na - катионирование применимо в тех случаях, когда вода после предочистки имеет $Ж_K > 0,5 \cdot Ж_0$: $C_{SO_4^{2-}} + C_{Cl^-} + C_{NO_3^-} < 7$ мг-экв/кг и когда необходимо получить умягченную воду с $Щ_0 < 0,35$ мг-экв/кг.

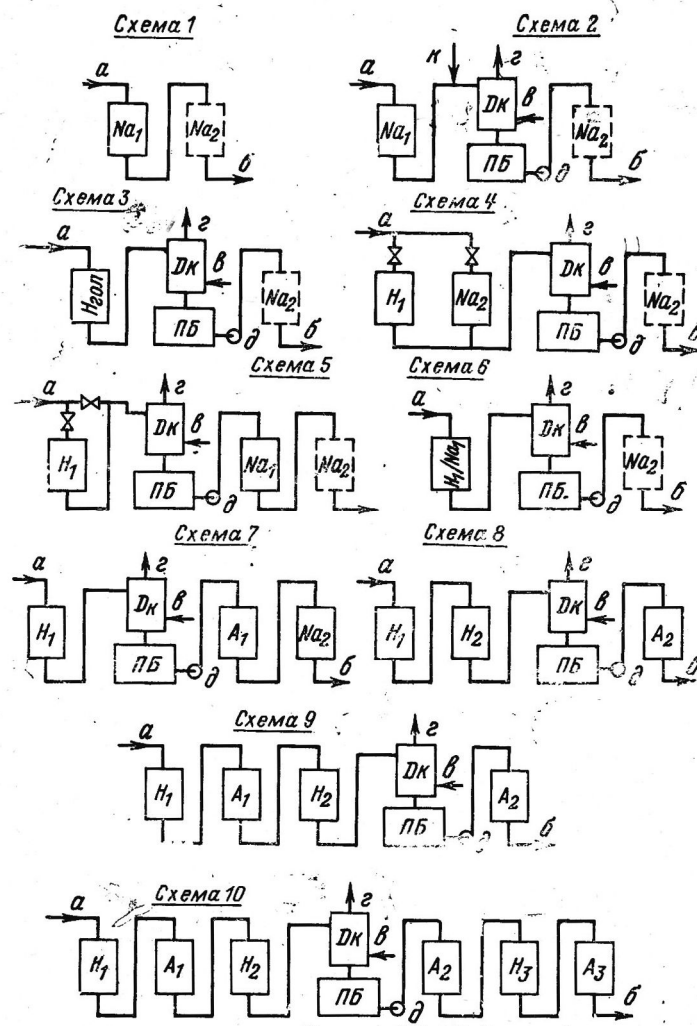


Рис. 28. Основные принципиальные схемы ионообменных установок для приготовления добавочной питательной воды для парогенераторов

Na_1 - натрий-катионитный фильтр первой ступени; Na_2 - натрий-катионитный фильтр второй ступени (барьерный); K - подвод серной кислоты для снижения щелочности воды;

H_1, H_2, H_3 - водород-катионитные фильтры первой, второй и третьей ступеней;

A_1, A_2, A_3 - анионитные фильтры первой (слабоосновной), второй (сильноосновной) и третьей ступени; $ДК$ - декарбонизатор; $ПБ$ - промежуточный бак; a - подвод осветленной воды;

$б$ - выход обработанной воды; $в$ - подача воздуха в декарбонизатор;

$г$ - выход углекислоты в атмосферу; $д$ - промежуточный насос.

Основное преимущество данной схемы – возможность получения воды с минимальной щелочностью. Недостатки схемы – снижение рабочей емкости H -катионитных фильтров, загруженных сульфуголем, при обработке вод с преобладающей некарбонатной жесткостью, а также снижение эффекта умягчения вод с высоким содержанием натриевых солей.

Схема 5. Последовательное $H - Na$ - катионирование применяется для обработки сильно минерализованных вод с содержанием свыше 1000 мг/кг при $Ж_K < 0,5 \cdot Ж_0$: $C_{SO_4^{2+}} + C_{Cl^-} + C_{NO_3^-} < 7$ мг-экв/кг. Основными преимуществами такой схемы является глубокое доумягчение вод с высокой некарбонатной жесткостью и значительным количеством натриевых солей, а также хорошее исполь-

зование емкости поглощения *H*-катионитных фильтров. Необходимость прокачивания воды через два фильтра увеличивает расход электроэнергии и требует установки дополнительных насосов.

Схема 6. Совместное *H* - *Na* - катионирование применяется в тех случаях, когда сумма анионов сильных кислот не превышает 3,5-5 мг-экв/кг, и когда получаемая по этой схеме щелочность ($Щ_0 = 1-1,3$ мг-экв/кг) не приведет к заметному увеличению продувки котлов сверх установленных норм.

Преимуществом схемы являются: а) минимальный удельный расход на регенерацию; б) отсутствие сброса кислых вод в канализацию. Недостаток – резкое колебание остаточной щелочности воды в период фильтроцикла.

Схемы 1-6. Обычно дополняются барьерными *Na* - катионитовыми фильтрами.

Схема 7. Частичное обессоливание воды применяется для доумягчения воды с повышенной некарбонатной жесткостью, снижения ее щелочности и удаления из нее сульфатов и хлоридов при возмещении потерь воды на ТЭС с барабанными котлами средних параметров.

Схема 8. Применяется на ТЭС с барабанными котлами для обработки вод с концентрацией некарбонатных солей до 2 мг-экв/кг, включая нитриты и нитраты.

Схема 9. Применяется для обработки воды с концентрацией некарбонатных солей до 8 мг-экв/кг на ТЭС с барабанными котлами высокого давления.

Схема 10. Применяется на ТЭС с прямоточными парогенераторами для обработки осветленной воды с концентрацией сульфатов, хлоридов и нитратов до 8 мг-экв/кг, вместо фильтров третьей ступени можно поставить один ФСД.

Для очистки конденсатов применяются ФСД с предвключенными механическими фильтрами. Кроме того, за рубежом, используются намывные ионитные фильтры, но конструкции аналогичные намывным целлюлозным. Из-за однократного использования фильтрующей смеси в НИФ, температурный предел может быть повышен с 40 до 150 °С, что позволяет размещать их непосредственно за ПНД.

17.9. Схемы установок для приготовления подпиточной воды тепловых сетей.

Принципиальные схемы установок для приготовления подпиточной воды тепловых сетей приведены на рис. 29.

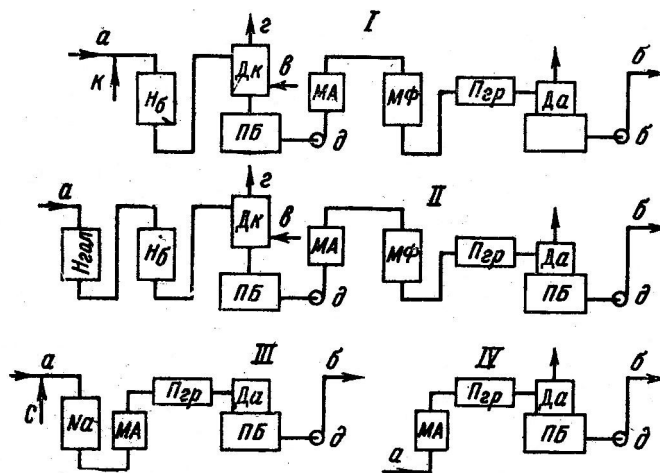


Рис. 29. Принципиальные схемы обработки осветленной воды для приготовления подпиточной воды теплотрассы

К – подвод серной кислоты для снижения щелочности воды;

$H_б$ - Н-катионитный фильтр буферный; $H_{зол}$ - Н-катионитный фильтр с голодной регенерацией;

Na - натрий-катионитный фильтр; Дк - декарбонизатор; Да - деаэратор;

МА - магнитный аппарат; ПБ - промежуточный бак; Пгр - подогреватель воды;

МФ - фильтр с мраморной крошкой; а - подвод осветленной воды;

б - выход обработанной воды; в - подача воздуха в декарбонизатор;

г - выход углекислоты в атмосферу; д - промежуточный насос

При плохой деаэрации в воду дозируют силикат натрия, который образуя на поверхности металла труб пленку ферросиликатов, препятствует коррозии.

В последнее время ионирование подпиточной воды тепловых сетей заменяется введением комплексонов, которые образуют прочный комплекс с ионами жесткости, препятствуя процессу накипеобразования.

18. Термическое обессоливание воды

18.1 Основные положения.

Термическое обессоливание природных вод или дистилляция, осуществляемое с помощью испарительных установок, применяется на ТЭС при размере добавки питательной воды ниже 3 %.

Если исходная вода имеет повышенное содержание ионов $C_{SO_4^{2-}} + C_{Cl^-} + C_{NO_3^-} = 7-12$ мг-экв/кг, испарительные установки по своим технико-экономическим показателям выгоднее, чем установки для химического обессоливания.

Процесс термического обессоливания заключается в том, что поступающая в испарительные установки вода за счет передачи тепла от подводимого в нагревательную систему греющего пара превращается в пар, который затем конденсируется. В процессе парообразования вещества, загрязняющие воду, остаются в испарителе и удаляются из него с непрерывной продувкой, а полученный в ре-

зультате конденсации пара дистиллят содержит лишь незначительное количество нелетучих примесей, поступающих в дистиллят с капельным уносом концентрата испарителей.

Греющий пар называется первичным, а образующийся в испарителе-вторичным. Схема одноступенчатого испарителя показана на рис. 30. На 1 т греющего пара в одноступенчатом испарителе можно получить около 0,9 т дистиллята.

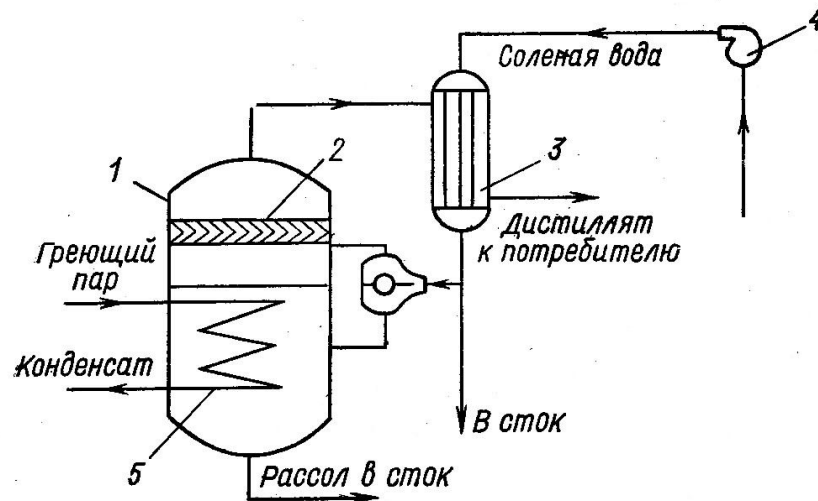


Рис. 30. Принципиальная схема одноступенчатого испарителя:

1 – корпус; 2 – сепаратор; 3 – конденсатор; 4 – насос охлаждающей воды;
5 – нагревательный элемент

Многоступенчатые испарительные установки включают несколько последовательно работающих испарителей, у которых начиная со второго греющим паром является пар, полученный в предыдущей ступени. Увеличение числа ступеней обеспечивает возрастающее количество выработанного дистиллята на 1 т первичного пара от 1,5 т для двухступенчатой установки до 4,2 т для шестиступенчатой. Предельное число ступеней ограничивается двенадцатью по технико-экономическим показателям.

В термокомпрессионных испарителях получаемый вторичный пар сжимается в компрессоре в результате чего в испарителе давление понижается, а пар нагревается до более высокой температуры, чем температура воды в испарителе, за счет перехода в теплоту механической работы сжатия. Перегретый пар возвращается в испаритель и направляется в трубчатый теплообменник-конденсатор, погруженный в испаряемую воду, где тепло конденсации используется для испарения новой порции воды. Таким образом после начала парообразования в испарителях подобного типа не требуется подача тепла (пара) извне.

Испарительные установки могут работать под вакуумом, атмосферном или избыточном давлением. По характеру кипения испарители подразделяются на пленочные; с кипением в толще испаряемой воды; с вынесенной зоной кипения.

18.2. Схема установок для подготовки питательной воды испарителей.

Подготовку питательной воды для испарителей можно осуществлять по одной из следующих схем:

1. Схема двухступенчатого Na -катионирования с предварительным известкованием и коагуляцией позволяет получить воду с остаточной жесткостью до 5 мкг-экв/кг и щелочностью около 0,8 мг-экв/кг.

2. Схема последовательного $H - Na$ - катионирования с «голодной» регенерацией H -катионита позволяет получить умягченную воду примерно того же качества, как и предыдущая схема.

3. Обработка воды по схеме $Cl - Na$ – ионирования основана на последовательном пропускании исходной воды через фильтр с анионитом, содержащий обменный ион хлора, а затем через фильтр с Na - катионитом. В первом из них происходит процесс обмена анионов, присутствующих в воде, на анионы хлора, во втором – обмен всех катионов на катионы натрия. В результате этого все содержащиеся в воде соли переводятся в хлористый натрий, что делает ее пригодной для питания испарителей. Регенерация обоих фильтров производится 6-8 % раствором $NaCl$.

В целях предотвращения коррозии испарителей обязательна деаэрация воды.

19. Магнитная обработка воды

Магнитная обработка заключается в том, что поток обрабатываемой воды, пересекая на своем пути магнитные силовые линии, подвергается воздействию магнитного поля. При нагревании воды, прошедшей магнитную обработку карбонат кальция выделяется из воды не в виде твердой накипи, а в виде мелкодисперсных частиц, являющихся центрами кристаллизации.

Наличие огромного количества центров кристаллизации, поверхность которых во много раз превосходит площадь поверхности нагрева, приводит к тому, что накипеобразующие соли переходят в твердую фазу не на поверхности нагрева, а в объеме воды на поверхности центров кристаллизации, превращающихся в частицы шлама, легко удаляемые с проточной водой или продувкой.

Обработка воды магнитным полем получила широкое применение для борьбы с накипеобразованием в конденсаторах паровых турбин, в парогенераторах низкого давления и малой производительности, в тепловых сетях и сетях горячего водоснабжения и различных теплообменных аппаратах, где применение более совершенных методов обработки воды нецелесообразно по экономическим соображениям.

По сравнению с умягчением воды методами осаждения с применением реагентов и методами катионного обмена, а также по сравнению с методами обессоливания основными преимуществами магнитной обработки воды являются простота, дешевизна, безопасность и почти полное отсутствие эксплуатационных расходов.

Противонакипный эффект магнитной обработки воды определяется по формуле:

$$\Xi = \frac{G_H - G_M}{G_H} \cdot 100\%, \quad (65)$$

где G_H и G_M - вес накипи (грамм), образовавшейся на поверхности нагрева при кипячении воды, необработанной и обработанной магнитным полем.

Эффективность противонакипной обработки в основном зависит от характеристики магнитного поля, скорости потока, химического состава воды и определяется выбором оптимальных значений напряженности магнитного поля и производительности аппарата. Эти значения устанавливаются практически при эксплуатации аппарата по количеству и виду отложившейся накипи. Настройка аппарата на оптимальный режим производится кристаллооптическим способом, заключающемся в сравнении под микроскопом кристаллов, полученных на предметном стекле при кипячении необработанной и обработанной воды. Посушенные стекла помещаются под микроскоп и при увеличении в 300-600 раз рассматриваются кристаллы обработанной и необработанной воды. Кроме того, периодически, не реже одного раза в 3 месяца должно измеряться сопротивление изоляции катушки электромагнита относительно корпуса мегаомметром на 500 В, которое должно быть не менее 0,5 МОм, в противном случае следует производить сушку катушки.

Каким образом проводят наладочные организации настройку аппаратов не ясно, так как ни в одной организации микроскопов нет. Кроме того, персонал водогрейных котельных и котельных низкого давления никогда не измеряет сопротивление изоляции катушки электромагнита относительно корпуса. Таким образом можно предположить, что на данных предприятиях через некоторое время аппараты для магнитной обработки воды перестают работать.

Для магнитной обработки воды применяются аппараты с электромагнитами и с постоянными стальными или феррито-бариевыми магнитами [12].

20. Основы проектирования ВПУ

При выборе рациональной схемы ВПУ и сравнении конкурирующих методов и схем приготовления добавочной воды решающими показателями являются себестоимость тонны обрабатываемой воды, эксплуатационные расходы, связанные с обработкой котловой воды, и потери тепла с продувочной водой, отнесенные к 1 квт·ч выработанной электроэнергии. Правильное решение этой задачи состоит в том, чтобы найти оптимальный вариант водоподготовки и водного режима парогенераторов, обеспечивающий надежную и в то же время экономичную работу ТЭС.

Для выполнения проекта ВПУ в общем случае должны быть заданы тип, мощность и параметры пара ТЭС; место строительства; потери пара и конденсата внутри ТЭС и у внешних потребителей; тип и качество установленных парогене-

раторов с указанием схемы внутрикотловых устройств (наличие или отсутствие ступенчатого испарения, промывочно-сепарационных устройств).

При проектировании ВПУ необходимо выполнить: выбор источника водоснабжения; выбор принципиальной схемы ВПУ; определение необходимых показателей качества воды после отдельных стадий ее обработки; технологический расчет выбранной схемы ВПУ; выполнение чертежа развернутой схемы ВПУ; технико-экономические расчеты по определению капитальных затрат и стоимости 1 м³ обработанной воды.

Выбор того или иного источника водоснабжения для водоподготовки должен решаться на основании сравнительных технико-экономических расчетов путем сравнения стоимости обработки воды, а также расходов, связанных с продувкой котлов и испарителей, питающихся химически очищенной водой.

В тех случаях, когда в качестве источника водоснабжения приходится использовать открытые водоемы, следует в первую очередь, выяснить, не угрожает ли опасность загрязнения их сточными водами промышленных предприятий, содержащими такие вещества, которые не могут быть удалены в процесс водоподготовки и могут нарушить нормальную работу ТЭС.

Если источником водоснабжения служат открытые водоемы, то необходимо учитывать, что количество поверхностных вод изменяется циклично не только по временам года, но и в многолетнем разрезе.

Выбор схемы водоподготовки зависит от типа природной воды:

- а) осветленные и неосветленные;
- б) воды с малой и повышенной общей щелочностью;
- в) воды с малой и повышенной относительной щелочностью;
- г) воды с щелочностью, превышающей и не превышающей общую жесткость воды;
- д) воды с малым, средним и высоким содержанием некарбонатных солей;
- е) воды, не содержащие и содержащие нитраты;
- ж) воды с большим и малым содержанием кремниевой кислоты.

Неосветленные воды должны подвергаться коагуляции.

Выбор и расчет ВПУ приведен в различных справочниках и учебниках [9, 10, 11, 12 и др.].

Библиографический список

1. Пособие для изучения Правил технической эксплуатации. Разделы 4, 5. – М. Энергия. 1980
2. Маргулова Т.Х., Мартынова О.И. «Водные режимы тепловых и атомных электростанций». М. Высшая школа, 1981.
3. Маргулова Т.Х. «Исследование водного режима котла сверхкритических параметров при обработке питательной воды комплексоном». М. «Теплоэнергетика», 1973, № 9, с.20-24.
4. Маргулова Т.Х. «Исследование нейтральных водных режимов на энергоблоках сверхкритических параметров». М. «Теплоэнергетика», 1978, № 10, стр. 41-47.
5. Чудновская И.И. «Структура и фазовый состав внутритрубных образований в НРЧ СКД». М. «Теплоэнергетика», 1979, № 11 стр. 68-69.
6. Вайнман А.Б. и др. «Опыт применения трилона Б для коррекции водно-химического режима парогенераторов высоко давления, работающих на мазуте». М. «Теплоэнергетика», 1976, № 2, стр. 62-64.
7. Вайнман А.Б. «О щелочном режиме барабанных котлов давлением 11,0-15,5 МПа». М. «Теплоэнергетика», 1979, № 9, стр.16-19.
8. Чудновская И.И. «Влияние водно-химических режимов на теплофизические свойства внутренних образований». М. «Теплоэнергетика», 1977, № 6, стр. 52-54.
9. Кострикин Ю.М., Мещерский Н.А., Коровина О.В. «Водоподготовка и водный режим энергообъектов низкого и среднего давления». Справочник. М. Энергоатомиздат, 1990.
10. Мещерский Н.А. «Эксплуатация водоподготовительных установок электростанций высокого давления». М. Энергоатомиздат, 1984.
11. Под редакцией Мартыновой О.И. «Водоподготовка. Процессы и аппараты». М. Атомиздат, 1977.
12. Вихрев В.Ф., Шкроб М.С. «Водоподготовка». М. Энергия, 1973.