Библиотека СОК

Томский государственный архитектурно-строительный университет

Карауш С. А., Хуторной А.Н.

Теплогенерирующие установки систем теплоснабжения

Учебное пособие для студентов вузов,
обучающихся по направлению «Строительство»

Томск, 2003

Карауш, Сергей Андреевич
Теплогенерирующие установки систем теплоснабжения: Учебное пособие для студентов вузов, обучающихся по направлению «Строительство»/ А.Н. Хуторной. - Томск: Томский государственный архитектурно-строительный университет, 2003.- 161 с. : ил.
ISBN 5-93057-118-X, 300 экз.

В учебном пособии рассматриваются тепловые схемы, оборудование и особенности работы современных теплогенерирующих установок малой и средней мощности, используемых в жилищно-коммунальном комплексе и различных отраслях народного хозяйства. Учебное пособие содержит материалы по второй части дисциплины «Теплогенерирующие установки» и предназначено для студентов специальности 290700 «Теплогазоснабжение и вентиляция», слушателей Института повышения квалификации и производственников.

Теплогенерирующие установки
Теплофикация. Теплоснабжение

УДК 697.326 (075.8)

Содержание

ПРЕДИСЛОВИЕ 5
ВВЕДЕНИЕ 6
1. ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИЕ УСТАНОВКИ 7
1.1. Назначение и классификация 7
1.2. Тепловые схемы теплогенерирующих установок 8
1.3. Выбор типа, мощности и числа котлов 9
1.4. Принципиальная тепловая схема производственно-отопительной теплогенерирующей установки 10
1.5. Принципиальная тепловая схема отопительной теплогенерирующей установки с водогрейными котлами 13
1.6. Составление уравнений теплового баланса 14
2. ВОДНОЕ ХОЗЯЙСТВО 16
2.1. Водный режим работы котлов 16
2.2. Физико-химические характеристики воды 16
2.3. Требования, предъявляемые к качеству исходной, питательной, котловой воды и пара 20
2.4. Обработка воды 21
3. ДОКОТЛОВАЯ ОБРАБОТКА ВОДЫ 23
3.1. Отстаивание, фильтрование и коагуляция воды 23
3.2. Известкование и содоизвесткование воды 25
3.3. Умягчение воды методами ионного обмена 26
3.4. Другие методы умягчения воды 28
3.5. Особенности умягчения воды для водогрейных котельных 30
4. ВНУТРИКОТЛОВАЯ ОБРАБОТКА ВОДЫ 31
4.1. Продувка 31
4.2. Деаэрация воды 34
4.3. Обработка воды с помощью присадки химических реагентов 38
4.4. Подготовка пара в соответствии с нормативными требованиями 38
4.5. Удаление отложений и очистка труб 41
5. ПИТАНИЕ КОТЛА ВОДОЙ 44
5.1. Питательные установки 44
5.2. Требования к надежности и производительности питательных установок 45
5.3. Схемы включения питательных насосов 46
5.4. Питательные трубопроводы и паропроводы 48
6. ТОПЛИВНОЕ ХОЗЯЙСТВО 51
6.1. Топливное хозяйство при использовании твердого топлива 51
6.2. Топливное хозяйство при использовании жидкого топлива 55
6.3. Топливное хозяйство при использовании газообразного топлива 57
7. ШЛАКОЗОЛОУДАЛЕНИЕ 59
7.1. Общие сведения о шлакозолоудалении 59
7.3. Ручное шлакозолоудаление 62
7.4. Механизированное шлакозолоудаление 64
7.5. Пневмошлакозолоудаление 65
7.6. Гидрошлакозолоудаление 67

8. ТЯГОДУТЬЕВЫЕ УСТРОЙСТВА И АЭРОДИНАМИКА ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА 70
8.1. Использование естественной тяги в котлах 70
8.2. Использование искусственной тяги в котлах 71
8.3. Аэродинамический расчет газовоздушного тракта котла, работающего на искусственной тяге 73
8.4. Выбор тягодутьевого оборудования 77
9. ТЕПЛОВОЙ КОНТРОЛЬ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ 79
9.1. Тепловой контроль технологических процессов 79
9.2. Контрольно-измерительные приборы 80
9.3. Автоматизация технологических процессов производства тепловой энергии 80
9.4. Системы автоматизации котлов 81
9.5. Щиты управления 83
10. ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ 85
10.1. Основы проектирования. Требования. Генеральный план и размещение котельных 85
10.2. Здания котельных. Компоновка оборудования 88
10.3. Эксплуатация теплогенерирующих установок 91
10.4. Технико-экономические показатели установок 95
11. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ 98
11.1. Газообразные и твердые загрязняющие вещества 98
11.2. Минимально необходимая высота дымовой трубы 102
11.3. Методы снижения выбросов вредных веществ с продуктами сгорания 105
11.4. Вредные жидкие стоки 106
11.5. Мероприятия по уменьшению объема вредных жидких стоков 108
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 110
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК 111

ПРЕДИСЛОВИЕ

Пособие написано в строгом соответствии с программой дисциплины "Теплогенерирующие установки" и предназначено для студентов специальности "Теплогазоснабжение и вентиляция" и слушателей Института повышения квалификации.

Теплогенерирующие установки позволяют получать тепловую энергию, которая используется потребителями в жилищно-коммунальном хозяйстве и на производстве. Эффективность производства тепловой энергии напрямую зависит от качества проекта теплогенерирующей установки, условий ее эксплуатации и квалификации обслуживающего персонала. Вот почему в настоящее время вопросы производства и использования тепловой энергии являются актуальными, особенно для суровых климатических условий Сибири.

Студенты по пособию знакомятся с основными понятиями, принципиальными тепловыми схемами, методами и устройствами водоподготовки, шлакозолоудаления, очистки поверхностей нагрева и т.п.

Рассмотреть подробно все вопросы, связанные с проектированием и эксплуатацией теплогенерирующих установок, в небольшом пособии невозможно. Поэтому авторы надеются, что данное пособие послужит отправной точкой для студентов при дальнейшем более углубленном изучении работы тепло-генерирующих установок.

Пособие написано С.А. Караушем, графическое оформление выполнено А.Н. Хуторным.

Авторы выражают глубокую признательность рецензентам учебного пособия профессору Б.В. Моисееву и доценту В.В. Куликову за ценные замечания и пожелания, сделанные при подготовке рукописи.

ВВЕДЕНИЕ

Теплогенерирующие установки предназначены для производства тепловой энергии, которая используется для технологических нужд различных производств, на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. Значение тепловой энергии для человека трудно переоценить, особенно в Сибири с ее жестким климатом. Без тепла человек не сможет выжить в таких условиях, только тепловая энергия позволяет ему обеспечить нормальную жизнедеятельность. Все это показывает, как важны роль и место дисциплины "Теплогенерирующие установки" для инженеров-строителей специальности "Теплогазоснабжение и вентиляция", т.к. именно им приходится на практике разрабатывать, проектировать, осуществлять монтаж и эксплуатировать системы теплоснабжения, которые включают в себя Теплогенерирующие установки и тепловые сети с тепловыми пунктами.

В последние годы в связи с переходом нашей страны к рыночной экономике и ужесточением экологических требований к эксплуатации теплогенерирующих установок значительно изменились конструкции и условия эксплуатации теплогенерирующих установок и вспомогательного оборудования. Все это предопределяет совершенствование и дальнейшее развитие теплогенерирующих установок в России.

1. ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИЕ УСТАНОВКИ

1.1. Назначение и классификация

Теплогенерирующей установкой (ТГУ) для систем теплоснабжения называют комплекс технических устройств и оборудования, предназначенный для выработки тепловой энергии в виде горячей воды или пара за счет сжигания органического топлива.

Теплогенерирующие установки можно классифицировать по следующим признакам:

а) по назначению (по характеру нагрузки):

- отопительные - для обеспечения теплотой систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения;

- отопительно-производственные - для обеспечения теплотой систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения и для технологического теплоснабжения;

- производственные - для технологического теплоснабжения;

б) по размещению:

- отдельно стоящие - теплогенерирующая установка размещена в отдельно стоящем здании (главном корпусе);

- пристроенные к зданиям;

- встроенные в здания другого назначения;

- крышные - расположенные на крыше здания;

в) по виду энергоносителя:

- паровые;

- водогрейные;

г) по виду сжигаемого топлива:

- на твердом топливе;

- на жидком топливе;

- на газообразном топливе;

д) по типу системы теплоснабжения:

- установки с закрытой системой теплоснабжения;

- установки с открытой системой теплоснабжения, когда водоразбор горячей воды происходит непосредственно из тепловой сети.

1.2. Тепловые схемы теплогенерирующих установок

Под тепловой схемой теплогенерирующей установки понимают графическое изображение основного и вспомогательного оборудования установки, объединяемого линиями трубопроводов. Различают несколько видов тепловых схем:

- принципиальная (на схеме указывается только основное оборудование и основные трубопроводы);

- развернутая (на схеме указывается все устанавливаемое оборудование и трубопроводы с расположенной на них запорной и регулирующей арматурой);

- рабочая, или монтажная (на схеме, выполненной в ортогональной или аксонометрической проекции, указываются отметки расположения трубопроводов, их наклоны, арматура, крепления, размеры и т.д.).

Развернутую и рабочую тепловые схемы составляют лишь после разработки и расчета принципиальной тепловой схемы; на их основе выбирают оборудование теплогенерирующей установки.

При рассмотрении тепловых схем теплогенерирующих установок все оборудование обычно делят на две категории:

- основное (котлы, подогреватели и охладители, расширители непрерывной продувки, деаэраторы, насосы, баки, редукционные охладительные установки, химводоочистка и др.);

- вспомогательное (арматура, резервные насосы, вспомогательные трубопроводы и др.).

В соответствии с СНиП 11-35-76* "Котельные установки" [1] тепловые нагрузки при расчете и выборе оборудования теплогенерирующих установок должны определяться для трех характерных режимов:

- максимально-зимнего (при средней температуре наружного воздуха в наиболее холодную пятидневку);

- наиболее холодного месяца (при средней температуре наружного воздуха в наиболее холодный месяц);

- летнего (при расчетной температуре наружного воздуха теплого периода, расчетные параметры А).

Рассчитать принципиальную тепловую схему теплогенерирующей установки - это значит определить:

- суммарную максимальную паро- или теплопроизводительность теплогенерирующей установки;

- число устанавливаемых котлов в котельной;

- расходы пара и воды по трубопроводам теплогенерирующей установки.

Суммарная паро- или теплопроизводительность теплогенерирующей установки определяется при указанных выше трех режимах ее работы. При этом под рабочей тепловой мощностью теплогенерирующей установки $Q_{\text{Р. ТГУ}}$ или рабочей паропроизводительностью $D_{\text{Р. ТГУ}}$ понимают суммарную максимальную мощность по всем энергоносителям (пару и горячей воде) с учетом мощности на покрытие собственных нужд теплогенерирующей установки $Q_{\text{СН}}$ и потерь $Q_{\text{ПОТ}}$, т.е. для водогрейной теплогенерирующей установки

$$Q_{\text{Р.ТГУ}} = Q_{\text{ТЕХ}} + Q_{\text{ОВ}} + Q_{\text{ГВ}} + Q_{\text{СН}} + Q_{\text{ПОТ}} \qquad (1.1)$$

и для паровой

$$D_{\text{Р.ТГУ}} = D_{\text{ТЕХ}} + D_{\text{ОВ}} + D_{\text{ГВ}} + D_{\text{СН}} + D_{\text{ПОТ}}, \qquad (1.2)$$

где $Q_{\text{ТЕХ}}$, $D_{\text{ТЕХ}}$ - тепловая мощность или расход пара на технологические нужды;

$Q_{\text{ОВ}}$, $D_{\text{ОВ}}$ - тепловая мощность или расход пара на отопление и вентиляцию;

$Q_{\text{ГВ}}$, $D_{\text{ГВ}}$ - тепловая мощность или расход пара на горячее водоснабжение;

$Q_{\text{СН}}$, $D_{\text{СН}}$ - тепловая мощность или расход пара на собственные нужды;

$Q_{\text{ПОТ}}$, $D_{\text{ПОТ}}$ - потери тепловой мощности и пара в тепло-генерирующей установке.

1.3. Выбор типа, мощности и числа котлов

При проектировании теплогенерирующей установки требуется знать, сколько и каких котлов необходимо установить. Выбор типа котлов зависит от вида нагрузки, места расположения теплогенерирующей установки, тепловой мощности потребителей, вида топлива и т.п. При чисто паровой нагрузке к установке принимаются паровые котлы, при чисто отопительной нагрузке к установке принимаются водогрейные котлы, при смешанной нагрузке применяется для удобства установка одновременно паровых и водогрейных котлов.

Количество и единичную тепловую мощность водогрейных котлов и паропроизводительность паровых котлов, устанавливаемых в теплогенерирующей установке, следует определять по расчетной производительности котельной $Q_{Р.ТГУ}$ и $D_{Р.ТГУ}$, используя формулы (1.1) и (1.2), проверяя при этом режим работы котлов для теплого летнего периода года.

Экономичная работа котлов зависит от их нагрузки и наблюдается при номинальной (проектной) нагрузке котлов. Поэтому мощность и количество котлов необходимо выбирать таким образом, чтобы в отопительный период котлы имели нагрузки, близкие к номинальным. В случае выхода из строя наибольшего по производительности котла в теплогенерирующей установке первой категории оставшиеся котлы должны обеспечить требуемый отпуск тепла потребителям. Следует отметить, что к потребителям теплоты первой категории относят тех, прекращение подачи теплоты которым может привести к опасности для жизни людей или значительному ущербу в народном хозяйстве страны. К потребителям теплоты второй категории относят остальных потребителей. Для теплогенерирующих установок, обеспечивающих тепловой энергией потребителей второй категории, отпуск теплоты не нормируется.

Для встроенных, пристроенных и крышных котельных следует предусматривать автоматизированные котлы полной заводской готовности.

В теплогенерирующей установке должна предусматриваться установка не менее двух котлов, за исключением производственных теплогенерирующих установок второй категории, в которых допускается установка одного котла.

Максимальное количество котлов, устанавливаемых в теплогенерирующей установке, должно определяться на основании технико-экономических расчетов.

1.4. Принципиальная тепловая схема производственно-отопительной теплогенерирующей установки

Принципиальные тепловые схемы теплогенерирующих установок отображают протекающие в определенной последовательности тепловые процессы, связанные с трансформацией теплоносителя и исходной воды. При составлении схемы определяется все основное оборудование, необходимое для выработки теплоносителя заданных параметров, устанавливается взаимосвязь между элементами этого оборудования. На основе схемы производится тепловой расчет теплогенерирующей установки, составляются требуемые материальные и тепловые балансы по отдельным статьям расхода и прихода вырабатываемого теплоносителя и исходной воды.

Производственно-отопительные ТГУ проектируются на базе промышленных и отопительных нагрузок, при этом потребителю производится отпуск пара и горячей воды на технологические нужды и горячей воды для покрытия отопительных нагрузок.

Принципиальная тепловая схема паровой производственно-отопительной ТГУ с закрытой системой теплоснабжения и котлами типа ДЕ, КЕ, ДКВР, вырабатывающими насыщенный или слегка влажный пар при давлении 1,4 МПа, приведена на рис. 1.1.

Пар, вырабатываемый котельным агрегатом К1, через редукционную охладительную установку К2, в которой происходит понижение давления пара (обычно до 0,7 МПа), направляется на технологические нужды на производство, на собственные нужды ТГУ, в сетевые подогреватели К5 на выработку теплоты для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. В редукционно-охладительной установке К2 при дросселировании получают перегретый пар, который затем увлажняют питательной водой до состояния сухого насыщенного.

Для предотвращения повышения концентрации солей в воде, циркулирующей в контуре парового котла К1, предусматривается "продувка", т.е. вывод части котловой воды с большим содержанием солей из контура котла. За счет этого мероприятия предотвращается образование накипи в котле. Продувочная вода выводится в расширитель непрерывной продувки К6, где при пониженном давлении (около 0,15 МПа) она вскипает и отводится через подогреватель исходной воды К13 и барботёр К17 в канализацию.

Для восполнения потерь конденсата на производстве, потери воды с "продувкой" и в тепловых сетях, внутренних потерь пара и др. в схему ТГУ подается определенное количество исходной воды из водопровода.

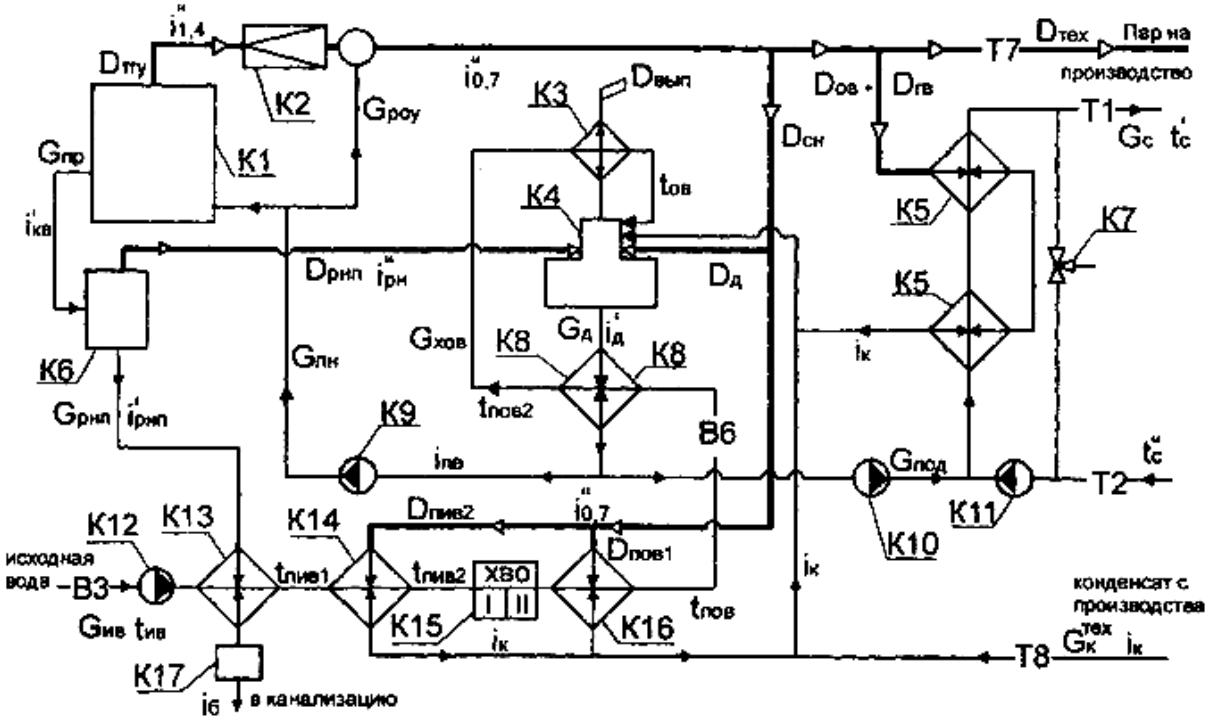


Рис. 1.1. Принципиальная тепловая схема производственно отопительной теплогенерирующей установки с закрытой системой теплоснабжения и паровыми котлами типа ДЕ и КЕ, работающими на насыщенном паре при давлении 1,4 МПа

Вода насосом исходной воды К12 подается в подогреватель исходной воды К13, где нагревается до 20-25 °С за счет теплоты, передаваемой в барботере от продувочной воды. Такая температура воды позволяет предотвратить конденсацию пара из воздуха и коррозию на внешних поверхностях труб и оборудования химводоочистки К15. После этого исходная вода подается во второй подогреватель исходной воды К14, обогреваемый паром. В установке химической очистки К15 происходит умягчение воды, т.е. удаление из нее солей жесткости, которые могут привести к образованию накипи в котле и тепловых сетях. Умягченная вода через подогреватели химически очищенной воды К16 и К8 и охладитель выпара К3 направляется в деаэратор атмосферного типа К4, где при ее кипении из воды удаляются растворенные газы (O_2 и CO_2), вызывающие внутреннюю коррозию труб котла. В деаэратор К4 также поступает конденсат с производства после сетевых теплообменников К5. Для нагрева воды в деаэраторе до кипения в него подается пар после редукционной охладительной установки К2 и расширителя непрерывной продувки К6. Выделившиеся в деаэраторе газы с небольшим количеством пара, который называют выпаром, направляют в теплообменник К3, в котором пар конденсируется и отдает тепло умягченной воде, а газы выбрасываются в атмосферу.

Умягченная вода после деаэратора питательным насосом К9 подается в паровой котел К1 и к редукционной охладительной установке К2.

Для восполнения потерь сетевой воды в системе теплоснабжения имеется подпиточный насос К10. Перемещение воды в системе теплоснабжения осуществляется сетевым насосом К11. Требуемый температурный режим в ТГУ и системе теплоснабжения поддерживается с помощью перемычки и регулятора температуры К7.

При необходимости нагрева воды для технологических нужд в схему ТГУ включается самостоятельная установка.

Для открытых систем теплоснабжения в тепловую схему ТГУ, изображенную на рис. 1.1, должны быть внесены изменения в соответствии с рис. 1.2.

В блоке химводоочистки обрабатываемая вода разделяется на два потока, как показано на рис. 1.2:

- питательную воду $G_{ХОВ}^{ПК}$ паровых котлов, прошедшую две ступени умягчения в ХВО и поступающую в деаэратор К4 (рис. 1.1);

- подпиточную воду $G_{ХОВ}^{ТС}$ тепловых сетей, прошедшую одну ступень умягчения в ХВО, подогреватель очищенной воды К20, и поступающую далее в деаэратор подпиточной воды К19 через охладитель выпара К18 и далее в бак-аккумулятор К21. Из бака-аккумулятора вода подпиточным насосом К10 подается в тепловую сеть.

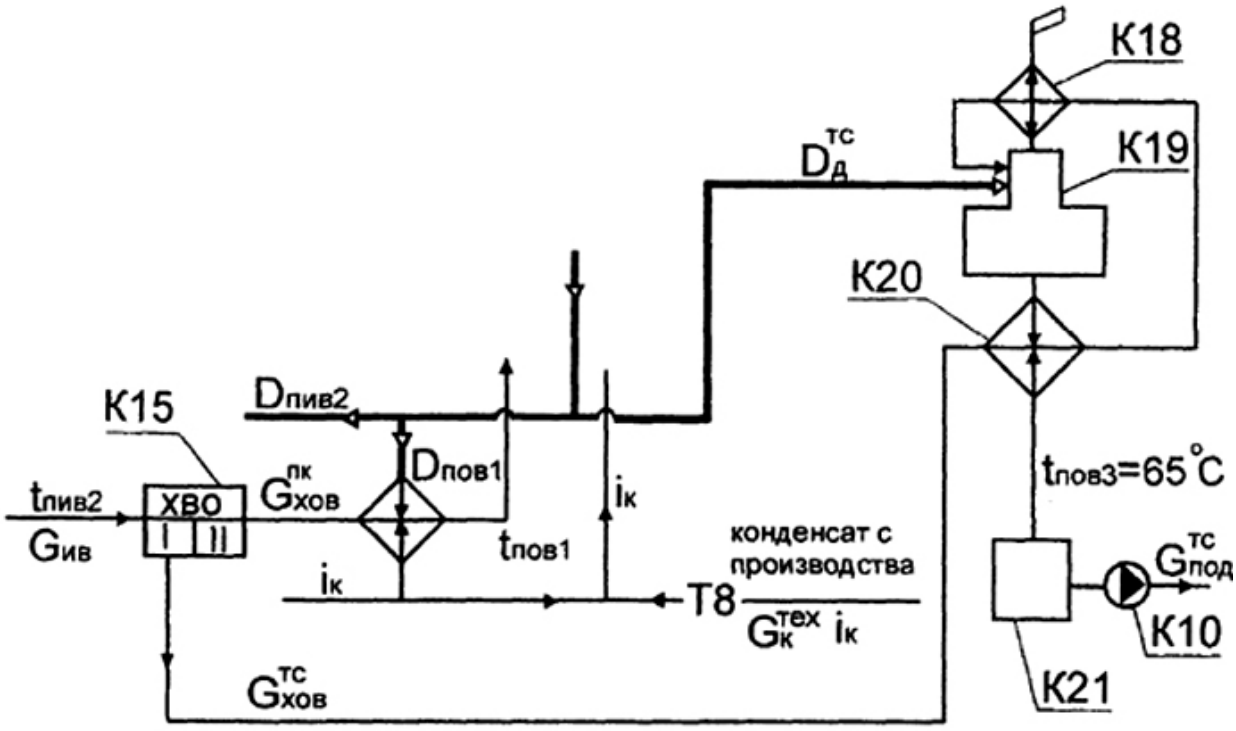


Рис. 1.2. Принципиальная схема блока химводоочистки для открытой системы теплоснабжения производственно-отопительной теплогенерирующей установки

1.5. Принципиальная тепловая схема отопительной теплогенерирующей установки с водогрейными котлами

Отопительная ТГУ проектируется на базе тепловых нагрузок на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, и используются при этом водогрейные котлы. Принципиальная схема отопительной ТГУ для закрытой системы теплоснабжения приведена на рис. 1.3. Так как многие элементы установки по своему назначению совпадают с аналогичными элементами ТГУ, изображенной на рис. 1.1, то ниже опущено их пояснение.

Обратная вода сетевым насосом К11 подается в водогрейный котел К1. Нагретая в котле вода направляется в подающий трубопровод Т1 и на собственные нужды ТГУ. Температура воды на входе в котел должна соответствовать требованиям заводов-изготовителей водогрейных котлов.

Температура воды должна быть выше значения, при котором может возникнуть низкотемпературная коррозия труб котла в связи с омыванием их продуктами сгорания топлива, содержащими раствор серной кислоты.

Такой раствор серной кислоты образуется при конденсации из дымовых газов водяных паров и соединении их с газом SO_3. Для повышения температуры обратной воды используется рециркуляционный насос К5.

Температура воды в подающем трубопроводе Т1 тепловой сети должна меняться в соответствии с отопительным температурным графиком, что

обеспечивается путем пропуска воды помимо котла К1 через перемычку с регулятором температуры К7.

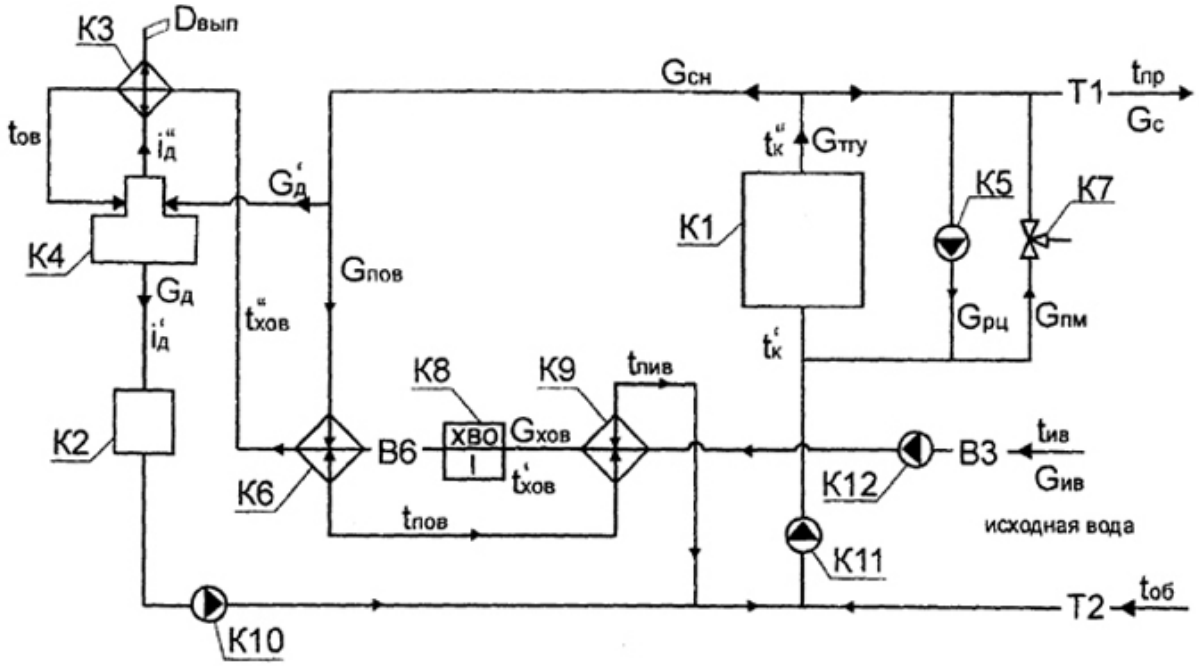


Рис. 1.3. Принципиальная тепловая схема отопительной теплогенерирующей установки с водогрейными котлами и закрытой системой теплоснабжения

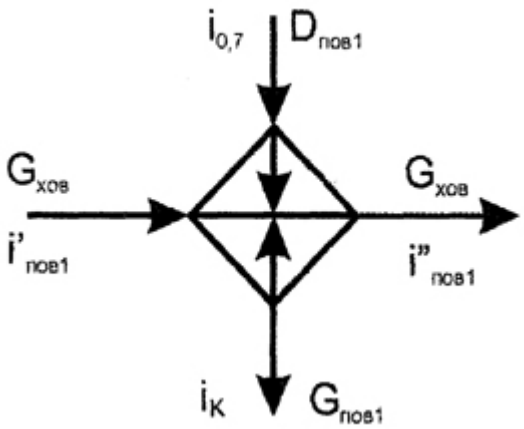
Потери воды в ТГУ и тепловых сетях, а также расход воды на горячее водоснабжение (в открытых системах теплоснабжения) компенсируются подачей исходной воды из водопровода. Насосом исходной воды К12 вода подается в подогреватель исходной воды К9, где она подогревается до 20-25 °С, и затем направляется в установку химической очистки воды К8, где обычно применяется одноступенчатое умягчение воды. Умягченная вода через подогреватель химически очищенной воды К6 и охладитель выпара К3 подается в вакуумный деаэратор К4 (давление в деаэраторе около 0,03 МПа). Деаэрированная вода собирается в питательном баке К2, из которого она подпиточным насосом К10 направляется для подпитки тепловых сетей. Для нагрева воды в деаэраторе используется горячая вода из котла К1.

Для открытой системы теплоснабжения в схему водогрейной установки, изображенной на рис. 1.3, включаются дополнительно следующие элементы: баки-аккумуляторы для создания запаса воды для горячего водоснабжения в часы максимального расходования воды потребителем, перекачивающие насосы и насосы для подачи горячей воды потребителю и др.

1.6. Составление уравнений теплового баланса

В процессе расчета принципиальных тепловых схем теплогенерирующих установок студентам необходимо научиться составлять тепловые балансы для теплообменников и точек смешения потоков пара и воды. Покажем это на примере подогревателя очищенной воды ПОВ1 (см. рис. 1.1). Для этого изобразим схему

подогревателя отдельно с указанием стрелками входящих и выходящих из него потоков пара и воды, их расходов и энтальпий (рис. 1.4).



1.4. Принципиальная схема подогревателя ПОВ1

Обычно при определении теплоты, вносимой потоком пара, запись делается через энтальпию пара, которую определяют по таблицам воды и водяного пара, а при определении теплоты, вносимой с потоком воды, используют ее температуру, при этом энтальпию воды i рассчитывают через теплоемкость воды $C_В$ и ее температуру t, кДж/кг

$$i = C_В \cdot t, \qquad (1.3)$$

где $C_В$ = 4,19 кДж/(кг·К).

Уравнение теплового баланса для подогревателя будет:

$$D_{ПОВ1}(i_{0,7} - C_В \cdot t_К) = G_{ХОВ} \cdot C_В \cdot (t''_{ПОВ1} - t'_{ПОВ1}), \qquad (1.4)$$

где левая часть уравнения показывает отданную паром теплоту, а правая часть - теплоту, воспринятую в подогревателе очищенной водой.

При использовании уравнения (1.2) следует учесть, что расход пара $D_{ПОВ1}$, поступающего в подогреватель, равен расходу уходящего из подогревателя конденсата $G_{ПОВ1}$.

2. ВОДНОЕ ХОЗЯЙСТВО

2.1. Водный режим работы котлов

Бесперебойная и экономичная работа котлов теплогенерирующей установки возможна только при правильной организации в ней водного режима. Наличие механических примесей и взвешенных частиц в воде приводит к отложениям и забивке труб грязью. Наличие в воде солей приводит к отложениям накипи на внутренних поверхностях труб котла. В соответствии с требованиями СНиП II-35-76* "Котельные установки" [1] запрещено проектировать теплогенерирующие установки без водоподготовки. Поэтому для паровых и водогрейных установок необходима предварительная специальная подготовка воды, которая осуществляется на станциях химводоочистки теплогенерирующих установок.

Основными накипеобразующими примесями необработанной воды являются соли кальция и магния, содержание которых обусловливает жесткость воды. К таким солям относят: сульфат кальция ($CaSO_4$); карбонаты кальция и магния ($CaCO_3$ и $MgCO_3$); силикаты кальция и магния ($CaSiO_3$ и $MgSiO_3$); гидроокиси ($Ca(OH)_2$ и $Mg(OH)_2$) и др. Выделение твердой фазы из воды происходит из-за упаривания воды, вследствие чего повышается концентрация солей в ней и раствор приближается к насыщению. В то же время накипь, состоящая в основном из $CaCO_3$, образуется уже при нагреве воды до 40...50 °С. В местах ее отложения происходит перегрев металла труб котла и деформация или даже появление трещин, при этом резко ухудшается процесс теплопереноса за счет дополнительного термического сопротивления самих отложений.

Выделение из воды твердой фазы (накипи) и отложение ее на поверхностях нагрева называют первичным процессом накипеобразования. Выпадающий осадок в виде взвешенных частиц (шлама) в объеме воды, который легко удаляется из котла с помощью продувки, называют вторичными отложениями.

Для нормальной работы котлов должен быть создан безнакипный режим работы, который обеспечивается за счет соответствующей подготовки исходной воды.

2.2. Физико-химические характеристики воды

При работе теплогенерирующей установки в ее различных частях движется вода с разными свойствами, как показано на рис. 2.1:

- исходная (которая берется из открытых водоемов, рек, подземных скважин, хозяйственно-питьевого водопровода);

- химически очищенная (когда вода прошла цикл очистки от солей жесткости);

- питательная (когда из химически очищенной воды удалили газы);

- подпиточная вода (очищенная вода, идущая на подпитку тепловых сетей или на собственные нужды установки);

- котловая (вода, циркулирующая в контуре котла);

- продувочная (солесодержащая вода, удаляемая из котла при продувке);

- сетевая (вода, циркулирующая в тепловой сети). Качество воды может быть охарактеризовано рядом ее параметров:

- количеством взвешенных частиц в воде, мг/кг;

- сухим остатком, мг/кг;

- общим солесодержанием (минеральным остатком), мг/кг;

- жесткостью, мг-экв/кг;

- щелочностью, мг-экв/кг;

- содержанием кремниевой кислоты (SiO_2), мг/кг;

- концентрацией водородных ионов и содержанием коррозионно-активных газов, мг/кг.

Количество взвешенных частиц. К взвешенным частицам относят механические примеси, удаляемые из воды путем фильтрования.

Для определения этого показателя качества воды необходимо взять 1 кг воды и профильтровать ее. Затем следует фильтровальную бумагу с осадком высушить и определить массу самого остатка на бумаге в мг - это и будет количеством взвешенных частиц.

Сухой остаток *S* получают испарением 1 кг отфильтрованной воды при температуре 105-110 °С. Этот показатель указывает на количество растворенных в воде веществ.

Общее солесодержание, характеризующее количество солей в воде, на практике можно определить суммированием катионов и анионов, полученных в результате полного химического анализа воды.

Жесткость. Различают следующие виды жесткости воды:

- общую жесткость $Ж_O$, которая характеризует содержание в воде всех солей кальция и магния;

- карбонатную (временную) жесткость $Ж_K$, обусловленную наличием в воде бикарбонатов кальция и магния ($Ca(HCO_3)_2$ и $Mg(HCO_3)_2$);

- некарбонатную (постоянную) жесткость $Ж_{НК}$, которая характеризуется наличием в воде остальных солей кальция и магния (хлоридов - $CaCl_2$ и $MgCl_2$, сульфатов - $CaSO_4$ и $MgSO_4$, силикатов- $CaSiO_3$ и $MgSiO_3$, и др.).

Они связаны между собой уравнением

$$Ж_О = Ж_К + Ж_{НК}. \qquad (2.1)$$

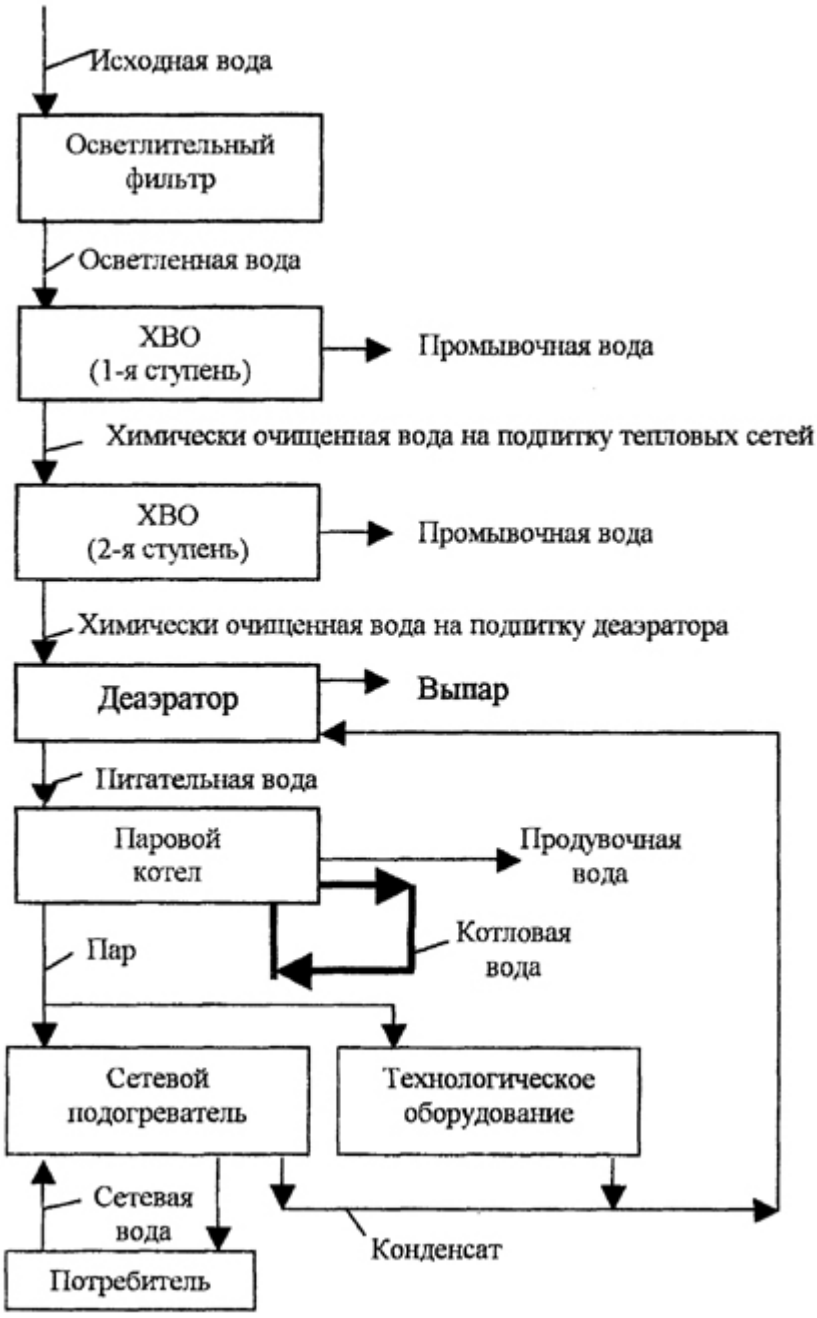


Рис. 2.1. Схема движения воды и пара в теплогенерирующей установке

Кроме вышеописанных видов жесткости, различают еще кальциевую $Ж_{Ca}$ и магниевую $Ж_{Mg}$. Кальциевая жесткость зависит от концентрации в воде катионов кальция, а магниевая -от катионов магния, и они связаны с общей жесткостью воды соотношением

$$Ж_О = \frac{Ca^{+2}}{20,04} + \frac{Mg^{+2}}{12,16}. \qquad (2.2)$$

При кипении воды бикарбонаты кальция и магния переходят в карбонаты и выпадают в осадок в виде шлама, который удаляется при продувке:

$$Ca(HCO_3)_2 \Rightarrow CaCO_3 \downarrow + H_2O + CO_2 \uparrow,$$
$$Mg(HCO_3)_2 + H_2O \Rightarrow Mg(OH)_2 \downarrow + CO_2 \uparrow.$$

За единицу измерения жесткости воды принят мг-экв, равный 20 мг кальция или 12 мг магния.

По общей жесткости все природные воды условно делятся на три группы:

- мягкие ($Ж_О \leq 4$ мг-экв/кг);

- средней жесткости ($Ж_О = 4...7$ мг-экв/кг);

- жесткие ($Ж_О \geq 7$ мг-экв/кг).

Щелочность. Различают следующие виды щелочности воды:

- общую $Щ_О$, характеризующую наличие в воде различных ионов;

- гидратную $Щ_Г$, характеризующую наличие в воде гидроксильных ионов OH^-;

- бикарбонатную $Щ_Б$, определяемую по наличию в воде бикарбонатных ионов HCO_3^-;

- карбонатную $Щ_К$, определяемую по наличию в воде карбонатных ионов CO_3^{2-}.

Между собой эти виды щелочности связаны уравнением

$$Щ_О = Щ_Г + Щ_Б + Щ_К. \qquad (2.3)$$

Щелочность воды в 1 мг-экв/кг соответствует: 40 мг/кг едкого натра; 84,02 мг/кг бикарбоната натрия; 53 мг/кг карбоната натрия.

На практике для оценки качества котловой воды используется относительная щелочность $Щ_{ОТ}$, которая определяется по формуле, %

$$Щ_{ОТ} = Щ_О \cdot 40\frac{100}{S},$$

где 40 - эквивалент NaOH.

Щелочность питательной воды можно определить по формуле

$$Щ_{ПВ} = К \cdot Щ_{ХОВ} + (1 - К)Щ_{КН},$$

где $Щ_{ХОВ}$, $Щ_{КН}$ - щелочность химически очищенной воды и конденсата; К - доля потерь конденсата.

Часто на практике данные по качеству щелочности конденсата отсутствуют. В таких случаях ее принимают равной 0,05...0,1 мг-экв/кг.

Следует отметить, что относительная щелочность для паровых котлов давлением до 4 МПа со сварными барабанами и сварными соединениями труб с барабанами и коллекторами не нормируется.

Содержание кремниевой кислоты в воде характеризует концентрацию в ней различных соединений кремния, находящихся в молекулярной или коллоидной форме. Вредное влияние соединений кремния сказывается на работе парогенераторов с давлением пара более 7 МПа, т.к. только при этом давлении и выше кремниевая кислота начинает растворяться в паре.

Концентрация водородных ионов и содержание коррозионно-активных газов. Растворенные в воде агрессивные газы O_2 и CO_2 вызывают различные виды коррозии и характеризуют коррозионные свойства воды. При нагревании воды из нее начинают выделяться газы, общее количество которых можно определить, если довести воду до кипения и из нее выделятся все газы.

Важное значение для качества питательной воды имеет показатель концентрации в воде водородных ионов pH. При нейтральной реакции воды pH = 7, при pH < 7 реакция воды будет кислой, а при pH > 7 - щелочной.

2.3. Требования, предъявляемые к качеству исходной, питательной, котловой воды и пара

В соответствии с действующими правилами устройства и эксплуатации теплогенерирующих установок к воде и пару предъявляются определенные требования, изложенные в нормативном документе [4].

В приведенных нормативных документах содержатся сведения о допустимом содержании веществ и газов в воде и паре. В случае, если эти требования в период эксплуатации котлов не соблюдаются, на внутренних поверхностях котла образуется накипь, структура и состав которой приведены в табл. 2.1.

Наличие накипи значительно ухудшает работу и усложняет эксплуатацию котла и приводит к негативным последствиям:

- уменьшается срок службы системы;

- увеличивается расход топлива;

- возрастает число внеплановых ремонтов;

- увеличиваются затраты электроэнергии на транспортировку воды и т.п.

Таблица 2.1

Состав и структура накипи

Деление накипи по составу	Характеристика	Структура	Места образования
Карбонатная	С преобладанием до 70...80% карбонатов кальция и магния ($CaCO_3$, $MgCO_3$)	От рыхлой до плотной	В местах с пониженной температурой и замедленной циркуляцией воды
Сульфатная (гипсовая)	С повышенным содержанием (до 50%) сульфата кальция ($CaSO_4$)	Особо твердая при сильном сцеплении с металлом	На наиболее горячих поверхностях нагрева
Силикатная	С содержанием до 20...25% силикатов кальция ($CaSiO_3$) и магния ($MgSiO_3$) и гидросиликатов кальция и магния	Повышенная твердость. Имеет стекловидный характер и сильное сцепление с металлом	В местах с наибольшей плотностью теплового потока
Смешанная	Состоит из смеси сульфата кальция, карбонатов кальция и магния и др.	От рыхлой до плотной	В местах с пониженной температурой воды и на наиболее горячих поверхностях

2.4. Обработка воды

Условно схему подготовки исходной воды для теплогенерирующей установки можно представить в виде табл. 2.2.

Сама обработка воды предусматривает:

- удаление взвешенных примесей из воды в осветлительных фильтрах;

снижение жесткости (умягчение) воды на станции химводоочистки;

- поддержание определенной величины щелочности воды на станции химводоочистки;

- снижение общего солесодержания воды за счет продувки;

- удаление растворенных агрессивных газов из воды в деаэраторе.

Таблица 2.2

Типы и методы обработки воды

Тип обработки	Метод обработки
Докотловая (предварительная)	Отстаивание Фильтрование Коагуляция Умягчение
Внутрикотловая	Продувка Деаэрация Присадки химических реагентов

3. ДОКОТЛОВАЯ ОБРАБОТКА ВОДЫ

При использовании в теплогенерирующей установке воды из поверхностных источников необходимо предусматривать следующую ее подготовку:

- отстаивание;

- фильтрование на осветлительных фильтрах, если количество взвешенных частиц не превышает 100 мг/л;

- коагуляцию и фильтрование, если количество взвешенных частиц в воде превышает 100 мг/л и щелочность воды - до 1,5 мг-экв/кг;

- известкование с коагуляцией и фильтрованием для уменьшения щелочности, солесодержания и содержания солей железа при количестве взвешенных частиц более 100 мг/л и щелочности воды более 1,5 мг-экв/кг;

- содоизвесткование с коагуляцией и фильтрованием, когда общая жесткость воды превышает ее общую щелочность, и другие способы.

3.1. Отстаивание, фильтрование и коагуляция воды

Природная вода содержит минеральные и органические примеси с различной крупностью частиц. При размере частиц более 0,1 мкм их называют грубодисперсными или механическими; при размере частиц в пределах 0,1...0,001 мкм - коллоидными. Механические и коллоидные частицы удаляют отстаиванием, коагуляцией и фильтрованием.

Отстаивание воды производят в отстойнике, объем которого должен быть равен полуторной или двойной часовой производительности теплогенерирующей установки по воде. Сам процесс осаждения частиц будет зависеть от плотности частиц, их величины и формы.

Фильтрование обычно осуществляют в осветлительных фильтрах после отстаивания воды. При этом вода пропускается через слой фильтрующего зернистого материала с размером частиц 0,6...1 мм (дробленый антрацит, кварцевый песок, мрамор). При нормальной работе осветлителя концентрация взвешенных веществ должна составлять до фильтрации 10...12 мг/кг, после фильтрации - не более 5 мг/кг.

Для более быстрого и полного процесса отстаивания и фильтрования применяют коагуляцию - укрупнение коллоидных частиц и выделение их в осадок при добавке к воде специальных реагентов (коагулянтов). Коагуляцию исходной воды проводят также и в осветлителях. В качестве коагулянта применяют сернокислые соли алюминия ($Al_2(SO_4)_3$), железа ($FeSO_4 \cdot 7H_2O$), хлорного железа ($FeCl_3 \cdot 6H_2O$) при pH воды, равном 4...10. В результате обработки воды образуется осадок в виде шлама, который оседает в фильтре. Коагуляция протекает наиболее

интенсивно при температуре 35...40 °С, при этом содержание органических веществ может быть снижено на 60...80%, а содержание кремниевой кислоты на 25...40%. Поэтому воду перед подачей ее в осветлительные фильтры, где используется коагуляция, следует подогревать до указанных выше температур.

Принципиальная схема прямоточной установки для осветления воды показана на рис. 3.1. Исходная вода насосом 1 подается в схему. Коагулянт, находящийся в баке 3 в виде раствора, подается дозатором 2 в трубопровод. В смесительном баке 4 происходит коагуляция коллоидных частиц, которые оседают в фильтрующем слое осветлительного фильтра 6, а очищенная вода поступает далее в схему ТГУ. Обычно высота фильтрующего слоя составляет 0,8...1,2 м, а скорость движения воды через слой составляет 5...12 м/ч. Схема осветлительного фильтра приведена на рис. 3.2. Когда фильтрующий элемент 1 засоряется и фильтр начинает плохо очищать воду, его регенерируют, т.е. восстанавливают работоспособность фильтрующего элемента.

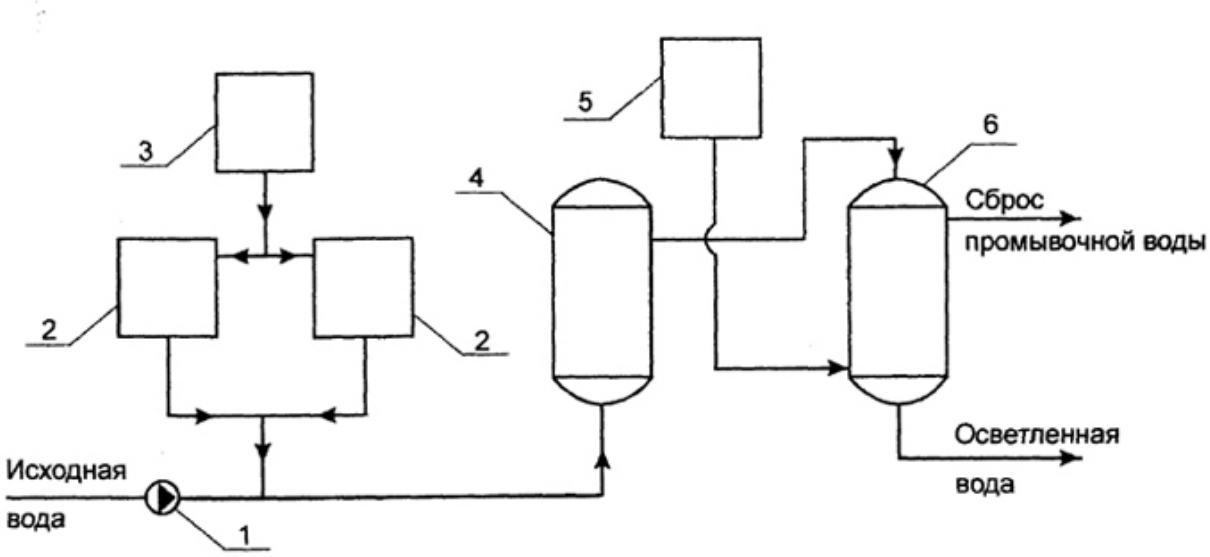


Рис. 3.1. Принципиальная схема прямоточной установки для осветления воды:
1 - насос; 2 - дозатор; 3 - бак с раствором коагулянта; 4 - смесительный бак; 5 - бак с промывочной водой; 6 - осветлительный фильтр

Регенерация фильтра осуществляется путем его остановки, отмывки отложений и восстановления реакционной способности. Для улучшения отмывки фильтрующего слоя сначала в фильтр подают снизу воздух и взрыхляют фильтрующий слой.

Фильтрующий слой промывается водой, которую берут из бака, и только после этого производят регенерацию фильтрующего слоя, используя ионообменные методы.



Рис. 3.2. Схема осветлительного фильтра:
1 - фильтрующая загрузка; 2 - корпус фильтра; 3 - разбрызгивающее устройство

3.2. Известкование и содоизвесткование воды

При необходимости снижения карбонатной жесткости воды, взятой из открытых источников для теплогенерирующей установки, можно использовать известкование с последующим подкислением. Этот метод относят к методам осаждения. Основан метод на принципе связывания ионов солей жесткости, находящихся в воде и подлежащих удалению, в малорастворимые соединения, которые осаждаются в виде шлама. В основном известкование применяется для удаления из воды связанной и свободной углекислоты, снижения щелочности и сухого остатка исходной воды с одновременным ее умягчением. Известкование с коагуляцией позволяет обезжелезить воду из поверхностных источников и удалить из нее органические вещества.

Известкование осуществляют в осветлительных фильтрах, при этом для активизации процесса температуру необходимо поддерживать в пределах 30...40 °С.

Содоизвесткование, когда совместно используются известь и сода, обычно применяют для вод с большой жесткостью, превышающей щелочность. При этом протекают те же реакции, что и при известковании, но магний удаляется полностью, а кальциевые соли некарбонатной жесткости удаляются содой:

$$CaCl_2 + NaCO_3 \Rightarrow CaCO_3 \downarrow + 2NaCl \ ,$$
$$CaSO_4 + NaCO_3 \Rightarrow CaCO_3 \downarrow + Na_2SO_4 .$$

Известкование и содоизвесткование относятся к методам ионного обмена, о которых будет рассказано ниже.

3.3. Умягчение воды методами ионного обмена

Умягчение воды можно осуществлять методом осаждения или методом ионного обмена.

При использовании метода осаждения (известкование и содоизвесткование) накипеобразующие катионы, находящиеся в воде в растворенном виде, в результате химического взаимодействия с известью или содой или вследствие термического разложения образуют новые соединения, малорастворимые в воде, и могут быть удалены отстаиванием или фильтрованием. Данный метод умягчения воды имеет ряд недостатков: громоздкость используемого оборудования; малая степень умягчения воды, которой оказывается недостаточно для паровых котлов. Поэтому для более глубокого умягчения воды обычно используют методы ионного обмена.

Метод ионного обмена обработки воды основан на способности некоторых металлов и других элементов вступать в ионный обмен с растворимыми в воде солями жесткости, сорбируя из воды ионы этих солей и отдавая в воду эквивалентное количество других ионов. В установке ионного обмена периодически должна проводиться регенерация материала фильтра (ионита), поставляющего ионы в обрабатываемую воду.

При регенерации материала фильтра (катионита) растворами NaCl, H_2SO_4 и NH_2Cl происходит обмен катионов (соответственно Na^+, H^+ и NH_4^+) на катионы солей жесткости обрабатываемой воды. Этот процесс называют катионированием. Наиболее распространенными методами ионного обмена являются:

- натрий-катионирование (Na-катионирование);

- водород-катионирование (H-катионирование).

Реже используются методы:

- аммоний-натрий-катионирование;

- натрий-хлор-ионирование.

Рассмотрим более подробно два первых метода ионного обмена как наиболее распространенные для обработки воды теплогенерирующих установок.

Натрий-катионирование

Вода в Na-катионитовых фильтрах пропускается через слой естественного или искусственного натриевого материала -катионита (глауконит, сульфоуголь и др.). Кальциевые и магниевые соли воды вступают в обменные реакции с указанным минералом, замещая в нем натрий и тем самым умягчая воду. Вместо кальциевых и магниевых солей в умягченной воде образуется эквивалентное количество легко растворимых натриевых солей. Щелочность воды при этом методе не изменяется.

Конструкция фильтра ионного обмена практически не отличается от осветлительного фильтра, изображенного на рис. 3.2, только фильтрующий слой заменен на слой катионита с кварцевым песком.

Работает фильтр следующим образом. Через слой катионита пропускают воду, поступающую в теплогенерирующую установку. Происходит умягчение воды, при этом катионит уплотняется, вырабатывается и загрязняется. После выработки катионита подачу воды для умягчения прекращают и катионит взрыхляют обратным потоком (водой или воздухом). Слой катионита взрыхляется, и после этого промывочной водой из бака производят промывку фильтрующего слоя (по продолжительности эта операция занимает около 15...30 минут). После окончания промывки фильтрующего слоя приступают к его регенерации, для чего пропускают через слой фильтра раствор соли NaCl (продолжительность 1,5...2 ч). После регенерации фильтрующего слоя осуществляют промывку фильтра (продолжительность около 15 минут) для удаления остатков раствора соли.

Одним из основных недостатков такого метода умягчения воды является то, что загрязненная вода после регенерации и промывки фильтра сбрасывается в дренаж или канализацию, что приводит к загрязнению окружающей среды.

При одноступенчатой схеме умягчения воды величина общей жесткости исходной воды $Ж_О$ может быть уменьшена до величины 0,1 мг-экв/кг. Для более глубокого умягчения воды используют двухступенчатую схему, при этом жесткость воды может быть доведена до величин 0,005...0,02 мг-экв/кг.

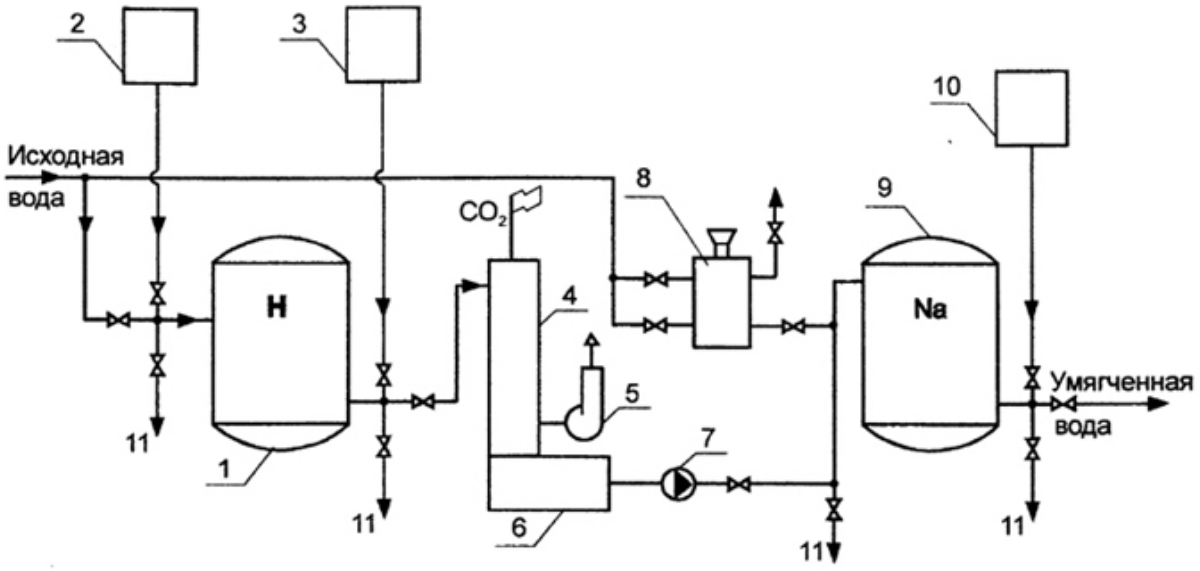


Рис. 3.3. Схема последовательного H-Na-катионирования:
1 - H-катионитовый фильтр; 2 - Na-катионитовый фильтр; 3 - бак воды для взрыхления H-катионита; 4 - удалитель углекислоты; 5 - вентилятор; 6 - бак умягченной воды; 7 - насос; 8 - солерастворитель; 9 - Na-катионитовый фильтр; 10 - бак воды для взрыхления Na-катионита; 11 - сброс загрязненной воды в канализацию

Водород-катионирование

Метод Н -катионирования обычно не применяют в чистом виде, а используют в сочетании с Na-катионированием по одной из трех схем: параллельной, последовательной или смешанной. В качестве катионита обычно используют сульфоуголь, а регенерацию фильтра обычно проводят 2%-м раствором серной кислоты. Наиболее распространенной является последовательная схема с так называемой "голодной" регенерацией Н-катионитовых фильтров. Принципиальная схема такой регенерации показана на рис. 3.3. Регенерацию Н-катионитового фильтра ведут недостаточным для полного восстановления фильтрующей загрузки ("голодным") количеством раствора кислоты. Получают при этом частично умягченную исходную воду с небольшой остаточной щелочностью. Отрицательной стороной метода Н-катионирования является то, что фильтры подвергаются щелочной коррозии и возникает необходимость работы с раствором серной кислоты. Для паровых котлов вода после Н-катионирования оказывается агрессивной, поэтому ее доумягчают на Na-катионитовом фильтре. Преимущество такого метода ионного обмена состоит в том, что в канализацию сбрасываются практически нейтральные стоки.

3.4. Другие методы умягчения воды

Существуют и другие методы очистки исходной воды, к которым следует отнести электродиализ, магнитный и ультразвуковой методы, метод обратного осмоса, ультрафильтрацию и др.

Электродиализ - ионообменный процесс, схожий с действием описанных выше ионообменных фильтров и отличающийся тем, что ионообменный слой заменен ионообменными мембранами (пористыми пленками), получаемыми полимеризацией смеси реагентов. Для упрочнения мембран их формируют на металлических сетках. Используют данный метод в основном для опреснения соленых вод. Под действием постоянного электрического тока, поданного на мембраны, последние способны пропускать только катионы или только анионы. В результате этого через мембрану проходит только чистая вода без солей жесткости.

Магнитный метод очистки воды достаточно часто применяется в отопительных котельных. При этом методе на воду воздействуют магнитным полем определенной напряженности и полярности. После этого при нагревании воды в котле из нее выпадают соли жесткости в виде шлама, которые удаляются продувкой из нижних точек котла. На поверхностях нагрева накипные отложения не образуются. Данный метод применяют для вод с преимущественно карбонатной жесткостью величиной до 6...8 мг-экв/кг, содержанием железа до 0,3 мг/кг и содержанием кислорода до 0,3 мг/кг.

Обычно используют одну из двух схем магнитной обработки воды. Первая схема предназначена для паровых котлов с температурой среды более 100 °С. В этом случае соли выделяются в толще воды в виде шлама, который необходимо непрерывно удалять из нижних слоев во избежание образования вторичной накипи. Поэтому данная схема предусматривает обязательную установку автоматического

шламоотделителя после аппарата магнитной обработки воды. По второй схеме, которая используется для водогрейных котлов с температурой подогрева воды до 95 °С, вода остается прозрачной и осадка в виде шлама не образуется. Омагниченные свойства воды сохраняются от 8 до 10 часов. Для постоянного поддержания омагниченных свойств воды в схеме (рис. 3.4) предусматривается антирелаксационный контур, через который должно проходить не менее 12...15% объема воды, циркулирующей в системе. Следует заметить, что магнитные аппараты должны иметь биологическую защиту, чтобы устранить вредное воздействие на обслуживающий персонал, и устанавливаются обычно в помещениях, где нет постоянного пребывания людей.

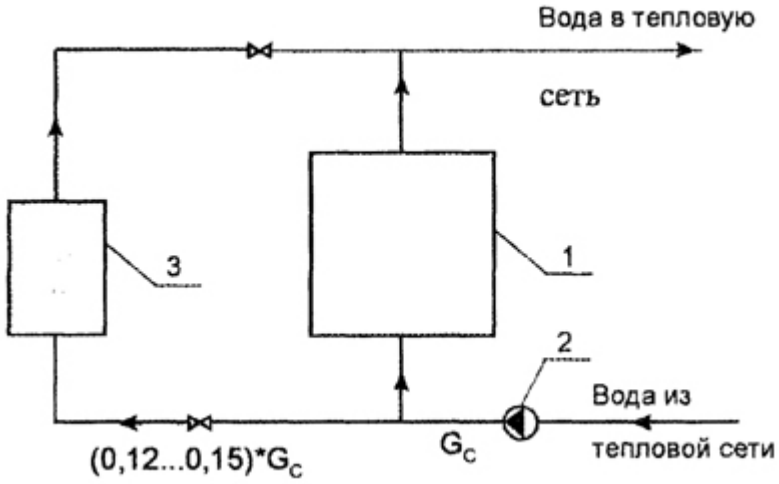


Рис. 3.4. Схема магнитной обработки воды:
1 - водогрейный котел; 2 - сетевой насос; 3 - устройство магнитной обработки воды

Ультразвуковая обработка воды осуществляется за счет воздействия на котловую воду ультразвуковыми колебаниями частотой 20...30 кГц, за счет чего создаются условия кавитации воды (непрерывное образование и исчезновение внутренних разрывов сплошности воды, т.е. происходит резкое понижение давления воды в отдельных точках и ее вскипание, а т.к. вода недогрета до кипения, то затем происходит такая же резкая конденсация пара и схлопывание пузырька). При схлопывании микропузырьков развиваются гидравлические микроудары, в результате чего происходит очистка внутренних поверхностей труб от образовавшейся накипи и предотвращение образования новой. Рабочая толщина слоя накипи при таком способе обработки воды не превышает 0,1 мм. На металл труб ультразвук данной частоты не оказывает вредного влияния, а под его воздействием происходит пассивирование поверхностного слоя металла, что снижает скорость коррозии.

Метод, в основе которого лежит процесс обратного осмоса, заключается в самопроизвольном переходе чистой воды через специальную мембрану, которая отделяет ее от исходной воды. Равновесное состояние перехода чистой воды через мембрану наступает при определенном гидростатическом давлении, равном разности высоты уровней в камере исходной воды и чистой воды. Это давление называют осмотическим, оно зависит от концентрации солей в исходной воде. Если создать в отделе камеры с исходной водой давление больше осмотического, то

чистая вода будет переходить в другую часть камеры. Этот процесс называют обратным осмосом. В качестве мембран используют пористые анизотропные пластины, проницаемые для молекул воды и практически непроницаемые для ионов растворенных солей. К преимуществам данного метода следует отнести отсутствие расхода реагента, а следовательно, и сбросов стоков в канализацию, которые наблюдаются для других способов очистки воды.

В настоящее время появился новый способ очистки воды от солей - ультрафильтрация, когда вода продавливается через пористый материал, размеры пор которого меньше размера задерживаемых частиц, загрязняющих воду.

3.5. Особенности умягчения воды для водогрейных котельных

Водоподготовка в теплогенерирующих установках с водогрейными котлами зависит от вида системы теплоснабжения (открытая или закрытая), а также от забора воды (из открытых водоемов, из подземных источников или при использовании воды хозяйственно-питьевого водопровода).

Одноступенчатое Na-катионирование применяют для:

- закрытых систем теплоснабжения при $Ж_О \leq 5$ мг-экв/кг;

- открытых систем теплоснабжения и систем горячего водоснабжения при $Ж_О < 2$ мг-экв/кг.

Для умягчения воды может также применяться метод Н -катионирования с "голодной" регенерацией при тех же ограничениях на жесткость исходной воды, которые сделаны выше.

4. ВНУТРИКОТЛОВАЯ ОБРАБОТКА ВОДЫ

4.1. Продувка

Для поддержания в котловой воде определенной концентрации солей, которая обеспечит безнакипный режим работы котла, применяют периодическую или непрерывную продувку. Продувка заключается в удалении из барабана котла части котловой воды с высоким солесодержанием и заменой ее питательной водой с малым солесодержанием. Продувку производят из тех мест водотрубной системы котла, где наиболее высокое солесодержание воды, как показано на рис. 4.1.

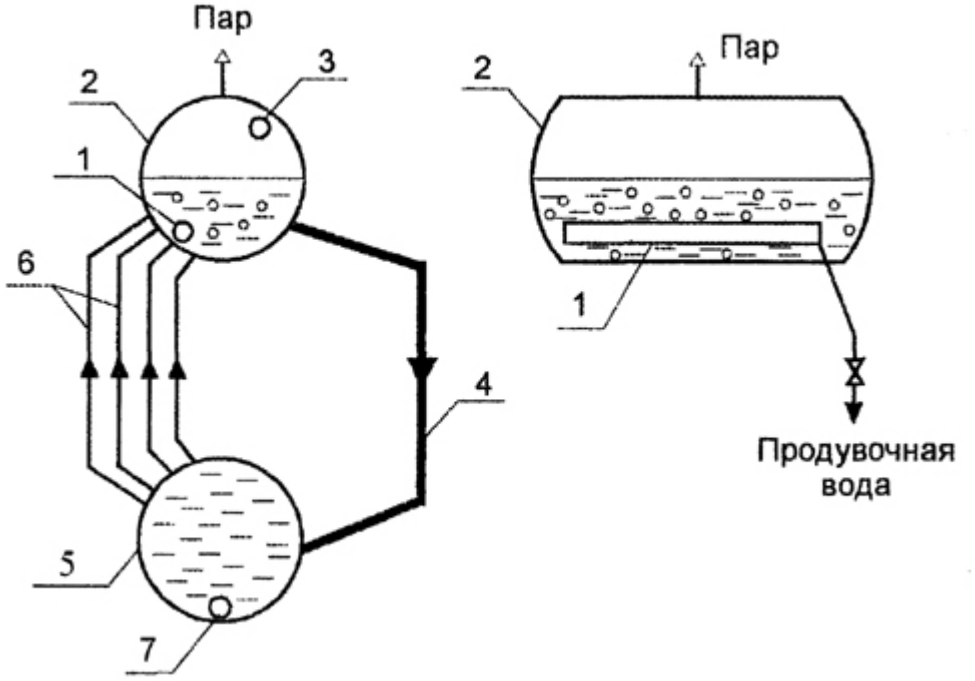


Рис. 4.1. Схема продувки котла при одноступенчатой системе испарения:
1 - труба для отвода продувочной воды; 2, 5 - верхний и нижний барабан; 3 - труба для подвода питательной воды; 4 - опускные трубы; 6 - подъемные (кипятильные) трубы; 7 - труба отвода шлама

Питательная вода подается в барабан по всей длине трубы 3 с отверстиями, проходящей в верхней части верхнего барабана 2. Нижняя аналогичная труба 1, расположенная в нижней части верхнего барабана, предназначена для сбора и отвода продувочной воды. В котлах со ступенчатым испарением продувку осуществляют из солевых отсеков или выносных циклонов. Периодическую продувку применяют для удаления шлама, который обычно скапливается в нижних коллекторах и барабанах котла. Величина продувки должна быть такой, чтобы солесодержание котловой воды соответствовало требованиям норм качества. Обычно процент продувки котла принимают в зависимости от его паропроизводительности. Принято считать, что для нормальной работы теплогенерирующих установок процент продувки не должен превышать для котлов малой и средней мощности 10%, для котлов большой мощности - 5%, что связано с потерями теплоты с продувочной водой. Оптимальными считают потери теплоты с продувочной водой в пределах 0,1...0,5% от теплоты сгораемого топлива. Для

случаев, когда одноступенчатое испарение требует большого процента продувки, используют ступенчатое испарение. Это позволяет уменьшить количество выводимой с продувкой горячей воды и сократить потери теплоты.

Сущность ступенчатого испарения заключается в следующем. Испарительная система котла разделяется на два отсека, соединенных по пару, но разделенных по воде. Питательная вода подается только в первый отсек, а для второго отсека питательной водой будет служить продувочная вода первого отсека. Продувка котла осуществляется из второго отсека. Так как концентрация солей во втором отсеке выше, чем в первом, то для вывода солей требуется меньший процент продувки для котла в целом. В современных паровых котлах широко используется ступенчатое испарение, при этом используются две или три ступени. Сама схема испарения может быть двух типов - с солевыми отсеками внутри барабана или с выносными циклонами. Рассмотрим более подробно каждый из них.

На рис. 4.2 изображена схема продувки с солевыми отсеками внутри барабана котла. Весь объем барабана 1 разделен перегородкой на два неравных по объему отсека 2 и 4.

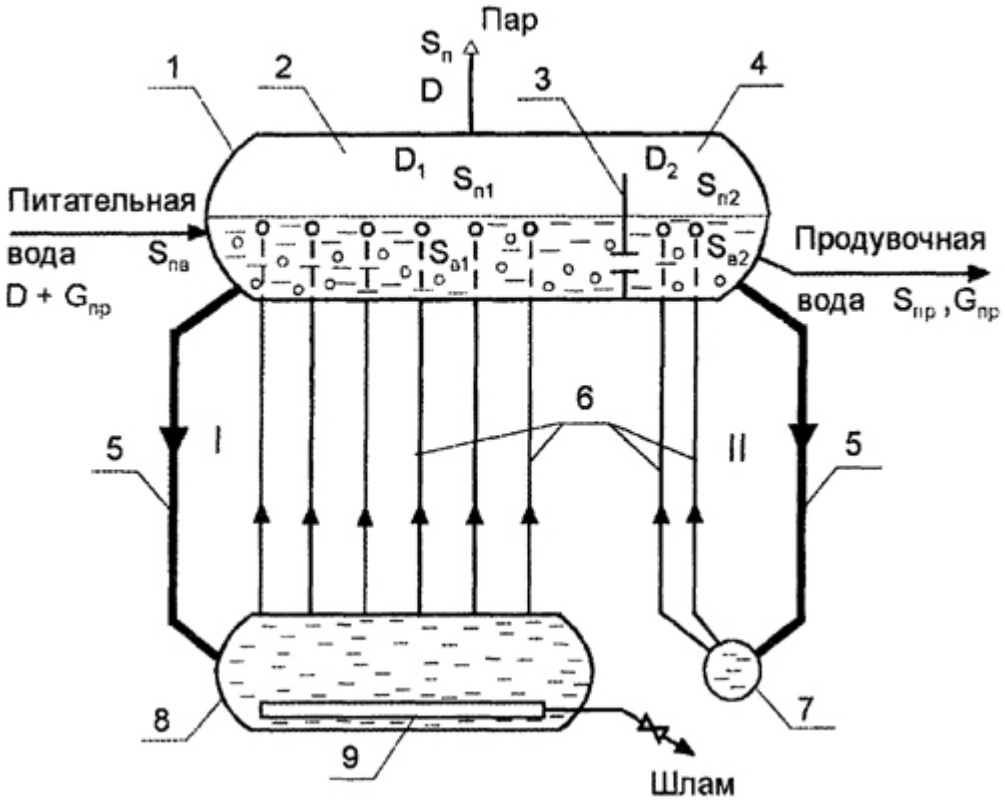


Рис. 4.2. Схема продувки с солевыми отсеками внутри барабана:
1, 8 - верхний и нижний барабаны; 2, 4 - первый и второй испарительные отсеки; 3 - перегородка; 5 - опускные трубы; 6 - кипятильные (подъемные) трубы; 7 - нижний коллектор; 9 - труба отвода шлама

Каждый отсек барабана включен в свой циркуляционный пароводяной контур I или II, при этом в первом контуре паропроизводительность обычно составляет

70...90% от паропроизводительности котла. Во второй циркуляционный контур включают часто боковые экраны топки.

Аналогично выглядит и работает схема продувки с выносными циклонами (сепараторами), изображенная на рис. 4.3.

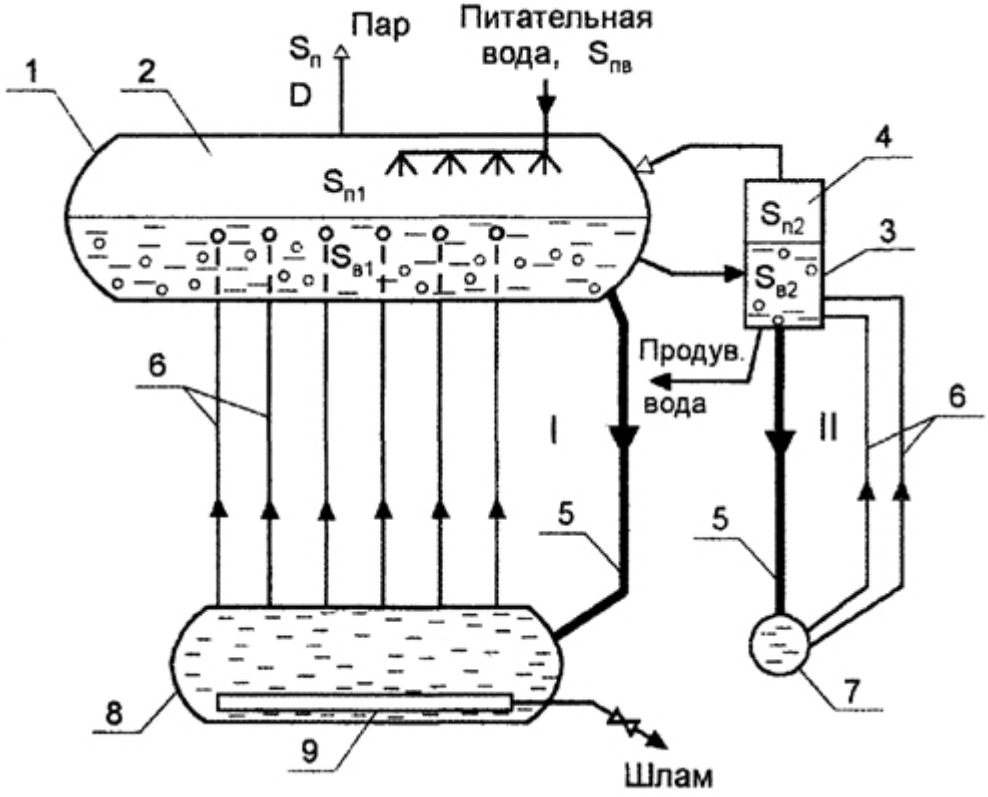


Рис. 4.3. Схема продувки с выносными циклонами:
1, 8 - верхний и нижний барабаны; 2, 4 - первый и второй испарительные отсеки; 3 - выносной циклон; 5 - опускные трубы; 6 - подъемные (кипятильные) трубы; 7 - нижний коллектор; 9 - труба отвода шлама

Установка циклонов приводит к некоторому усложнению агрегата по сравнению с предыдущим случаем, однако такая конструкция исключает "переброс" воды из второго отсека в первый в период работы, что наблюдается иногда в схемах с солевыми отсеками внутри барабана. Когда подпиточная вода имеет умеренную минерализацию, то выполняют двухступенчатое испарение. При низком качестве подпиточной воды может применяться трехступенчатое испарение со встроенной в барабан второй ступенью испарения и выносной третьей ступенью. Паропроизводительность третьей ступени не должна быть ниже 5% от общей паропроизводительности котла. Чем хуже качество подпиточной воды, тем больше следует брать производительности второй и третьей ступеней испарения. Вместе с тем, следует придерживаться правила, чтобы мощность первой ступени испарения не была ниже 65...70% от паропроизводительности котла.

Если принять, что Паропроизводительность котла с учетом продувки составляет $D + G_{ПР}$, то количество вносимых с питательной водой солей составит

$$G_{\text{С.ПВ}} = (D + G_{\text{ПР}})S_{\text{ПВ}}, \qquad (4.1)$$

где D - суммарная Паропроизводительность отсеков 1 и 2 данного котла:

$D = D_1 + D_2$;

D_1 и D_2 - Паропроизводительность отсеков 1 и 2;

$S_{\text{ПВ}}$ - солесодержание питательной воды.

Принимая, что солесодержание котловой воды в 1-м отсеке составляет $S_{\text{В1}}$, пара - $S_{\text{П1}}$, а во 2-м отсеке соответственно $S_{\text{В2}}$ и $S_{\text{П2}}$, то солесодержание пара, уходящего из барабана котла, составит

$$S_{\text{П}} = \frac{D - D_2}{D} S_{\text{П1}} + \frac{D_2}{D} S_{\text{П2}}. \qquad (4.2)$$

Солесодержание пара по отсекам может быть определено по формулам

$$S_{\text{П1}} = \frac{S_{\text{В1}} \cdot K_1}{100}, \quad S_{\text{П1}} = \frac{C_2 \cdot S_{\text{В1}} \cdot K_2}{100}, \qquad (4.3)$$

где K_1 и K_2 - коэффициенты выноса солей из отсеков барабана с паром (принимают при расчетах обычно $K_1 = K_2 = 0{,}01...0{,}03\%$).

Солесодержание продувочной воды составит

$$S_{\text{ПР}} = S_{\text{В2}} = S_{\text{В1}} \cdot C_2 = S_{\text{ПВ}} \cdot C_1 \cdot C_2,$$

где C_1 и C_2 - кратность концентраций в отсеках

$$C_1 = \frac{S_{\text{В1}}}{S_{\text{ПВ}}}, \quad C_2 = \frac{S_{\text{В2}}}{S_{\text{В1}}}, \; C_2 = \frac{S_{\text{ПВ}}}{S_{\text{В1}}} = \frac{G_{\text{ПР}}}{\frac{D_2 \cdot K_2}{100} + G_{\text{ПР}}}. \qquad (4.4)$$

Количество выносимых с продувочной водой солей составит

$S_{\text{С.ПР}} = G_{\text{ПР}} \cdot S_{\text{ПР}}$.

4.2. Деаэрация воды

В химически очищенной воде находятся относительно нейтральные (N_2 и NH_3 и др.) и агрессивные (O_2 и CO_2) газы, последние приводят к химической коррозии

внутренних поверхностей нагрева котла. Кроме этого, продукты коррозии нарушают циркуляцию воды в контуре котла, что может привести, в конечном итоге, к пережогу труб. Поэтому коррозионно-активные газы необходимо удалять из воды. Для этого существует несколько способов - химическая, каталитическая, термическая деаэрация.

Сущность химической деаэрации заключается в следующем - в воду добавляют сульфит натрия (Na_2SO_3), который окисляется до сульфата натрия (Na_2SO_4), забирая из воды кислород.

При каталитической деаэрации воды коррозионно-активные газы удаляются из воды водородом.

Основным способом удаления газов из воды в теплогенерирующих установках в настоящее время остается термическая деаэрация, которая основана на использовании закона растворимости газов в жидкости (закон Генри). Согласно этому закону количество растворенного газа $G_Г$ в единице объема жидкости прямо пропорционально парциальному давлению газа над жидкостью

$$G_Г = K_Р \cdot P_Г,$$

где $P_Г = P - P_П$ - парциальное давление газа;

P - общее давление;

$P_П$ - давление пара над жидкостью;

$K_Р$ - коэффициент растворимости газа в воде.

Растворимость газа в воде при ее нагреве снижается в соответствии с законом Генри, т.к. давление пара стремится к давлению насыщения, т.е. $P_П \rightarrow P$, а $P_Г \rightarrow 0$, При кипении, когда $P_П = P$, из воды удаляются все газы.

Удаление газов из воды в теплогенерирующих установках осуществляется в специальных устройствах - термических деаэраторах, в которых также происходит подогрев воды до кипения.

Деаэраторы подразделяются по рабочему давлению на три вида:

- вакуумные ($P < 0,03...0,093$ МПа) ;

- атмосферные ($P = 0,12$ МПа);

- повышенного давления ($P > 0,12$ МПа).

В теплогенерирующих установках малой и средней мощности обычно используются на водогрейных котлах вакуумные деаэраторы и на паровых котлах - атмосферные деаэраторы.

Принципиальная схема деаэраторной установки атмосферного типа показана на рис. 4.4.

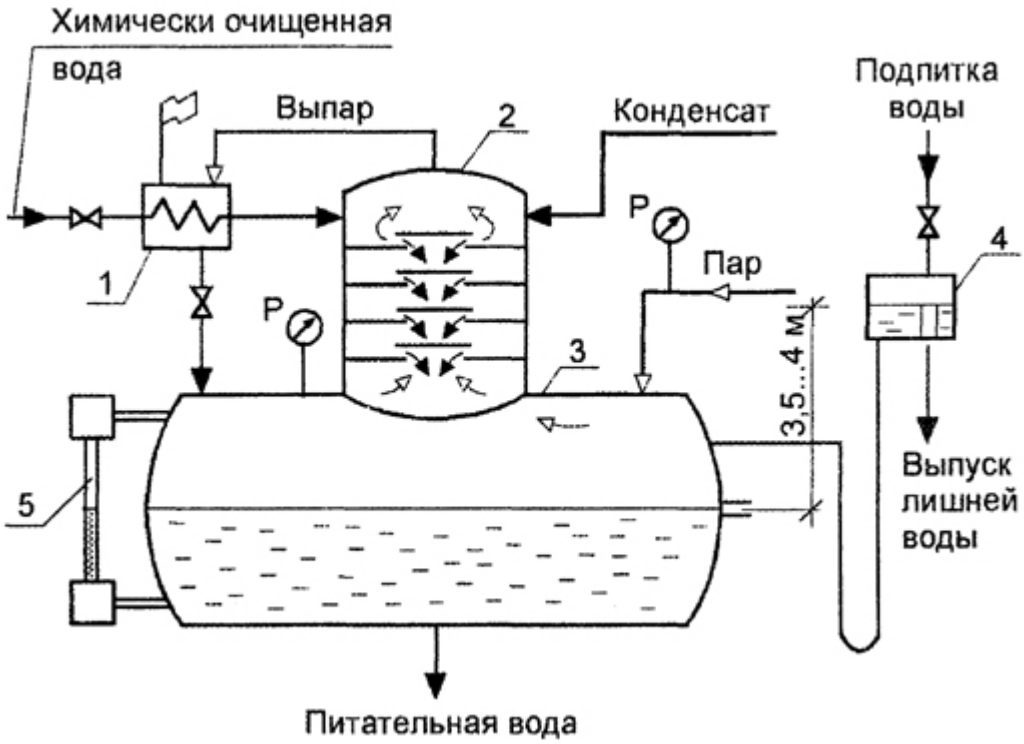


Рис. 4.4. Схема деаэраторной установки атмосферного типа:
1 - охладитель выпара; 2 - колонка (головка) деаэратора; 3 - бак (аккумулятор); 4 - гидрозатвор; 5 - водоуказательное стекло

Деаэратор состоит из двух основных частей - деаэраторного бака 3 и деаэраторной колонки 2. Химически очищенная вода поступает через охладитель выпара 1 в верхнюю часть колонки деаэратора. Сюда же подается конденсат от сетевых подогревагелей. Вода стекает по распределительным тарелкам (по всему сечению колонки) вниз, в бак, и нагревается за счет пара, который движется вверх. Для измерения давления пара имеются манометры на паропроводе и баке. При нагреве воды из нее выделяются газы, которые с частью пара из верхней части колонки поступают в охладитель выпара. Там оставшийся пар конденсируется, и конденсат возвращается по сливной трубке в деаэратор, а газы выходят в атмосферу. Освобожденная в деаэраторе от газов питательная вода из нижней части бака направляется к котлам. Температура подогрева воды в деаэраторе атмосферного типа обычно лежит в пределах 102...104 °С, что соответствует давлению в деаэраторе 0,12 МПа.

При превышении давления в деаэраторе относительно рабочего может произойти его разрыв, а при разрежении атмосферное давление может деформировать деаэратор. Чтобы этого не произошло, деаэратор оборудуется гидрозатвором 4, как показано на рис. 4.4. Гидрозатвор устанавливается высотой 3,5...4 м относительно уровня воды в деаэраторе, диаметр трубы гидрозатвора берется обычно 70 мм.

При уходе воды из деаэратора и создании в нем разрежения подпиточная вода поступает из гидрозатвора в питательный бак. При резком повышении уровня воды в баке деаэратора (перепитке) происходит сброс избытка воды через переливную трубу в гидрозатворе.

Для контроля за уровнем воды в баке имеется водоуказательное стекло 5. Для предотвращения кавитации во всасывающих патрубках питательных насосов деаэратор устанавливают выше уровня установки насосов таким образом, чтобы создать требуемый подпор во всасывающих патрубках.

Для удаления газов из воды в теплогенерирующих установках с водогрейными котлами обычно используют вакуумные деаэраторы. Схема включения вакуумного деаэратора показана на рис. 4.5. Она практически не отличается от описанной выше для деаэраторов атмосферного типа.

Поддержание разрежения в вакуумном деаэраторе осуществляется с помощью специальной вакуумной установки или эжекторного насоса 3, который включен в дополнительный контур, состоящий из бака резервной воды 1 и насоса 2.

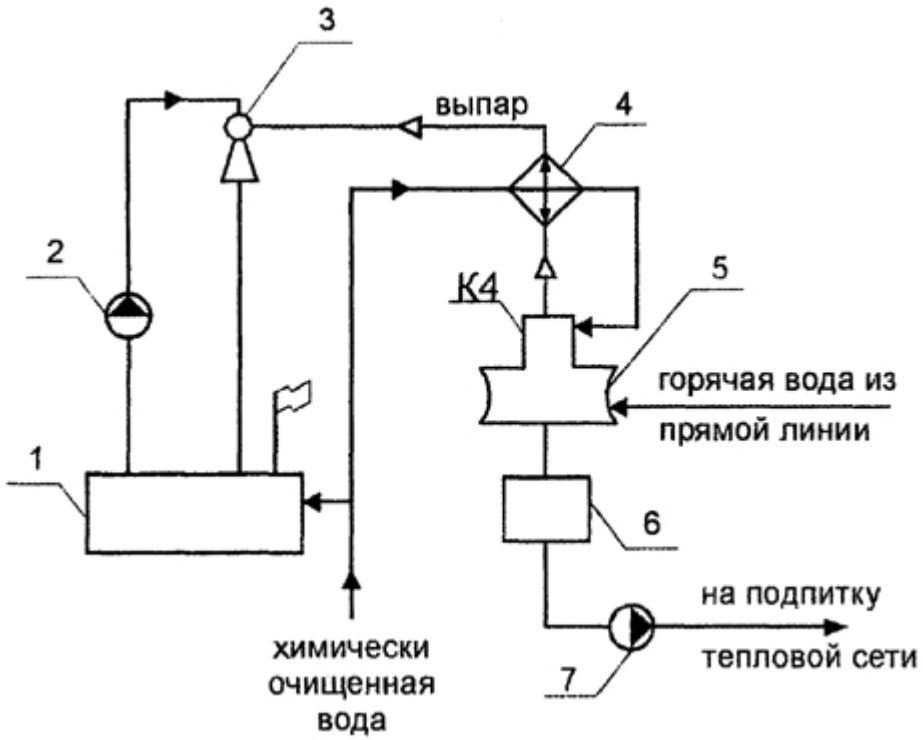


Рис. 4.5. Схема включения вакуумного деаэратора:
1 - бак резервной воды; 2 - насос; 3 - водоструйный эжектор; 4 - охладитель выпара; 5 - вакуумный деаэратор; 6 - питательный бак деаэрированной воды; 7 - подпиточный насос

Неконденсирующиеся газы выпара удаляются из бака 1, а подпитка бака осуществляется химически очищенной водой.

4.3. Обработка воды с помощью присадки химических реагентов

Внутрикотловую обработку воды часто ведут с помощью химических щелочных реагентов, которые в сочетании с подогревом воды в котле вызывают осаждение солей жесткости в виде нерастворимых соединений $CaCO_3$ и $Mg(OH)_2$. Для реализации этого метода используют в качестве реагентов едкий натр, тринатрийфосфат и кальцинированную соду в зависимости от состава исходной воды и предъявляемых требований к качеству котловой воды. Например, при щелочности исходной воды больше ее карбонатной жесткости ($Щ_{ИВ} > Ж_К$) и равенстве жесткостей $Ж_О = Ж_К = Ж_{Ca}$ умягчение воды можно производить за счет ее подогрева (термоумягчение). В случае, если $Щ_{ИВ} = Ж_{Ca}$, для умягчения воды в котловую воду следует добавлять только едкий натр. Если выполняется неравенство $2 \cdot Щ_{ИВ} < Ж_{Ca}$, то в воду следует добавить в требуемых дозах соду и едкий натр. Ввод реагентов в воду для ее умягчения должен быть таким, чтобы солесодержание и щелочность котловой воды соответствовали требованиям норм качества.

Данный метод ввода щелочных реагентов в котловую воду часто используется на котельных, где нет станции химводоочистки.

При внутрикотловой обработке воды образуется шлам, и его необходимо периодически удалять с помощью продувки.

Для чугунных паровых котлов с температурой пара более 100 °С иногда рекомендуется магнитный метод обработки котловой воды, который описан выше. Карбонатная жесткость воды при этом методе не должна превышать 10 мг-экв/кг.

4.4. Подготовка пара в соответствии с нормативными требованиями

Пар, направляемый потребителям, должен быть достаточно чистым для того, чтобы избежать отложений на внутренних поверхностях пароперегревателей и паропроводов. Качество вырабатываемого пара зависит от его влажности и концентрации веществ, загрязняющих котловую воду. Для пара с давлением менее 4 МПа требования к его качеству приведены в нормативной литературе [4]. Согласно требованиям к насыщенному пару, вырабатываемому в котлах без пароперегревателей, пар может иметь влажность до 1%, при этом его солесодержание не нормируется. Во влаге, содержащейся в паре, находится определенная часть солей, что и дает его солесодержание $S_П$, т.е.

$$S_П = (1 - x)S_{КВ},$$

где x - степень сухости пара;

$S_{КВ}$ - солесодержание котловой воды.

Для снижения влажности пара в барабане котла устанавливают различные сепарирующие устройства, которые отделяют капельки влаги от сухого пара. Различают несколько типов сепарации влаги:

- гравитационную, когда отделение капель происходит под действием сил тяжести при горизонтальном или вертикальном движении пара с малой скоростью в трубопроводе (диаметр отделяемых капель составляет более 50 мкм);

- инерционную (механическую), когда поток пара, двигающийся с относительно большой скоростью, резко изменяет направление движения или резко изменяется его скорость;

- пленочную, когда поток пара проходит вдоль пленки жидкости, находящейся на твердой наклонной поверхности, и капли прилипают к этой пленке, при этом обеспечивается тесный контакт пара и пленки. При такой сепарации пленка жидкости все время дренирует по этой наклонной поверхности и подпитывается за счет выпадения из пара капелек влаги.

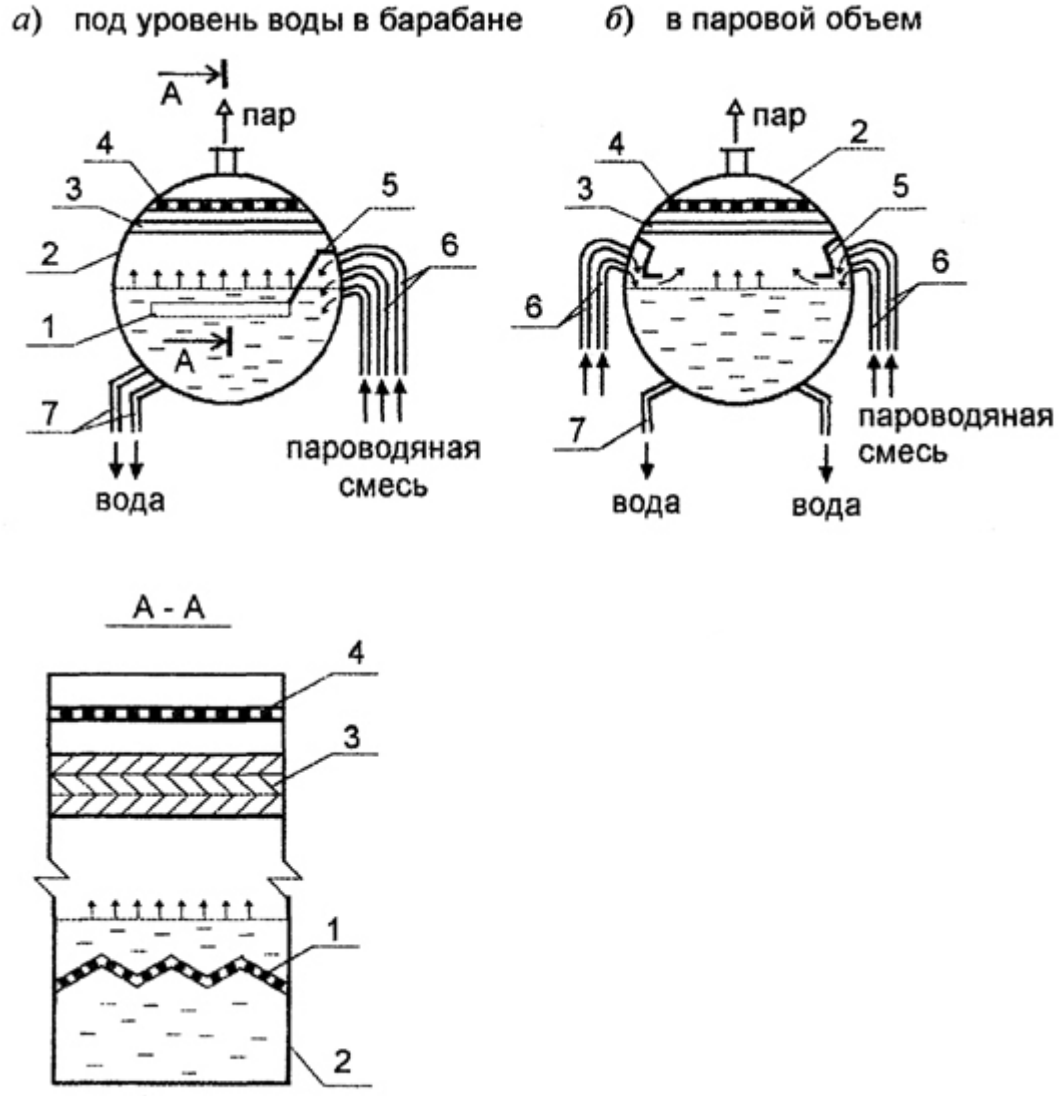


Рис. 4.6. Сепарация пара при подводе пароводяной смеси:
а - под уровень воды в барабане; *б* - в паровой объем;
1 - распределительный затопленный щит; 2 - барабан; 3 - жалюзийный сепаратор; 4 - пароприемный щит; 5 - отбойный щит; 6 - кипятильные трубы; 7 - опускные трубы

Гравитационная сепарация в котлах практически не используется, т.к. требует малых скоростей потоков пара, а следовательно, больших объемов сепарационных устройств.

Инерционная сепарация широко используется для очистки пара от влаги. Для этого применяют механические сепараторы, некоторые из них изображены на рис. 4.6.

Обычно в барабане котла стараются достичь равномерного распределения пара по длине и сечению барабана, и этому способствует установка сепараторов в барабан котла.

Принцип действия сепараторов понятен из рисунка: у отбойного щита 5 резко меняется направление потока пароводяной смеси, поступающей из кипятильных труб 6; в жалюзийном сепараторе 3 резко изменяется направление потока пара; в распределительном 1 и пароприемном 4 щитах резко изменяется скорость движения пара. Иногда для отделения капелек влаги используют центробежные сепараторы.

Механической сепарацией можно очистить пар только от крупной водяной взвеси. Для отделения веществ в виде молекулярных и коллоидных растворов от пара используют различные паропромывочные устройства, в основе которых лежит пленочная сепарация. К таким устройствам относят:

- устройства, разбрызгивающие воду в потоке пара;

- устройства с пропуском пара около смоченной водой поверхности;

- устройства с пропуском пара через смачиваемые водой набивки или через слой воды.

Наибольшее распространение в котлах малой и средней мощности получил последний тип паропромывочных устройств, когда пар пропускается через слой чистой питательной воды. Такую сепарацию называют барботажной промывкой. На рис. 4.7 показан барабан котла с таким паропромывочным устройством.

Пароводяная смесь поступает из кипятильных труб 6 под промывочный распределительный щит 3, изготовленный из коробов или перфорированных стальных листов. За счет этого происходит равномерное распределение пара по сечению и длине барабана.

Сверху на промывочный щит стекает чистая питательная вода, которая, собираясь в сборном коробе 2, распределяется далее по всей длине барабана.

Пар, проходя (барботируя) через слой воды, очищается от мельчайших капелек влаги. Пройдя через паропромывочный щит 4, пар далее может быть направлен к потребителю.

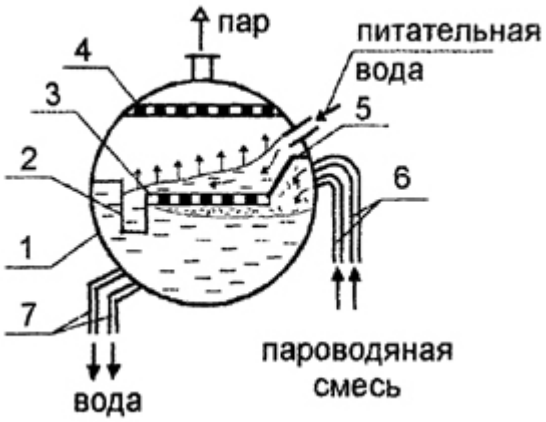


Рис. 4.7. Схема барботажной промывки пара:
1 - барабан; 2 - приемный короб; 3 - промывочный распределительный щит; 4 - пароприемный щит; 5 - отбойный щит; 6 - кипятильные трубы; 7 - опускные трубы

4.5. Удаление отложений и очистка труб

В процессе эксплуатации котлов и теплообменного оборудования, особенно при плохой подготовке подпиточной воды, на внутренних стенках трубопроводов и оборудования образуется слой накипи, что приводит к резкому понижению эффективности работы и снижению тепловой мощности котлов (рис. 4.8).

В соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов" установлены предельные толщины внутренних отложений на трубах со стороны воды, которые для паровых котлов не должны превышать 0,3...0,5 мм. Это требует периодической очистки поверхностей нагрева от отложений. Количество и состав отложений на внутренних поверхностях нагрева котла зависят от состава воды в источниках водоснабжения и методов очистки подпиточной воды.



Рис. 4.8. Зависимость потери мощности котлов от толщины отложений на внутренних стенках труб

Как показала практика эксплуатации котлов, отложения имеют в основном железооксидный характер (типа ржавчины) или состоят в основном из соединений кальция (карбонатные отложения).

Удалять отложения с поверхностей нагрева можно различными способами, основные из которых следующие:

- механический;

- гидравлический;

- ультразвуковой;

- химический;

- гидрохимический;

- электрогидроимпульсный.

К механическому способу очистки труб следует отнести очистку труб шарошками, скребками или щетками. Данный способ очистки достаточно трудоемок, малопроизводителен и не позволяет полностью удалить отложения.

Гидравлический способ представляет собой очистку труб высоконапорной гидравлической установкой - гидромонитором. Способ достаточно эффективен, однако довольно дорогой. Кроме этого, он не всегда может быть применен на практике, особенно для сложных по геометрии и в пространстве поверхностей нагрева.

В основе ультразвукового способа очистки труб от накипи лежит разрушение отложений за счет воздействия на них акустических колебаний (волн), производимых генератором. Разрушенные отложения выпадают в осадок и удаляются из водотрубной системы котла в виде шлама.

Химический способ очистки предполагает промывку водотрубной системы котла химическими растворами, растворяющими или разрушающими слой накипи, например, раствором соляной кислоты. К недостаткам этого способа следует отнести необходимость работы с агрессивными средами и возможность отрицательного воздействия этих сред на металл труб.

При гидрохимическом способе (гидрохимическая промывка) используют композиции на основе фосфорорганических комплексонов с применением высокоэффективных ингибирующих добавок. Это позволяет путем перевода твердых отложений в растворенное состояние очищать практически все трубопроводы котлов, тепловых сетей, систем отопления и т.п. при полном отсутствии коррозионных процессов при очистке. Данный способ считается в настоящее время одним из наиболее эффективных и экологически чистых и находит широкое применение на практике.

Удаление отложений может быть произведено электрогидроимпульсным способом. Он основан на высвобождении энергии высоковольтного разряда в жидкости (воде), при котором образуется мощная ударная волна, разрушающая отложения на внутренних поверхностях трубопроводов и оборудования. При этом способе состав накипи не имеет значения, а эффективность достаточно высока.

Для безаварийной работы котлов и теплотехнического оборудования необходим текущий контроль за состоянием внутренних поверхностей нагрева и при необходимости их очистка от отложений.

5. ПИТАНИЕ КОТЛА ВОДОЙ

5.1. Питательные установки

Для подачи воды в котел (обычно вода подается в экономайзер) используется питательная установка, называемая часто питательным насосом. Эта установка должна обладать повышенной надежностью в эксплуатации. Даже кратковременное прекращение подачи воды в котел может привести к перегреву и пережогу труб или серьезным авариям, т.к. там, где должна циркулировать вода и отводить теплоту от дымовых газов, воды может не оказаться.

В качестве основного устройства питания водой теплогенерирующих установок малой и средней мощности используют центробежные насосы с электроприводом. В производственных и производственно-отопительных котельных, где вырабатывается пар, могут применяться поршневые насосы с паровым приводом, а в небольших отопительных котельных иногда для питания котла водой используют инжекторные насосы.

Центробежные насосы с электроприводом в теплогенерирующих установках получили широкое преимущественное применение из-за высокой экономичности и надежности, удобства регулировки производительности и простоты обслуживания. Вместе с тем, в качестве недостатков таких питательных устройств выступают: необходимость держать насос под заливом при запуске; резкое снижение производительности насоса при механическом износе рабочего колеса; низкий КПД насосной установки при ее малой производительности по отношению к номинальной.

Поршневые насосы с паровым приводом нашли применение в качестве питательных установок только в теплогенерирующих установках с паровыми котлами, т.к. для их привода требуется пар. Очень часто паровые поршневые питательные насосы используются в качестве резервных. Паровые питательные насосы имеют ряд достоинств: независимость привода от наличия в теплогенерирующей установке электрической энергии; использование пара после насоса в цикле теплогенерирующей установки. Вместе с тем, есть ряд существенных недостатков: низкая экономичность; большой расход пара на перекачку воды; неравномерность подачи воды во времени; значительная чувствительность насоса к механическим примесям в воде и др.

Питание водой небольших отопительных котлов может осуществляться с помощью инжекторного (пароструйного) насоса, схематическое изображение которого показано на рис. 5.1.

Пар, проходящий через сопло (инжектор), вызывает в минимальном сечении, где скорость потока пара максимальна, разрежение, что приводит к подсосу воды в поток пара. В результате этого на выходе из инжектора давление воды оказывается выше, чем оно было до инжектора. Сам пар конденсируется, переходит в воду и отдает ей свою тепловую энергию, т.е. в инжекторном насосе параллельно с повышением давления воды идет и ее подогрев за счет теплоты пара.

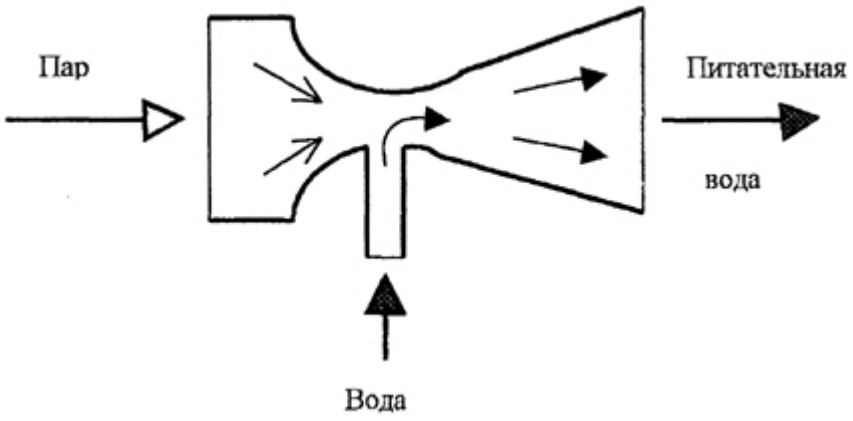


Рис. 5.1. Принципиальная схема инжекторного насоса

Для надежной работы инжекторов температура питательной воды на входе в насос должна быть не выше 40 °С и высота подачи не более 2 м. Расход пара в инжекторном насосе обычно составляет 1...9% от количества перекачиваемой воды. Основные достоинства инжекторных насосов: простота устройства и обслуживания; компактность; отсутствие движущихся частей. Недостатками являются: значительный расход пара на перекачку воды; отсутствие возможности регулировать производительность насоса при создаваемом им постоянном напоре воды.

5.2. Требования к надежности и производительности питательных установок

Для непрерывной подачи воды в паровые и водогрейные котлы в условиях эксплуатации и в нештатных ситуациях питательная установка должна иметь два насоса - основной и резервный.

Обеспечить надежность питания водой паровых котлов с давлением пара не менее 0,17 МПа в соответствии с нормативными требованиями можно за счет установки не менее двух питательных насосов, один из которых резервный, с независимыми приводами - электрическим и паровым. При размещении в питательной установке котла одновременно двух центробежных насосов (основного и резервного) питание их электричеством должно быть осуществлено от разных независимых источников электрической энергии. Для питания котлов производительностью не более 500 кг пара в час допускается в качестве резервного использовать насос с ручным приводом.

В отдельных случаях допускается не предусматривать резервный питательный насос, если питание котлов может быть осуществлено от водопровода, при этом давление воды в водопроводе перед котлами должно превышать рабочее давление пара в котле на 0,1 МПа. При таком питании котла водой на водопроводе перед котлом должны обязательно стоять обратный клапан и запорный вентиль.

Для питания котлов с давлением пара не более 0,5 МПа или котлов производительностью до 1 тонны пара в час допускается применение питательных насосов только с электроприводом при одном источнике питания электроэнергией.

При определении производительности питательных насосов теплогенерирующей установки следует учитывать расходы:

- на питание всех рабочих паровых котлов;

- на непрерывную продувку котлов;

- на пароохладители котлов;

- на редукционно-охладительные и охладительные установки.

Количество и производительность питательных установок выбираются такими, чтобы в случае остановки наибольшего по производительности насоса оставшиеся смогли обеспечить подачу воды в количестве, учитывающем все расходы. Производительность питательного насоса обычно принимают с запасом в 20%.

Для непрерывной подачи воды насосом из питательного бака в котел в баке должен быть создан определенный запас воды, который бы позволил котлу в аварийных ситуациях работать в течение 1...2 часов. Поэтому в системах питания паровых котлов водой дополнительные емкости с питательной водой, кроме деаэраторных баков, как правило, не предусматриваются. Для водогрейных котлов при использовании закрытых систем теплоснабжения и вакуумной деаэрации воды часто предусматривается установка промежуточных баков деаэрированной воды, а при использовании открытых систем теплоснабжения - установка баков-аккумуляторов без установки промежуточных баков.

5.3. Схемы включения питательных насосов

Принципиальная схема включения питательного насоса теплогенерирующей установки показана на рис. 5.2. Питательная вода из деаэратора 1 поступает во всасывающий коллектор 3, откуда она засасывается питательным насосом 5 и подается в нагнетательный коллектор 8, из последнего вода поступает в барабан 9 парового котла.

Место установки питательных насосов в здании теплогенерирующей установки выбирается исходя из условия, чтобы питательная вода на входе в насос не вскипала, т.е. чтобы не происходило кавитации во всасывающем патрубке насоса, что может привести к аварийной ситуации. Обычно питательные насосы подают воду в котлы из питательных или деаэраторных баков, в которых температура воды выше 50 °С. Например, в деаэраторах атмосферного типа температура питательной воды может достигать 102...104 °С. Высота всасывания воды для насосов зависит от температуры воды, при этом температура воды во всасывающем патрубке должна быть всегда ниже температуры кипения. Например,

при температуре воды 40 °С высота всасывания для насоса составляет 4,7 м, при 70 °С - 0 м. При еще большей температуре вода должна поступать в питательный насос под небольшим напором. Поэтому для уменьшения гидравлического сопротивления во всасывающей магистрали стараются делать ее максимально короткой, с минимальным количеством устанавливаемой на ней арматуры. Скорость воды в таких магистралях должна быть в пределах 0,5...1,0 м/с. Все это указывает на то, что питательные насосы необходимо устанавливать в наиболее низкой точке здания теплогенерирующей установки, чтобы за счет создавшегося напора воды из деаэратора (высота всасывания $H_В$) обеспечить требуемый подпор воды во всасывающем патрубке насоса. Для предотвращения быстрого ухода воды из котла в напорную линию при аварийных ситуациях на нагнетательной стороне устанавливают обратные клапаны 7 (см. схему на рис. 5.2).

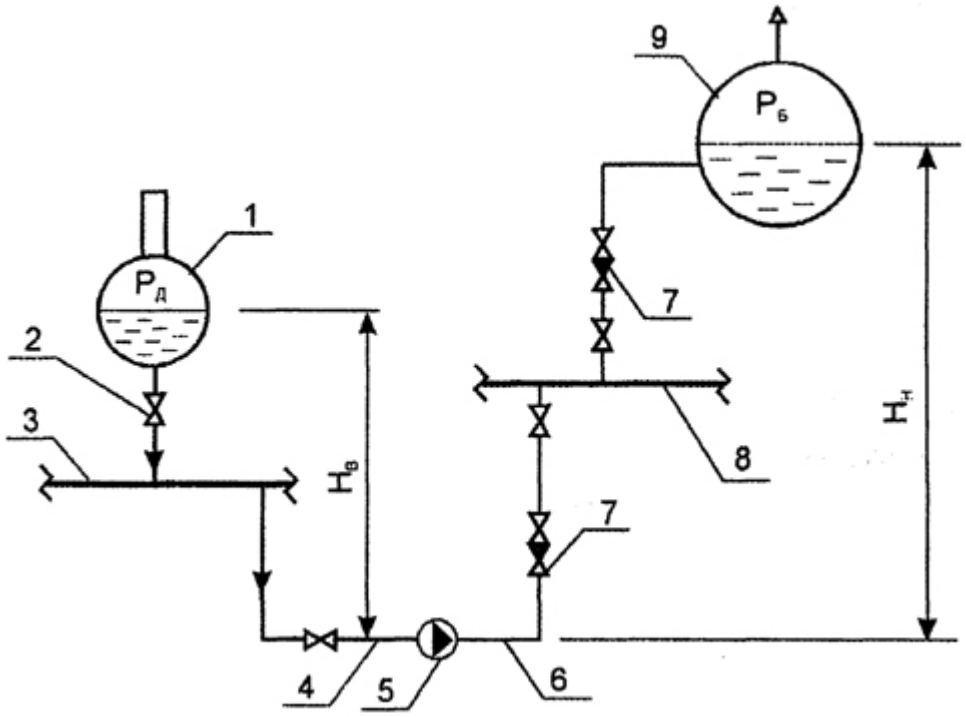


Рис. 5.2. Схема включения питательного насоса:
1 - деаэратор; 2 - задвижка; 3 - всасывающий коллектор; 4 - всасывающий патрубок; 5 - питательный насос; 6 - нагнетательный патрубок; 7 - обратный клапан; 8 - нагнетательный насос; 9 - барабан котла

Производительность питательного насоса с учетом 20% запаса можно определить из выражения

$$G_{ПН} = 1{,}2D,$$

где D - максимальная паропроизводительность котла.

Величина полного напора, который должен развить питательный насос, может быть найдена из уравнения

$$H_{ПН} = P_Н - P_В,$$

где $P_Н$ и $P_В$ - давление воды в нагнетательном и всасывающем патрубках питательного насоса.

Давление во всасывающем патрубке насоса определяется суммой двух давлений: давления, создаваемого столбом воды между уровнем воды в деаэраторе и уровнем оси всасывающего патрубка насоса, и давления в деаэраторе $P_Д$, за вычетом перепада давления, требующегося для преодоления гидравлического сопротивления всасывающего трубопровода $P_{ВС}$, т.е.

$$P_В = 9{,}81\rho_В \cdot H_В + Р_Д - P_{ВС},$$

где $\rho_В$ - плотность воды во всасывающем патрубке.

Требуемое давление в нагнетательном патрубке питательного насоса определяется суммой величин давления в барабане котла $P_Б$, перепада давления, требующегося для преодоления гидравлического сопротивления в нагнетательной линии $P_{НС}$, и давления высоты столба воды $H_Н$ между уровнем воды в барабане котла и осью нагнетательного патрубка насоса, т.е.

$$P_Н = P_Б + P_{НС} + 9{,}81\rho_Н \cdot H_Н,$$

где $\rho_Н$ - плотность воды в нагнетательном трубопроводе.

Анализ работы теплогенерирующих установок малой и средней мощности показывает, что на преодоление гидравлического сопротивления всасывающего трубопровода затрачивается около 10...15% от напора, развиваемого насосом.

При выборе питательного насоса с целью повышения надежности увеличивают его напор на 10% по отношению к расчетному.

5.4. Питательные трубопроводы и паропроводы

Трубопроводы в теплогенерирующих установках подразделяют на два типа:

- главные (питательные, всасывающие, нагнетательные, паропроводы насыщенного и перегретого пара);

- вспомогательные (дренажные, для отбора проб, продувочные, спускные и др.).

Схема и устройство питательных трубопроводов должны обеспечивать полную надежность питания котлов водой в обычном и аварийном режимах. Для теплогенерирующих установок первой категории и в ряде других случаев, предусмотренных "Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов", питательные трубопроводы должны быть двойными, один из трубопроводов должен быть при этом резервным. В остальных случаях допускается прокладка одного питательного трубопровода, как показано на рис. 5.2.

Двойная прокладка трубопроводов связана с большими затратами металла на трубы и большим числом задвижек, что приводит к значительному увеличению стоимости теплогенерирующей установки. На рис. 5.3 приведена схема с двойными магистралями трубопроводов питательной воды и одиночной сборной магистралью для паропровода.

Для регулирования потоков питательной воды на трубопроводах устанавливается запорная и регулирующая арматура. На питательном трубопроводе, который подходит к котлу, имеющему абсолютное давление пара в барабане до 0,17 МПа, должны быть предусмотрены запорное устройство и обратный клапан, как показано на рис. 5.2 и 5.3.

Диаметры трубопроводов рассчитываются из условия допустимых в них скоростей воды, которые, в свою очередь, зависят от типа трубопровода:

- в нагнетательных питательных трубопроводах - 2,5...3,0 м/с;

- во всасывающих питательных - 0,6...1,0 м/с;

- во всех остальных - 2,0...2,5 м/с.

Диаметры паропроводов рассчитываются исходя из условия допустимых скоростей пара:

- для перегретого пара при диаметре труб до 200 мм принимаются скорости не свыше 40 м/с, при диаметре труб свыше 200 мм скорость пара может быть до 70 м/с;

- для насыщенного пара при диаметре труб до 200 мм принимаются скорости не свыше 30 м/с, при диаметре труб свыше 200 мм скорость пара может быть до 60 м/с.

Так как длина протяженных трубопроводов при изменении в них температуры теплоносителя изменяется, то трубопроводы должны иметь компенсаторы. При эксплуатации паропровода в нижних его точках может скапливаться конденсат. Для его удаления необходимо применять дренажные трубопроводы.

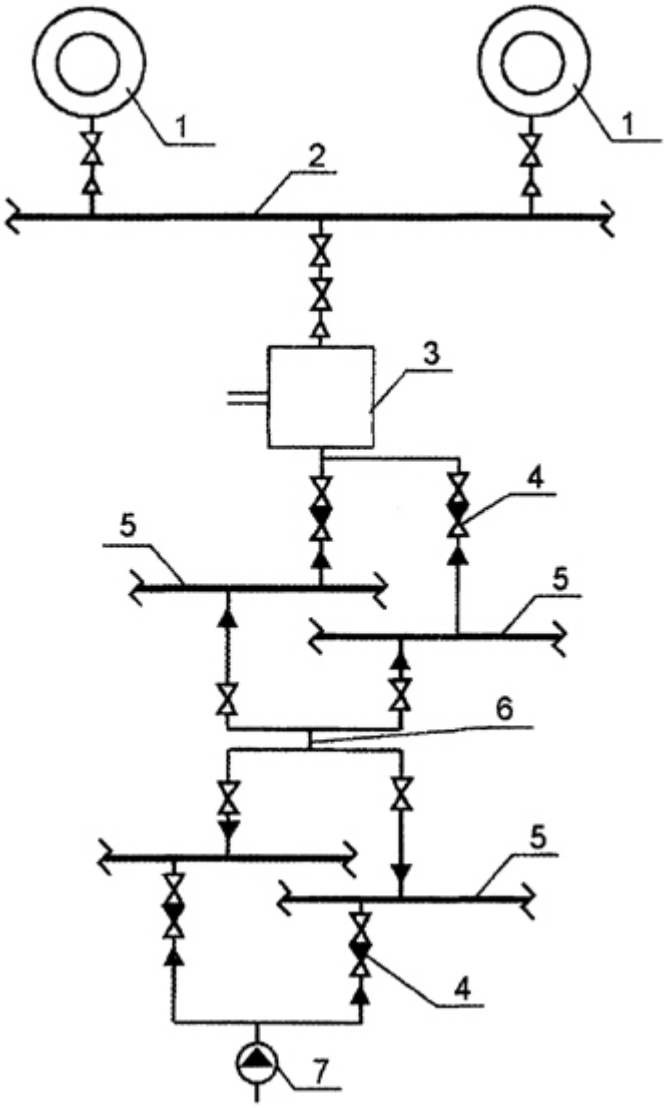


Рис. 5.3. Схема питательных трубопроводов:
1 - потребители пара; 2 - главный паропровод; 3 - паровой котел; 4 - обратный клапан; 5 - трубопровод питательной воды; 6 - перемычка; 7 - питательный насос

6. ТОПЛИВНОЕ ХОЗЯЙСТВО

Топливным хозяйством называют систему сооружений, устройств и механизмов, предназначенных для приема, разгрузки, хранения, перемещения, обработки, подготовки и подачи топлива в котельные и топки котлов. Система и состав топливного хозяйства теплогенерирующих установок определяются видом, свойствами, способом сжигания, расходом и способом доставки топлива. Топливное хозяйство должно быть максимально механизировано и автоматизировано, приводить к минимальному экологическому загрязнению окружающей среды и должно обеспечить при минимальных потерях топлива бесперебойную его подачу в топки котлов.

6.1. Топливное хозяйство при использовании твердого топлива

Топливное хозяйство теплогенерирующих установок, работающих на твердом топливе, является часто наиболее сложным и дорогостоящим, особенно при пылеугольном сжигании. Принципиальная технологическая схема топливного хозяйства (в зависимости от типа сжигания) представлена на рис. 6.1.

Твердое топливо от мест добычи до теплогенерирующей установки обычно доставляется железнодорожным, водным или автомобильным транспортом и затем взвешивается на весах (рис. 6.1, *а*). В зимний период времени влажное топливо при транспортировке может смерзнуться, что затруднит разгрузку или даже сделает ее невозможной. Поэтому такое топливо обычно размораживают в тепляках-сараях и только после этого производят его разгрузку в приемное устройство. Затем топливо дробится в дробилке до кусков требуемых размеров и направляется далее: в бункер сырого угля и далее в систему пылеприготовления и в топку котла; или направляется на склад, где оно хранится и может быть использовано по мере необходимости.

При слоевом сжигании (рис. 6.1, *б*) система топливоподачи упрощается, т.к. не требуется дорогостоящая система пылеприготовления топлива.

На практике для теплогенерирующей установки в каждом конкретном случае топливное хозяйство может видоизменяться. Например, при слоевом сжигании сортированных углей и кускового торфа (рис. 6.1, б) необходимость в применении дробильных устройств отпадает и система топливного хозяйства может быть значительно упрощена.

При пылеугольном сжигании топлива в камерных топках требуется его подготовка, которая обычно состоит из нескольких последовательных стадий:

- удаление металла и щепы из топлива;

- грубое дробление;

- подсушка и размол в системе пылеприготовления;

- подача готовой пыли в топку котла.

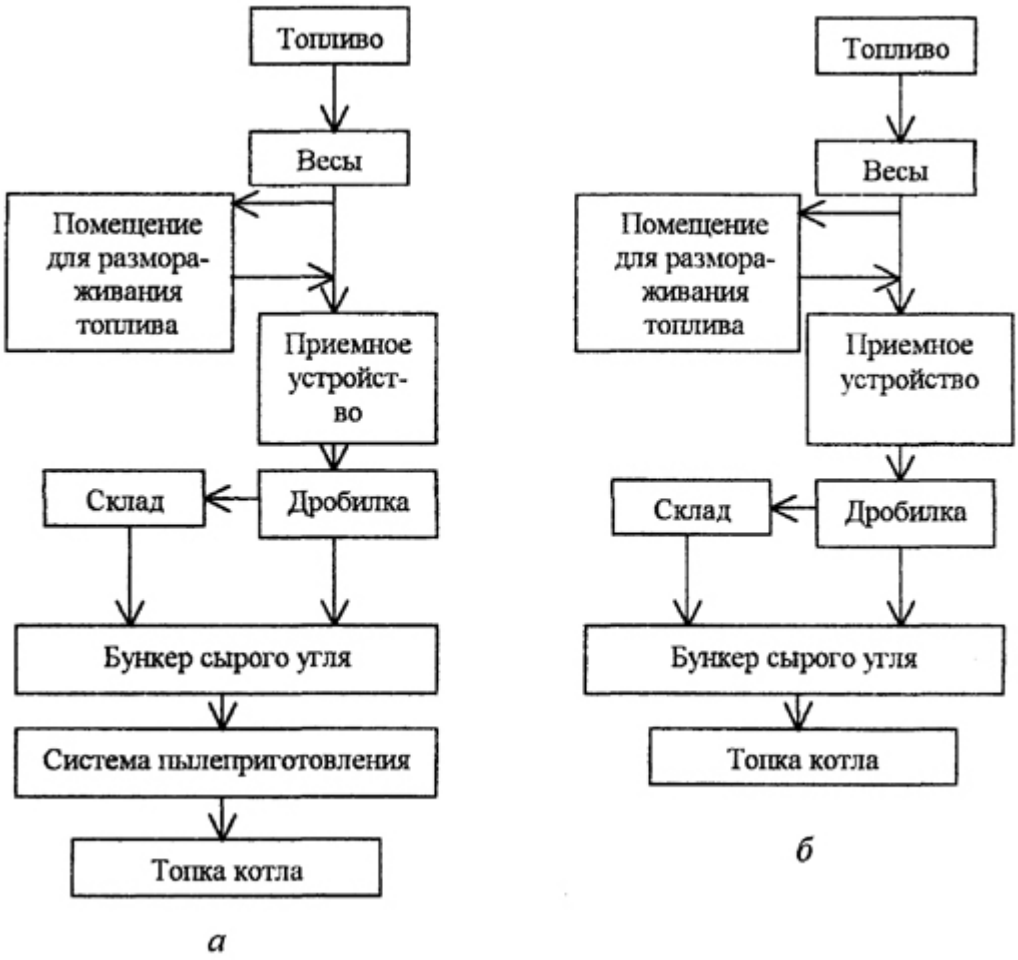


Рис. 6.1. Принципиальные схемы компоновки топливного оборудования:
а - пылеугольное сжигание; *б* - слоевое сжигание

Условно эти стадии показаны на рис. 6.2. Уголь со склада поступает в бункер сырого угля 1, откуда он дозированно ленточным транспортером 2 подается на грохот 5. Для удаления из угля древесных включений, которые плохо подвергаются измельчению в дробилках, имеется щепоудалитель 3. Металлические части и включения из угля удаляются с помощью электромагнита 4 и попадают в бункер металла 9. Грохот 5, представляющий собой сита с определенным размером ячеек, позволяет мелким кускам угля просыпаться в бункер 8, а крупным кускам угля - скатываться в бункер 6, откуда ленточным транспортером 10 эти куски подаются в дробилку 7. В дробилке происходит размол кусков угля до требуемых размеров, и далее уголь направляется транспортером 11 в мельницы для подсушки и измельчения его в пыль.

Хранение твердого топлива

Запас топлива для работы котлов хранится непосредственно на территории теплогенерирующей установки, либо на специальных площадках (складах) недалеко от нее. При хранении топлива наблюдаются естественные потери, связанные:

- с транспортировкой топлива (при проектировании теплогенерирующей установки они могут быть приняты равными до 1% от поступившего на склад топлива);

- с распыливанием топлива и уносом его с атмосферными осадками и т.п. (величина потерь может быть принята при проектировании до 1%);

- с выветриванием и окислением (озолением) топлива вследствие его самовозгорания (величина потерь может быть принята при проектировании теплогенерирующей установки при плохом качестве угля до 10%).

Первые два типа потерь при хранении топлива относят к механическим, последний тип - к химическим потерям.

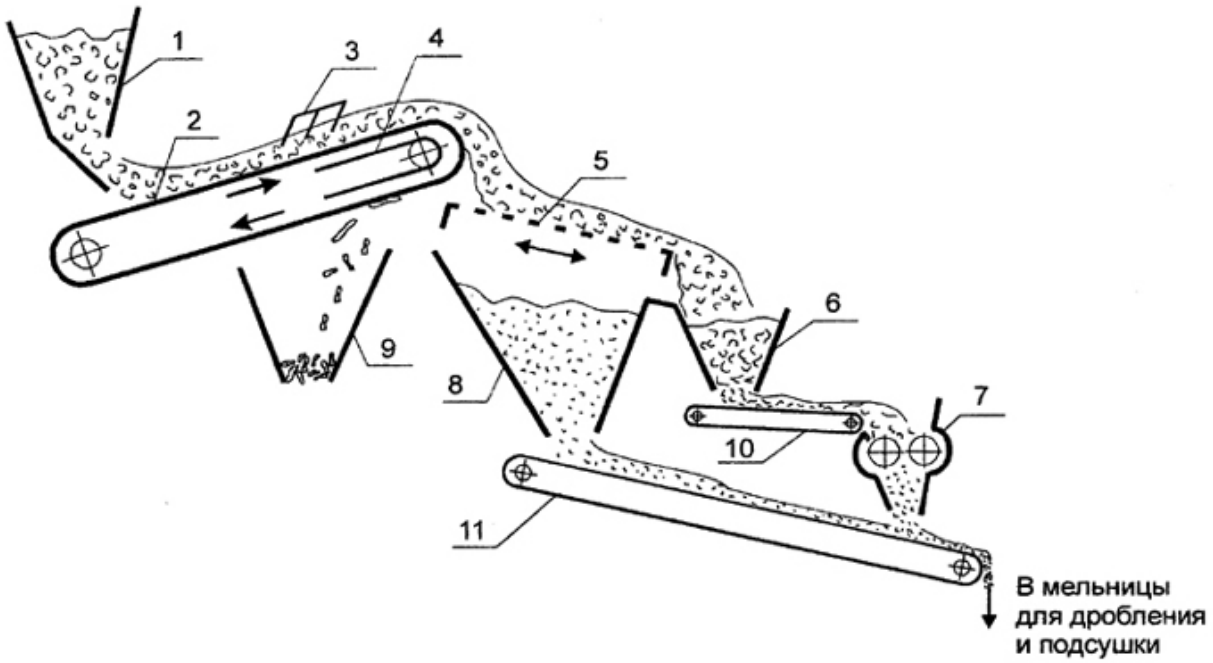


Рис. 6.2. Схема подготовки угля при камерном сжигании:
1 - бункер сырого угля; 2, 10, 11 - ленточный транспортер; 3 - щепоуловитель; 4 - электромагнит; 5 - грохот (сито); 6 - бункер крупных кусков угля; 7 - дробилка; 8 - бункер мелкого угля; 9 - бункер сбора металла

Твердое топливо обычно хранят на открытом воздухе в штабелях, форма и размеры которых зависят от типа топлива, его способности к самоокислению, производительности теплогенерирующей установки и т.п. Штабель часто имеет вид равнобочной трапеции, как показано на рис. 6.3.

Для углей первой категории, которые отличаются высоким качеством, высота штабеля не нормируется, для углей второй категории высота штабеля должна быть не более 12 м, третьей категории - не более 6 м, четвертой категории - не более 5 м. Для обеспечения доступа к штабелям и исходя из условий противопожарной безопасности между штабелями делаются проезды. Расстояние между смежными штабелями угля следует принимать не менее 1 м при высоте штабелей не более 3 м

и 2 м - при большей высоте штабеля. Для самовозгорающихся углей расстояние от штабеля до котельной должно быть не менее 15 м, для других углей - не менее 12 м. Кусковой и фрезерный торф должен храниться в штабелях, расположенных на расстоянии не менее 12 м друг от друга.

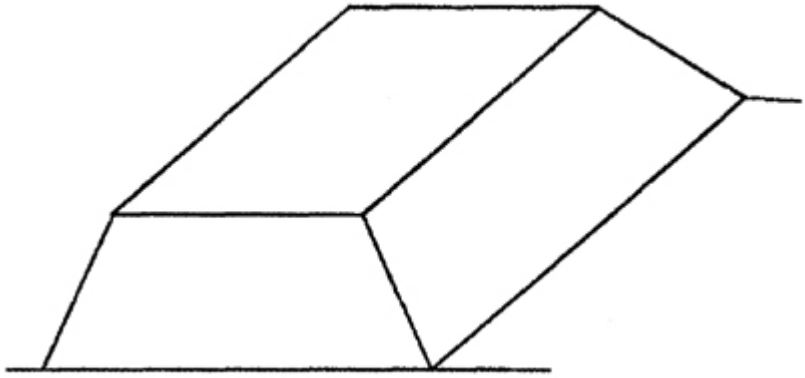


Рис. 6.3. Форма штабеля с углем

Длительное хранение углей в штабелях обычно в настоящее время не предусматривается и считается нецелесообразным из-за потерь и значительного ухудшения характеристик топлива с течением времени. Обычно сроки хранения угля на складе ограниченные: бурые длиннопламенные угли должны храниться не более 4...12 месяцев; газовые каменные - 12...36 месяцев; каменные тощие и антрациты - 24...36 месяцев.

При хранении угля в штабелях происходит окисление углерода топлива с кислородом воздуха, которое идет с выделением теплоты. Это особенно касается бурых углей, отличающихся низким качеством. При плохом отводе теплоты из штабеля может происходить разогрев мест, где происходит интенсивное окисление. Это ведет к самовозгоранию угля. Поэтому уголь стараются сразу же после привозки на территорию теплогенерирующей установки уложить в штабель, уплотнить его и покрыть верх и боковые откосы слоем мелочи толщиной 100...150 мм во избежание попадания кислорода воздуха вглубь. В дальнейшем должен вестись непрерывный контроль за температурой угля внутри штабеля и местами самовозгорания, что делается с помощью пробивки шурфов в штабеле угля и переносных термометров.

Если самовозгорание угля все-таки произошло, то тлеющее место следует отделить от основной массы топлива с помощью прорытых траншей и незамедлительно приступить к тушению. Тушение осуществляют различными способами в зависимости от размеров очага возгорания и имеющихся в наличии средств пожаротушения. Методика тушения очага возгорания может быть следующей. Если штабель угля имеет большую высоту, то место с углем, где имеется очаг возгорания, уплотняют и накрывают брезентом или обмазывают влажной глиной с песком для предотвращения поступления кислорода воздуха к очагу пожара. В случае возгорания всего штабеля его следует, если это возможно, перелопатить или разложить на большой площадке более тонким слоем, уменьшив

высоту штабеля до 300 мм. Это приведет к его охлаждению и прекращению процесса горения. Воду при тушении угля применять не рекомендуется, т.к. это может привести к еще большему возгоранию. Уголь, подвергшийся самовозгоранию, следует расходовать в первую очередь.

6.2. Топливное хозяйство при использовании жидкого топлива

Обычно при работе тешюгенерирующей установки на жидком топливе используется мазут, реже нефть, солярка и др. В связи с этим рассмотрим топливное хозяйство теплогенерирующей установки на примере мазутного. Следует отметить, что мазут также часто используется в качестве резервного или аварийного топлива.

Наиболее приемлемым способом доставки жидкого топлива от заводов переработки нефти до места нахождения тепло-генерирующей установки является железнодорожный, реже автомобильный и речной.

Мазутное хозяйство теплогенерирующей установки обычно включает в себя: приемно-сливные устройства, мазутохранилища, насосные станции, мазуто- и паропроводы и др.

Принципиальная схема мазутного хозяйства показана на рис. 6.4. Из железнодорожной цистерны 2 мазут сливают в приемную емкость 4. Для удобства обслуживания имеется эстакада 3.

В период отрицательных температур мазут может потерять текучесть, и для его разогрева обычно используется пар от котлов теплогенерирующей установки 12, который подается по паропроводу 1 в цистерну. Из приемной емкости 4 мазут насосом 6 перекачивается в мазутохранилище 7, при этом перед насосом устанавливается фильтр грубой очистки 5. Из мазутохранилища 7 через фильтр тонкой очистки 8 насосом мазут подается в пароводяной подогреватель 9, где он нагревается за счет теплоты пара, подаваемого из котла. Подогретый мазут далее направляется по подающему мазутопроводу 10 к форсункам котла 12. Мазута по мазутопроводу 10 должно подаваться больше, чем это требуется для горения, чтобы излишек горячего мазута по циркуляционному мазутопроводу 11 возвращался в мазутохранилище 7. Это позволяет за счет рециркуляционной линии 11 поддерживать мазутопроводы всегда в горячем состоянии, даже в случае прекращения процесса горения в котле, а также иметь подогретый до требуемой температуры мазут в мазутохранилище 7. Иногда параллельно с мазутопроводами прямой и рециркуляционной линий прокладываются паропроводы-спутники, которые предназначены на случай нештатных ситуаций или пуска мазутопроводов в эксплуатацию и после ремонтов. Все мазутопроводы следует прокладывать с уклоном не менее 0,01.

Для разогрева топлива в цистернах и его слива при отрицательных температурах окружающей среды могут быть использованы следующие способы.

1. Разогрев мазута в цистерне открытым паром давлением 0,6...1,0 МПа. Пар подают в цистерну через гибкие шланги, для чего используют эстакаду 3 (рис. 6.4). Время разогрева и слива мазута из цистерны составляет обычно от 6 до 9 часов.

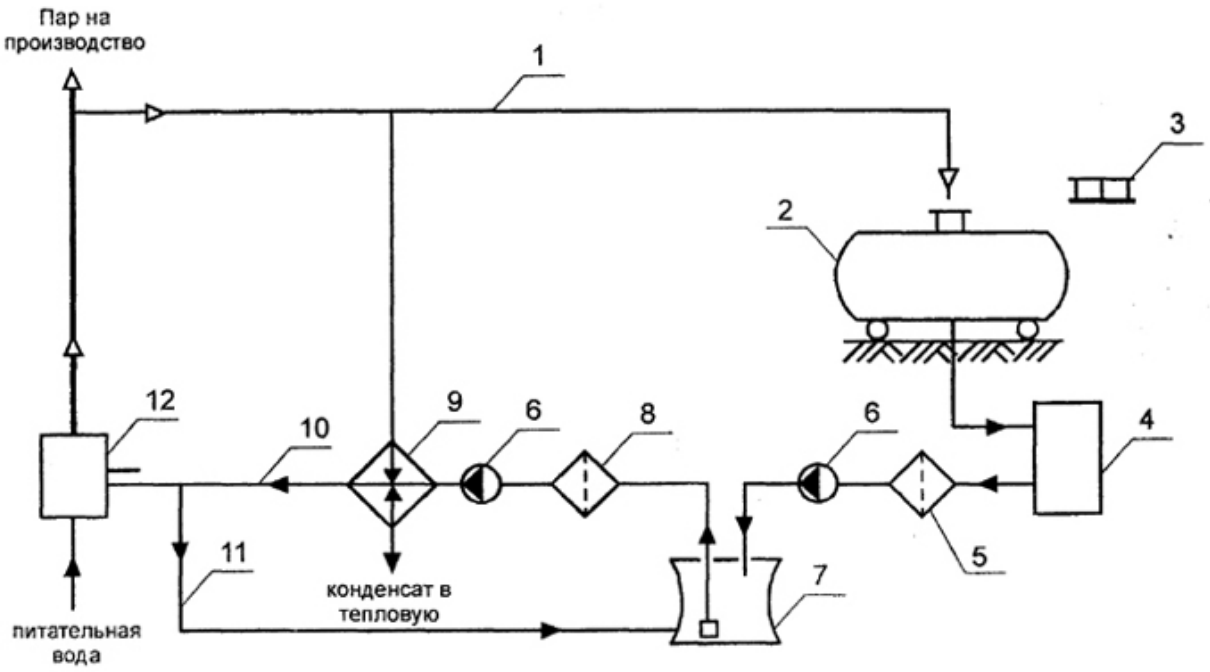


Рис. 6.4. Принципиальная схема мазутного хозяйства:
1 - паропровод; 2 - железнодорожная цистерна; 3 - эстакада; 4 - приемная емкость; 5 - фильтр грубой очистки; 6 - насос; 7 - мазутохранилище; 8 - фильтр тонкой очистки; 9 - подогреватель мазута; 10 - подающий мазутопровод; 11 - циркуляционный мазутопровод; 12 - котел

К недостаткам такого способа разогрева мазута следует отнести обводнение мазута (содержание воды в мазуте после разогрева может достигать 8% от массы мазута) и значительный расход пара (требуется до 100 кг пара на 1 тонну разогреваемого мазута).

2. Разогрев мазута в цистерне за счет его циркуляции. При этом способе горячий мазут подают в цистерну и организуют циркуляционный контур по горячему мазуту. Мазут, циркулирующий в этом контуре, подогревают в специальном теплообменнике. Температура подогрева мазута должна быть на 10...20 °С ниже, чем температура его вспышки. Рециркуляцию осуществляют до полного слива мазута из цистерны. К недостаткам такого способа следует отнести достаточно длительное время разогрева и необходимость создания рециркуляционного контура.

3. Слив мазута из цистерны под избыточным давлением. При этом способе на люк колпака цистерны герметично устанавливают съемную крышку с патрубком, через который в верхнюю часть цистерны подается сжатый воздух или пар; тем самым в цистерне создается избыточное давление, и мазут сливается через нижний люк цистерны. Данный способ имеет существенные недостатки, к основным из которых следует отнести: при значительном охлаждении мазута, когда он потерял

подвижность, необходимо создание слишком большого избыточного давления в цистерне, что может привести к ее разрушению; для создания избыточного давления в цистерне следует иметь компрессорное оборудование, что значительно удорожает этот способ.

4. Разогрев мазута в цистернах в специальных тепляках-сараях, в которые подается от теплообменников горячий воздух с температурой до 120 °С. Так как разогрев мазута при этом может идти только от поверхности цистерны в глубь за счет теплопроводности мазута, то данный способ отличается большой длительностью (до нескольких десятков часов), значительными расходами теплоты с горячим воздухом и тепловыми потерями, что приводит к его малой эффективности.

Для разогрева мазута в цистерне существуют и многие другие способы, например, с использованием электрических нагревателей, специальных цистерн и др., но они применяются достаточно редко.

При разогреве жидкого топлива в железнодорожных цистернах рекомендуемые температуры разогрева следует принимать: для мазута марки 40 - не менее 30 °С; для мазута марки 100 - не менее 60 °С; для легкого нефтяного топлива - не менее 10 °С.

В последнее время в качестве жидкого топлива в теплогенерирующих установках часто используют нефть, что является чрезвычайно опасным. Нередки случаи взрывов котлов из-за неправильной эксплуатации оборудования и неграмотных действий обслуживающего персонала, что приводит к тяжелым последствиям.

Если мазут используется в качестве основного и резервного топлива, при доставке его железнодорожным транспортом емкость для хранения мазута должна быть объемом не менее 10-суточного запаса, при доставке автомобильным транспортом - не менее 5-суточного запаса.

6.3. Топливное хозяйство при использовании газообразного топлива

Топливное хозяйство теплогенерирующей установки, работающей на газообразном топливе, является наиболее простым, надежным в эксплуатации и относительно дешевым по сравнению с другими, описанными выше. В качестве топлива в теплогенерирующих установках в настоящее время все более широко используют природный газ. Подготовка последнего к сжиганию заключается в основном в его дросселировании (понижении давления) до требуемых параметров и последующей подаче его к горелкам котла.

Газопроводы в зависимости от рабочего давления в них делятся в соответствии с [1] на три вида:

- газопроводы низкого давления (давление до 0,003 МПа);

- газопроводы среднего давления (давление от 0,003 до 0,3 МПа);

- газопроводы высокого давления (давление от 0,3 до 0,6 МПа).

Для поддержания необходимого давления газа перед котлами в топливном хозяйстве следует предусматривать газорегуляторные установки (ГРУ), как показано на рис. 6.5, размещаемые непосредственно в здании котельных. Также допускается устройство газорегуляторных пунктов (ГРП).

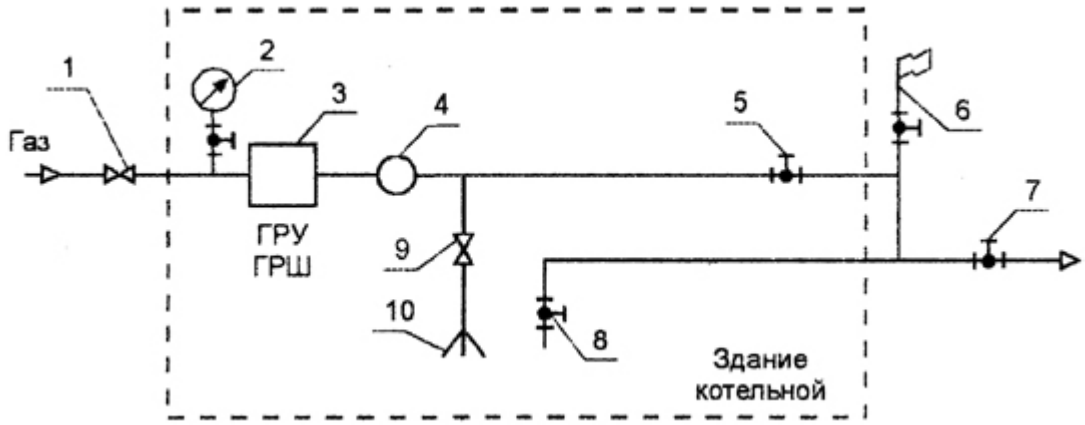


Рис. 6.5. Принципиальная схема газоснабжения котельной:
1 - отключающее устройство на вводе; 2 - манометр; 3 - газорегуляторная установка; 4 - расходомер; 5 - кран продувочного газопровода котельной; 6 - продувочный газопровод; 7 - кран штуцера отбора проб; 8 - кран продувочного газопровода котла; 9 - отключающее устройство котла; 10 - горелка котла

При расчете и подборе регулятора давления расход газа должен приниматься с коэффициентом запаса 1,15 к расчетному расходу.

Для безопасной работы теплогенерирующей установки на вводе газопровода в здание котельной должно быть установлено запорное отключающее устройство 1 - задвижка (рис. 6.5). Это устройство необходимо для отключения всей сети газопроводов теплогенерирующей установки на случай ремонта или аварии, а также при остановке ее на длительный период.

Перед каждым котлом должно быть установлено автоматическое отключающее устройство 9 (электромагнитный клапан-отсекатель системы автоматики), которое срабатывает и прекращает подачу газа к котлу при нарушении хотя бы одного из контролируемых параметров его работы. Для освобождения газопроводов от воздуха должен быть продувочный газопровод 6. Для контроля качества поступающего на котельную газообразного топлива следует предусматривать линию для отбора проб газа с краном 7. Розжиг горелки может производиться с помощью запальника с краном 8.

Наличие минимального требуемого объема оборудования газового хозяйства теплогенерирующей установки позволяет обеспечить ее безопасную работу.

7. ШЛАКОЗОЛОУДАЛЕНИЕ

7.1. Общие сведения о шлакозолоудалении

При сжигании в топочном устройстве теплогенерирующей установки твердого топлива (уголь, дрова, сланец и т.п.) содержащаяся в нем зола остается, в основном, на топочной решетке в виде шлака и затем удаляется и частично в виде летучей золы уносится продуктами сгорания. Соотношения количества золы и шлака, оседающих в газоходах и удаляемых из котла, зависят от способа сжигания топлива и конструкции топочного устройства. Примерные значения этих величин приведены в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Распределение золы и шлака в теплогенерирующей установке в % от общего количества образующейся золы и шлака

Тип топки	Выход шлака	Оседание золы		Вынос золы из дымовой трубы
		в газоходах	в циклонах	
Топка со слоевым сжиганием	до 80	5...10	9...14	0,5...1
Пылеугольное сжигание:				
с сухим шлакоудалением	15...25	10...15	57...71	3...4
с жидким шлакоудалением	40...55	5...10	43...61	2...4

Шлак, удаляемый из топки при слоевом сжигании угля, представляет собой крупные куски сплавленной стекловидной или хрупкой губчатой массы. Летучая зола представляет собой обычно сыпучую подвижную смесь твердых мелких частиц золы и несгоревшего топлива.

При движении продуктов сгорания по газоходам летучая зола оседает в местах, где резко меняется скорость или направление потока дымовых газов, а также в газоочистных устройствах (циклонах, фильтрах и др.) и затем выбрасывается в дымовую трубу. Места удаления шлака и золы в теплогенерирующей установке условно показаны на рис. 7.1.

Количество золы и шлака $G_{З,Ш}$, которые образуются при сгорании твердого топлива в топочном устройстве котла, может быть определено по формуле

$$G_{З,Ш} = B_Р \frac{A^Р}{100}, \qquad (7.1)$$

где $B_Р$ - расчетный расход топлива;

$A^Р$ - зольность топлива, %.

Количество шлака $G_{Ш}$, которое остается на колосниковой решетке в топке котла и подлежит удалению, можно определить по соотношению

$$G_{Ш} = B_{Р} \frac{(A^{Р} + \frac{q_4 \cdot Q_{Н}^{Р}}{32,7})}{100}(1 - a_{УН}), \qquad (7.2)$$

где q_4 - потери теплоты от механического недожога, %;

$Q_{Н}^{Р}$ - низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг;

$a_{УН}$ - доля золы топлива в уносе.

Количество золы $G''_{З}$, оседающей в золоочистных устрой ствах (циклонах, фильтрах и т.п.), может быть найдено:

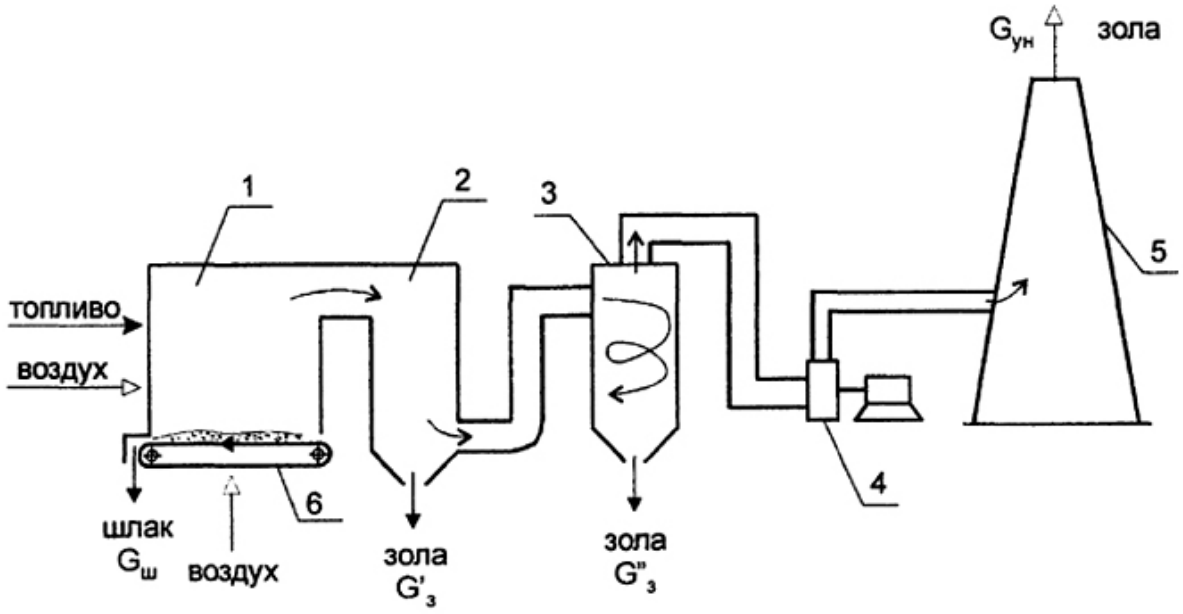


Рис. 7.1. Места удаления золы и шлака в теплогенерирующей установке:
1 - топка; 2 - конвективная шахта; 3 - циклон; 4 - дымосос; 5 - дымовая труба; 6 - цепная решетка

$$G_{З}^{*} = B_{Р} \frac{(A^{Р} + \frac{q_4 \cdot Q_{Н}^{Р}}{32,7})}{100} a_{УН} \frac{\eta_{ЗУ}}{100}, \qquad (7.3)$$

где $\eta_{ЗУ}$ - коэффициент очистки золоулавливающего устройства, %.

При расчетах коэффициент очистки золоулавливающих устройств можно принимать по табл. 7.2.

Таблица 7.2

Коэффициенты очистки золоулавливающих устройств

Золоулавливающие устройства	Коэффициент очистки $\eta_{зу}$, %	
	При слоевом сжигании топлива	При камерном сжигании топлива
Блоки циклонов	85...90	70...80
Батарейные циклоны	85...92	80...85
Батарейные циклоны с рециркуляцией	93...95	85...90
"Мокрые" золоуловители с низконапорными трубами Вентури	-	93...95
Электрофильтры	-	96...99

Количество золы $G_З$, вылетающей из дымовой трубы, можно определить по формуле

$$G_З^{\cdot} = B_Р \frac{(A^Р + \frac{q_4 \cdot Q_Н^Р}{32,7})}{100} a_{УН} (1 - \frac{\eta_{ЗУ}}{100}). \qquad (7.4)$$

Удаление золы и шлака из котлов и с территории теплогенерирующей установки - одна из наиболее трудоемких и "грязных" операций, поэтому к системам шлакозолоудаления при их проектировании и эксплуатации предъявляются определенные требования, которые должны обеспечить:

- нормативные санитарно-гигиенические условия в теплогенерирующей установке и безопасность работы обслуживающего персонала;

- минимальные эксплуатационные затраты на удаление и транспортировку золы и шлака;

- возможность дальнейшего использования золы и шлака в строительных или хозяйственных целях;

- минимальное загрязнение окружающей среды и воздействие на нее.

Сам процесс шлакозолоудаления условно можно разбить на два этапа:

- удаление шлака и золы из котла;

- уборка и транспортировка шлака и золы с территории теплогенерирующей установки.

Существуют различные способы шлакозолоудаления, которые будут описаны ниже.

7.3. Ручное шлакозолоудаление

Ручное шлакозолоудаление применяют только в теплогенерирующих установках небольшой мощности, где используются котлы малой производительности. Это связано с тем, что все операции производятся с использованием физической силы обслуживающего персонала: удаление шлака из котла, загрузка его в узкоколейные вагонетки с опрокидывающимся кузовом или другие транспортирующие устройства (тачки и т.п.), передвижение по путям, выгрузка в шлаковый сборный бункер. Система ручного шлакозолоудаления условно показана на рис. 7.3.

Таблица 7.3

Технико-экономические показатели систем шлакозолоудаления

Тип системы шлакозолоудаления	Максимальный размер кусков, мм	Удельные расходы на 1 т удаляемых шлака и золы			Затраты относительно механизированной сухой скреперной системы шлакозолоудаления, %	
		воды, $м^3$	пара, кг	электроэнергии, кВт.ч	капитальные	эксплуатационные
Ручная, вагонетками	Не ограничен	0,1...0,2	-	0,1...0,2	10	635
Механизированная: сухая, скрепером мокрая, скрепером	< 200 < 200	- 0,1...0,5	- -	4...7 5...8	100 75	100 80
Пневматическая всасывающая	20...30	0,1...0,2	100...170	8...15	40	100
Гидрошлакозолоудаление	60...100	10...30	-	7...12	110	100

Шлак из котла 1 обычно удаляется вручную и загружается в вагонетки 2. В них он транспортируется опять же вручную из котельной на золохранилище, которое расположено на территории теплогенерирующей установки, или ссыпается в шлаковый сборный бункер 3. Из шлакового сборного бункера зола и шлак вывозятся на автомобилях 4 или других автотранспортных средствах в золоотвал или используются для строительно-хозяйственных нужд.

Данный способ шлакозолоудаления, когда для удаления и транспортировки шлака и золы не используется вода и они удаляются в сухом состоянии, называют сухим. Следует отметить, что при слоевом сжигании угля и сухом шлакозолоудалении зола и шлак являются ценными строительными материалами и могут быть использованы в строительных и хозяйственных целях.

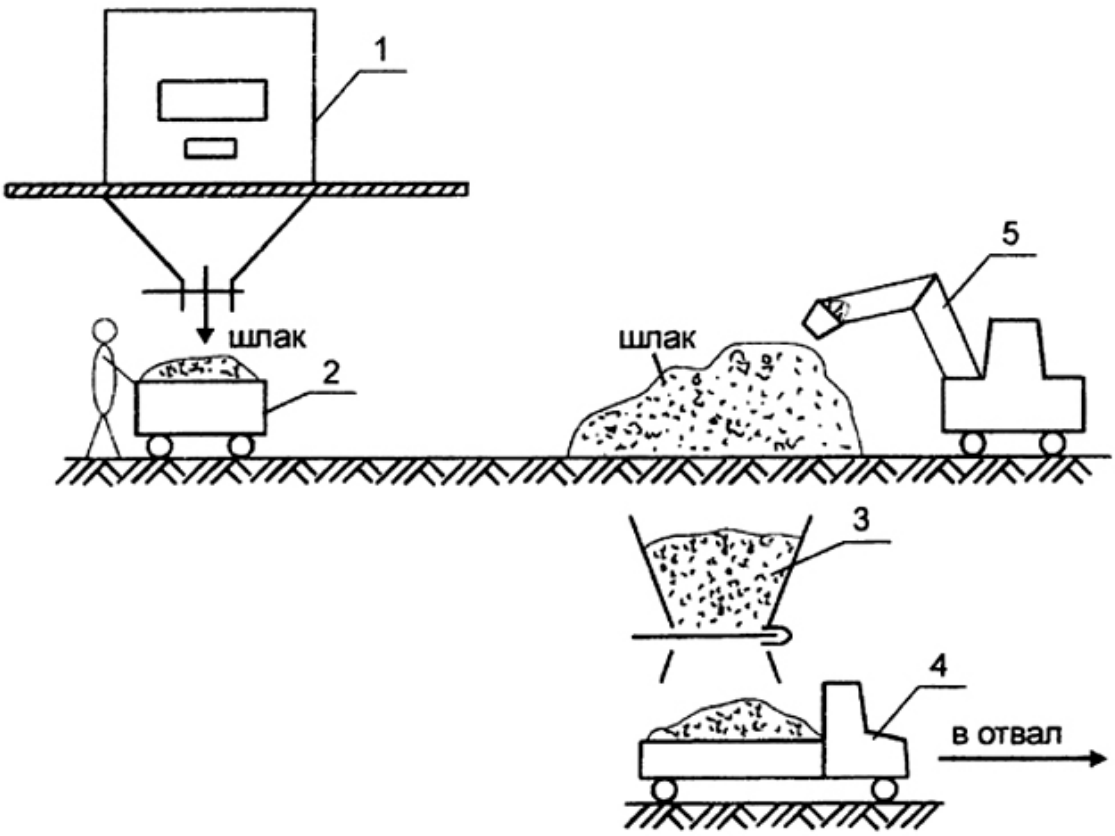


Рис. 7.3. Ручное шлакозолоудаление:
1 - котел; 2 - опрокидывающаяся вагонетка; 3 - шлаковый сборный бункер; 4 - автомобиль; 5 - экскаватор

К достоинствам ручного способа шлакозолоудаления следует отнести:

- простоту и небольшие капитальные затраты;

- использование шлака в строительно-хозяйственных целях.

Недостатками данного способа шлакозолоудаления являются:

- тяжелый физический труд обслуживающего персонала;

- плохие санитарно-гигиенические условия работы;

- малая производительность по удаляемому шлаку и зависимость ее от физического состояния обслуживающего персонала;

- значительные расходы на заработную плату обслуживающего персонала.

Все вышеперечисленные недостатки данного способа шлакозолоудаления приводят к тому, что этот способ в настоящее время применяется только в небольших котельных с котлами малой мощности, расположенных в отдаленных районных пунктах, где трудно обеспечить по разным причинам автоматизацию и механизацию процесса сжигания твердого топлива в топках котлов.

7.4. Механизированное шлакозолоудаление

При механизированном способе шлакозолоудаления все операции по удалению шлака из котла и его транспортировке стараются выполнить с помощью различных механизмов и устройств. Для этих целей обычно применяют:

- для удаления шлака из топочной камеры - решетки с поворотными колосниками или движущиеся решетки;

- для транспортировки шлака и золы от котла в шлаковый сборный бункер - скреперные установки, скиповые подъемники, скребковые транспортеры и др.

Наибольшее распространение при механическом способе удаления шлака и золы на теплогенерирующих установках небольшой мощности получили скреперные установки, как наиболее удобные и простые. На рис. 7.4 показана схема шлакозолоудаления со скреперной установкой. При таком способе удаляемые из котлов 1 зола и шлак попадают в шлаковую канаву 5, залитую на определенную глубину водой. По этой канаве с помощью системы канатов 3 и лебедки 2 периодически движется скрепер 6, который захватывает шлак с золой и по наклонной поверхности подает их в шлаковый сборный бункер 4. Для удобства движения скрепера по шлаковой канаве на ее дне и боковых стенах проложены рельсы 7. Из шлакового сборного бункера 4 шлак затем перевозится с помощью автотранспорта или в железнодорожных вагонах в золоотвал.

Достоинствами данного способа шлакозолоудаления являются:

- простота конструкции;

- механизация трудоемких процессов и исключение тяжелого ручного труда;

- малый расход электроэнергии и воды (см. табл. 7.3) на 1 т удаляемых шлака и золы;

- удовлетворительные санитарно-гигиенические условия работы обслуживающего персонала.

Вместе с тем, механизированный способ шлакозолоудаления имеет ряд недостатков, среди которых:

- малая надежность стальных канатов, используемых для привода в движение ковша скрепера (и иных устройств). Это происходит из-за механического истирания канатов вследствие высоких абразивных свойств золы и шлака, что приводит к их разрывам;

- частый трудоемкий ремонт и замена системы тросов;

- ограниченная производительность по удаляемым из котлов шлаку и золе.

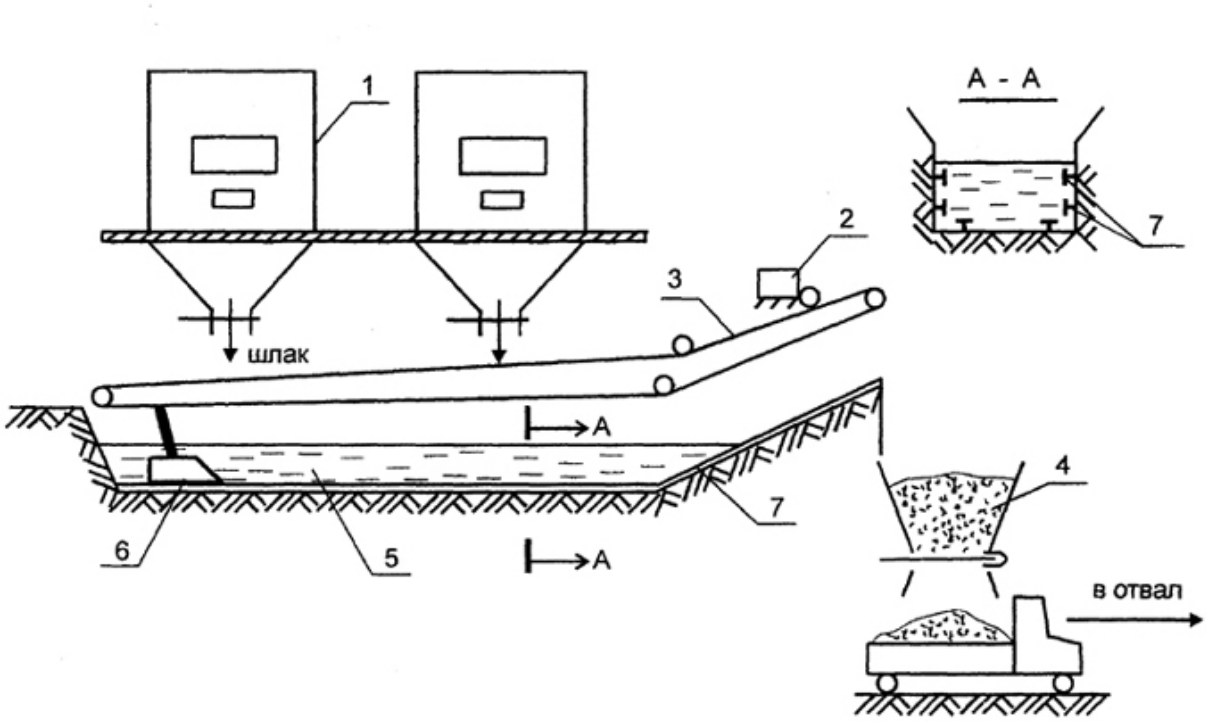


Рис. 7.4. Схема скреперного шлакозолоудаления:
1 - котел; 2 - лебедка; 3 - система канатов; 4 - шлаковый сборный бункер; 5 - шлаковая канава с водой; 6 - скрепер; 7 - направляющие рельсы

В настоящее время механизированный способ шлакозолоудаления нашел широкое применение в теплогенерирующих установках малой и средней мощности, работающих на твердом топливе.

7.5. Пневмошлакозолоудаление

Механизировать процессы удаления и транспортировки шлака и золы можно за счет использования энергии потока движущихся газов, т.е. применяя систему пневмошлакозолоудаления. Данный способ основан на способности движущегося потока газов перемещать сыпучие материалы и небольшие по размерам и массе частицы.

Различают два способа транспортировки частиц шлака и золы в потоке:

- с помощью нагнетательной системы, когда в пневмопроводе создается избыточное давление;

- с помощью всасывающей системы, когда пневмопровод находится под разрежением.

Наибольшее распространение получила всасывающая система шлакозолоудаления, позволяющая обеспечить хорошие санитарно-гигиенические условия в теплогенерирующей установке и полностью устранить ручной труд. Принципиальная схема такой системы показана на рис. 7.5.

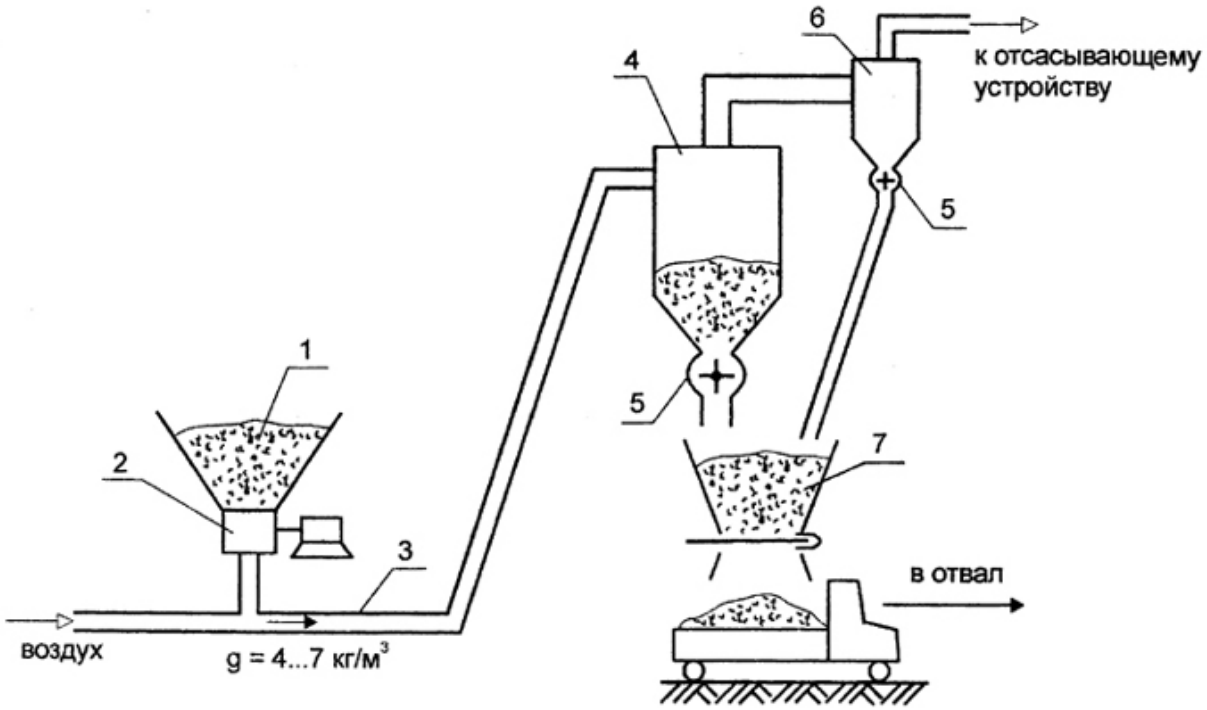


Рис. 7.5. Схема пневматического шлакозолоудаления:
1 - шлаковый бункер; 2 - шлакодробилка; 3 - шлакозолопровод; 4 - осадительная камера; 5 - клапан-мигалка;
6 - циклон; 7 - бункер

Зола и куски шлака поступают из бункера котла 1 в шлакодробилку 2, где крупные куски дробятся до требуемых размеров (20...30 мм). Из дробилки они попадают в пневмопровод 3 и потоком воздуха транспортируются по нему в осадительную камеру. Для транспортировки кусков шлака необходимо, чтобы скорость воздуха в пневмопроводе была равной или превышала 25 м/с. Сам пневмопровод обычно имеет внутренний диаметр не более 180 мм и длину, не превышающую 200 м, что связано с большими аэродинамическими сопротивлениями элементов системы шлакозолоудаления. Содержание шлака и золы при транспортировке в потоке воздуха обычно находится в пределах от 4 до 7 кг шлака и золы на 1 $м^3$ движущегося воздуха. В осадительной камере 4 шлак и зола отделяются от воздуха и оседают в нижней части камеры, откуда непрерывно с помощью дозатора 5 (он играет роль гидрозатвора) они выводятся из камеры и попадают в шлаковый сборный бункер 7. Воздух, удаляемый из осадительной камеры 4 в верхний центральный патрубок и содержащий мелкие частицы и фракции золы, направляется в циклон 6 с меньшими размерами, чем осадительная камера, где и происходит более глубокая очистка воздуха от золовых частиц. Для непрерывного удаления осажденных частиц золы из нижней части циклона 6 имеется дозатор 5, как и в осадительной камере 4. Для создания разрежения в пневмопроводе 3, осадительной камере 4 и циклоне 6 могут быть использованы различные отсасывающие устройства: высоконапорные вентиляторы, вакуумные насосы и др.

Основными достоинствами систем пневмошлакозолоудаления являются:

- отсутствие ручного труда и создание хороших санитарно-гигиенических условий для обслуживающего персонала;

- компактность и простота в эксплуатации и обслуживании;

- использование шлака и золы в строительных и хозяйственных целях.

Широкого распространения эти системы не получили по причине следующих недостатков:

- быстрый абразивный износ металлических пневмопроводов и оборудования;

- высокие скорости движущегося воздуха и, следовательно, значительный расход электроэнергии на привод отсасывающего устройства;

- использование дорогостоящего оборудования для создания разрежения в системе, что приводит к значительной стоимости самой системы пневмошлакозолоудаления;

- ограниченная производительность системы (до 30 тонн шлака и золы в час) и ограниченный радиус транспортировки шлака и золы.

В настоящее время системы пневмошлакозолоудаления у нас в стране практически не применяются из-за высокой стоимости электроэнергии и самой системы и заменяются на более прогрессивные системы гидрошлакозолоудаления.

7.6. Гидрошлакозолоудаление

При гидрошлакозолоудалении транспортировка размельченного шлака и золы от котла в золоотвал осуществляется потоком воды, как показано на рис. 7.6.

Размельченный шлак и зола из котла 4 и от золоулавливающих устройств 3 подаются в наклонный бетонный шлакосмывной канал 9, по которому самотеком движется вода, подаваемая насосом 2 из заборного колодца 1. Движущийся по каналу поток воды захватывает частицы шлака и золы, и эта смесь стекает в колодец 8. Из колодца эта смесь багерным насосом 6 перекачивается в золоотвал (золоотстойник) 7. Для того, чтобы в колодце не происходило отстаивания шлака и золы из воды, устанавливается мешалка 5, которая перемешивает смесь в колодце. При необходимости создания смеси определенной концентрации и с определенными размерами частиц шлака перед багерным насосом может быть установлена шлакодробилка, которая на рисунке не показана.

Применение воды для транспортировки золы и шлака позволяет улучшить санитарно-гигиенические условия на рабочих местах для обслуживающего персонала и исключить ручной труд.

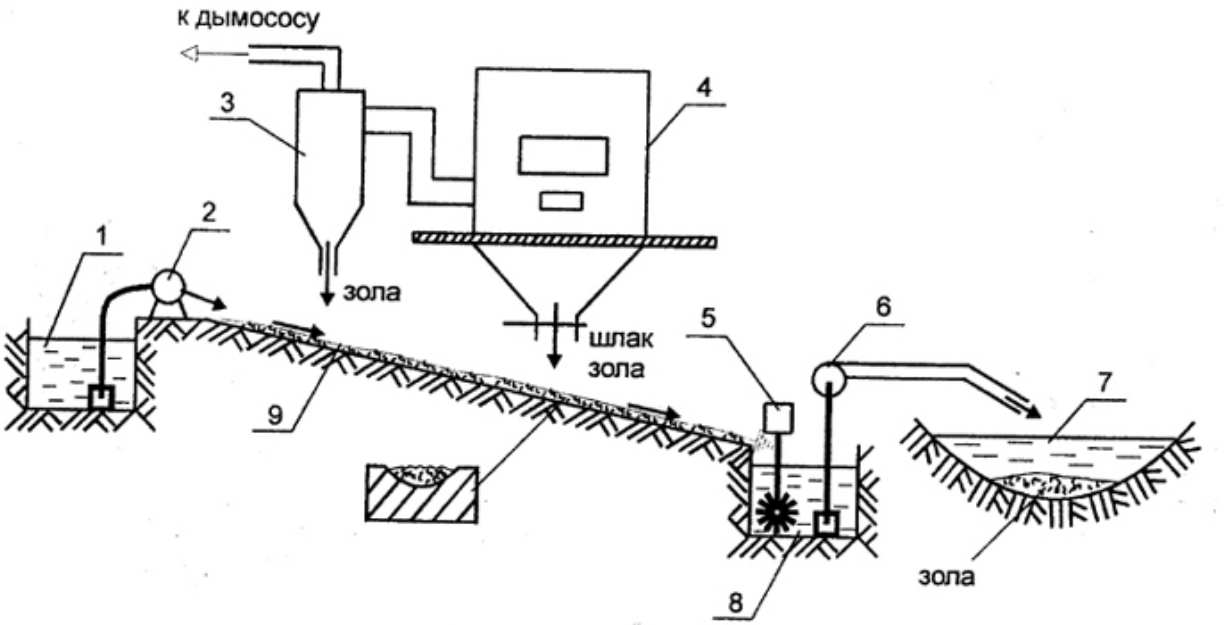


Рис. 7.6. Принципиальная схема гидрошлакозолоудаления:
1 - заборный колодец с водой: 2 - смывной насос; 3 - золоуловительный циклон; 4 - котел; 5 - мешалка; 6 - багерный насос; 7 - водоем золоотвала; 8 - колодец; 9 - шлакосмывной канал

Считается, что применение систем гидрошлакозолоудаления экономически выгодно при наличии вблизи от теплогенерирующей установки водоемов и при образовании от котлов более 10 тонн шлака и золы в час.

Из всех вышеописанных системы гидрошлакозолоудаления считаются наиболее экономичными и прогрессивными для теплогенерирующих установок средней и большой мощности. К их достоинствам следует отнести:

- простоту конструкции и обслуживания;

- создание хороших санитарно-гигиенических условий в местах удаления и транспортировки золы и шлака;

- экономичную работу при больших объемах удаляемого шлака и золы.

Вместе с тем, у них имеются и недостатки:

- невозможность использования для теплогенерирующих установок малой мощности;

- большие материальные затраты;

- необходимость наличия вблизи теплогенерирующей установки водоемов для водозабора и золоотстойника, которые обычно занимают достаточно большие площади;

- значительные расходы электроэнергии и воды (табл. 7.3) на перемещение 1 тонны удаляемых шлака и золы;

- громоздкость, большая металло- и материалоемкость системы, что приводит к большим капитальным затратам на ее осуществление;

- интенсивный абразивный износ трубопроводов и оборудования;

- невозможность использовать золу и шлак в строительных и хозяйственных целях;

- большой вред, наносимый окружающей среде.

В настоящее время системы гидрошлакозолоудаления широко применяются для крупных теплогенерирующих установок и тепловых станций, где используется твердое топливо и в котлах осуществляется пылеугольное сжигание.

8. ТЯГОДУТЬЕВЫЕ УСТРОЙСТВА И АЭРОДИНАМИКА ГАЗОВОЗДУШНОГО ТРАКТА

Для нормальной работы топочного устройства теплогенерирующей установки необходимо обеспечить непрерывную подачу воздуха на горение топлива и удаление образующихся продуктов сгорания. Это осуществляется с помощью воздушного тракта, который включает в себя воздуховоды холодного и горячего воздуха, калориферы для подогрева воздуха перед воздухоподогревателем при запуске котла в работу, воздухоподогреватели и вентиляторы, и газового тракта, включающего газоходы, золоуловители, дымососы, дымовые трубы, запорнорегулирующие органы и др. Поэтому все элементы теплогенерирующей установки по ходу движения воздуха и газов, с момента забора воздуха из помещения котельной и до выхода продуктов сгорания из дымовой трубы, относят к газовоздушному тракту.

На преодоление аэродинамических сопротивлений при движении воздуха и продуктов сгорания по газовоздушному тракту котла затрачивается определенное количество энергии. Подача воздуха в топочное устройство котла и отбор продуктов сгорания осуществляются таким образом, чтобы были преодолены эти сопротивления при различных нагрузках теплогенерирующей установки. Различают два основных способа организации тягодутьевого процесса в теплогенерирующей установке:

- с естественной самотягой;

- с искусственной тягой.

8.1. Использование естественной тяги в котлах

Естественная тяга в газовоздушном тракте котла малой мощности может быть организована за счет тяги, создаваемой дымовой трубой, как показано на рис. 8.1. При этом весь газовоздушный тракт находится под разрежением. Естественная тяга возможна в котлах при относительно высоких температурах продуктов сгорания, которые могут создать перепад давления (т.е. создать самотягу) $H_С$ = 50...60 Па между уровнем подачи холодного воздуха в топочную камеру и срезом дымовой трубы, откуда выходят продукты сгорания.

Создание перепада давления за счет самотяги обуславливается разностью статических давлений: между давлением, создаваемым столбом холодного воздуха, и давлением, создаваемым столбом горячих продуктов сгорания, когда столб холодного воздуха высотой $h_В$ вытесняет столб продуктов сгорания высотой $h_{ПС}$. Это может быть выражено в виде соотношения

$$H_С = 273 \cdot g \cdot h_В \left(\frac{\rho_{В.О}}{273 + t_В} - \frac{\rho_{Г.О}}{272 + t_{Г.СР}}\right), \qquad (8.1)$$

где g - ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с^2;

$t_В$ - температура холодного воздуха, поступающего в воздушный тракт котла;

$t_{г.ср}$ - средняя температура продуктов сгорания в дымовой трубе;

$\rho_{В.О}$, $\rho_{Г.О}$ - плотности воздуха и продуктов сгорания в дымовой трубе при нормальных условиях, т.е. $t_{НУ}$ = 0 °С, $P_{НУ}$ = 0,1013 МПа.

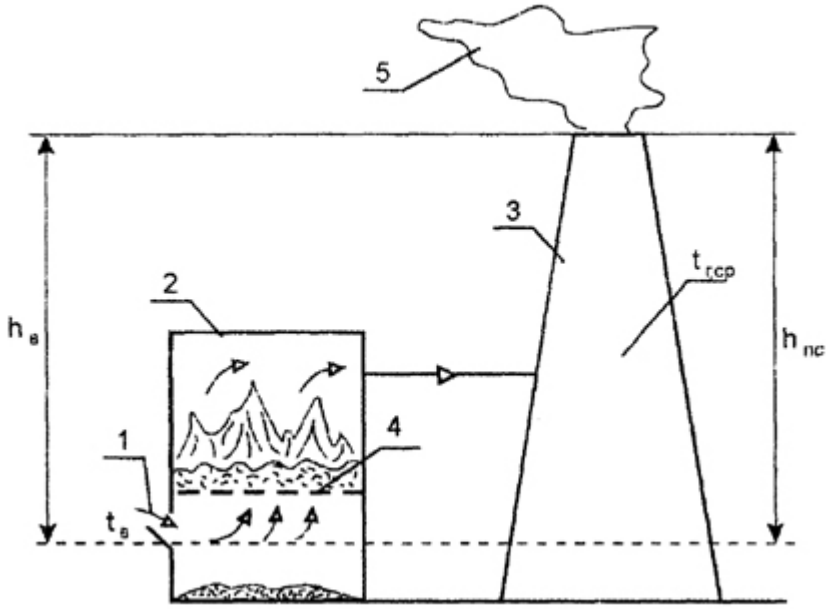


Рис. 8.1. Создание естественной тяги в котле:
1 - подача холодного воздуха в котел; 2 - котел; 3 - дымовая труба; 4 - топливная решетка; 5 - выход продуктов сгорания

Величина перепада давления за счет самотяги прямо пропорциональна высоте дымовой трубы, при этом чем ниже температура уходящих продуктов сгорания и выше температура воздуха, тем меньший перепад давления создается за счет самотяги. Вот почему иногда трудно разжечь в бытовых условиях печь, когда она находится в холодном состоянии.

Величина перепада давления в теплогенерирующих установках за счет самотяги обычно не превышает 20...60 Па, вот почему ее применяют только на котлах малой мощности без хвостовых поверхностей, когда аэродинамическое сопротивление всего газовоздушного тракта котла не превышает указанных выше величин.

8.2. Использование искусственной тяги в котлах

В современных теплогенерирующих установках продукты сгорания, выбрасываемые из дымовой трубы, имеют достаточно низкую температуру, а газовоздушный тракт - значительное аэродинамическое сопротивление. Поэтому такие установки не могут работать на использовании естественной тяги, в них должна быть использована искусственная тяга, создаваемая с помощью дутьевых вентиляторов и дымососов. При этом основное назначение дымовой трубы при

искусственной тяге становится другим - отвод продуктов сгорания в атмосферу на такую высоту, чтобы были выполнены санитарно-гигиенические нормы по рассеиванию вредных газовых выбросов из трубы.

Теплогенерирующие установки малой и средней мощности работают обычно на "уравновешенной" искусственной тяге, когда на выходе продуктов сгорания из топочной камеры в верхней ее части создается небольшое избыточное разрежение: 20...40 Па. При этом в воздушном тракте создается избыточное давление воздуха за счет работы дутьевого вентилятора, а в газовом тракте котла за топочной камерой создается разрежение за счет работы дымососа, как показано на рис. 8.2.

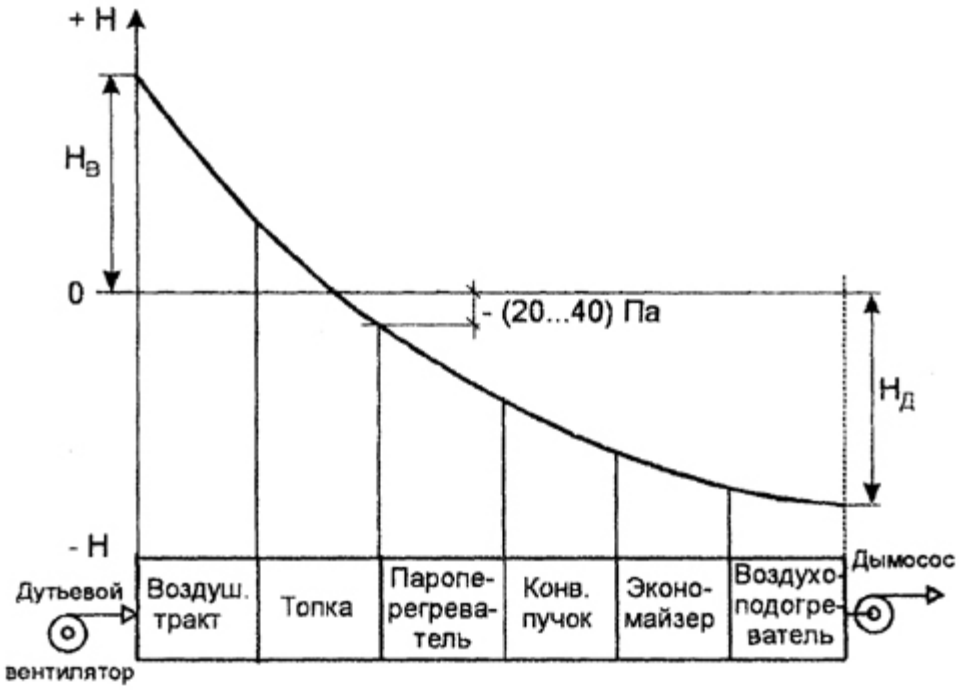


Рис. 8.2. Характер изменения давления в газовоздушном тракте котла

Считается, что это один из наиболее оптимальных вариантов работы газовоздушного тракта котла. Дутьевой вентилятор нагнетает воздух в воздушный тракт и создает при этом напор $H_В$. Этого напора достаточно, чтобы подать воздух в топочную камеру на горение. Разрежение в верхней части топочной камеры и в конвективных поверхностях котла (пароперегреватель, конвективный пучок, экономайзер, воздухоподогреватель) обеспечивается дымососом, при этом его напор должен быть равен $H_Д$.

Благодаря созданному в газоходах котла разрежению обеспечиваются хорошие санитарно-гигиенические условия работы обслуживающего персонала в котельном цехе, т.к. продукты сгорания не могут попасть в воздух котельного цеха. Вместе с тем, из-за разрежения в газоходах котла воздух из котельного цеха засасывается в газоходы, т.е. имеются присосы воздуха, что приводит к снижению эффективности работы теплогенерирующей установки.

8.3. Аэродинамический расчет газовоздушного тракта котла, работающего на искусственной тяге

Задачей аэродинамического расчета газовоздушного тракта котла в случае использования искусственной тяги является определение аэродинамических сопротивлений воздушного и газового трактов и подбор требуемых дутьевого вентилятора и дымососа, а также расчет минимально требуемой высоты дымовой трубы, исходя из условий рассеивания вредных выбросов в атмосферном воздухе. Расчеты газовоздушного тракта проводятся лишь после того, как сделан тепловой расчет котла и определены температуры и расходы воздуха и продуктов сгорания по всему газовоздушному тракту. Следует отметить, что тягодутьевое оборудование теплогенерирующей установки рассчитывается на максимальную тепловую нагрузку котла (в учебных проектах - на номинальную) с целью обеспечения его нормальной работы при всех возможных режимах.

Аэродинамический расчет газовоздушного тракта котла следует вести в соответствии с требованиями нормативного метода, изложенного в [5]. Однако такой расчет является достаточно сложным и требует большого объема вычислений. В связи с этим в учебных целях, при курсовом и дипломном проектировании теплогенерирующих установок обычно ограничиваются выполнением упрощенного аэродинамического расчета газовоздушного тракта котла. Суть такого расчета в том, что сопротивление отдельных элементов котла не рассчитывается, а принимается по справочной литературе. Расчету подвергаются только те участки газовоздушного тракта котла, данные по аэродинамическим сопротивлениям которых отсутствуют в справочной литературе.

Перед тем как начать аэродинамический расчет газовоздушного тракта, необходимо построить его аксонометрическую схему, на которой указывают все элементы этого тракта, отметки высот, на которых находятся центры входных и выходных сечений газоходов, и др. При проектировании теплогенерирующей установки дутьевые вентиляторы и дымососы обычно располагают на нулевой отметке (нижнее расположение). Иногда по техническим или иным соображениям они могут устанавливаться на некоторой высоте на специальных площадках (верхнее расположение), однако это обычно усложняет и удорожает стоимость проекта. На котлах малой и средней мощности используются один дутьевой вентилятор и один дымосос, при этом на котельную предусматривается одна дымовая труба.

Аэродинамическое сопротивление какого-либо участка газовоздушного тракта Δh складывается из аэродинамических сопротивлений на преодоление сил трения $\Delta h_{\text{ТР}}$ и местных сопротивлений $\Delta h_{\text{М}}$

$$\Delta h = \Delta h_{\text{ТР}} + \Delta h_{\text{М}}, \qquad (8.2)$$

Сопротивление трения возникает из-за действующих в потоке газов сил трения между частицами при движении их в канале и может быть рассчитано по известной формуле

$$\Delta h_{\text{ТР}} = \lambda_{\text{ТР}} \cdot \frac{l}{d_{\text{ЭКВ}}} \cdot \frac{\rho \cdot w^2}{2}, \qquad (8.3)$$

где $\lambda_{\text{ТР}}$ - коэффициент сопротивления трению (для металлических труб и каналов $\lambda_{\text{ТР}} = 0{,}02$; для кирпичных каналов $\lambda_{\text{ТР}} = 0{,}04$);

l - длина канала;

w - средняя скорость газа в канале;

ρ - средняя плотность газа в канале;

$d_{\text{ЭКВ}}$ - эквивалентный диаметр канала, который может быть определен по формуле

$$d_{\text{ЭКВ}} = \frac{4 \cdot F}{P};$$

F, P - площадь проходного сечения канала и его смоченный периметр.

Скорость газа в канале и его плотность должны определяться по его средней температуре. Для воздуховодов котла обычно при расчетах принимают, что средняя скорость воздуха должна быть в пределах 6...10 м/с, тогда с учетом этого можно определить проходное сечение воздуховода

$$F_{\text{В}} = \frac{V_{\text{В}}}{w_{\text{В}}},$$

где $V_{\text{В}}$, $w_{\text{В}}$ - объемный расход и средняя скорость воздуха в воздуховоде.

Объемный расход воздуха, идущего в горелочное устройство через воздуховод котла, можно определить по формуле

$$V_{\text{В}} = B_{\text{Р}} \cdot V^{\circ}(\alpha_{\text{Т}} - \Delta\alpha_{\text{Т}} - \Delta\alpha_{\text{ПЛ}})\frac{273 + t_{\text{В}}}{273}, \qquad (8.4)$$

где $B_{\text{Р}}$ - расчетный расход топлива, идущего на горение в котел;

V° - теоретически необходимый объем воздуха на горение единицы топлива;

$\alpha_{\text{Т}}$, $\Delta\alpha_{\text{Т}}$ - коэффициент избытка и присосы воздуха в топочной камере;

$\Delta\alpha_{\text{ПЛ}}$ - присосы воздуха в системе пылеприготовления при пылеугольном сжигании топлива в топочном устройстве котла.

Сопротивления трения при скоростях холодного воздуха и продуктов сгорания менее 10 м/с в аэродинамических расчетах газовоздушного тракта котла часто не учитываются ввиду их малых значений по сравнению с местными сопротивлениями.

При проектировании газоходов котла скорость газов для стальных каналов может быть принята в пределах 8...10 м/с (на прямых участках допускается принимать до 20 м/с), для кирпичных газоходов - 2...6 м/с. В чугунных экономайзерах котлов рекомендуется принимать среднюю скорость движения продуктов сгорания в пределах 6...9 м/с. Проходное сечение газохода котла может быть определено по формуле

$$F_{\Gamma} = \frac{V_{\Gamma}}{w_{\Gamma}},$$

где V_{Γ} - объемный расход дымовых газов для рассматриваемого участка газового тракта

$$V_{\Gamma} = B_{\text{Р}} \cdot V_{\Gamma.\text{Т}} \frac{273 + t_{\Gamma}}{273}; \qquad (8.5)$$

w_{Γ} - средняя скорость продуктов сгорания в газоходе;

$V_{\Gamma.\text{Т}}$ - объем продуктов сгорания на единицу сжигаемого топлива в рассматриваемом участке газохода;

t_{Γ} - средняя температура продуктов сгорания на рассматриваемом участке газохода.

Потери напора на преодоление местных сопротивлений газовоздушного тракта (сужение и расширение канала, повороты, запорно-регулирующая арматура и др.) могут быть определены по формуле

$$\Delta h_{\text{М}} = \sum \xi \frac{\rho \cdot w^2}{2}, \qquad (8.6)$$

где $\Sigma\xi$ - сумма коэффициентов местных сопротивлений на рассчитываемом участке газовоздушного тракта. Значения ξ приводятся в справочной литературе.

Для чугунных экономайзеров системы ВТИ, которые широко применяются в теплогенерирующих установках малой и средней мощности, расчет потерь давления в трубном пучке экономайзера ведется также по формуле (8.5), а коэффициент местного сопротивления может быть определен по соотношению

$$\xi = \frac{n_2}{2},$$

где n_2 - число рядов труб в экономайзере по ходу продуктов сгорания.

Полные сопротивления воздушного $\Delta h_В$ и газового $\Delta h_Г$ трактов определяются как сумма сопротивлений на преодоление сил трения и местных сопротивлений для каждого участка тракта в отдельности, т.е.

$$\Delta h_В = \sum \Delta h_{ТР.В} + \sum \Delta h_{М.В}\ ,\ \Delta h_Г = \sum \Delta h_{ТР.Г} + \sum \Delta h_{М.Г}\ . \quad (8.7)$$

Для понимания студентами методики аэродинамического расчета на рис. 8.3 показана аксонометрическая схема газомазутного котла типа ДЕ-10-14 с экономайзером, где изображены все участки газовоздушного тракта котла.

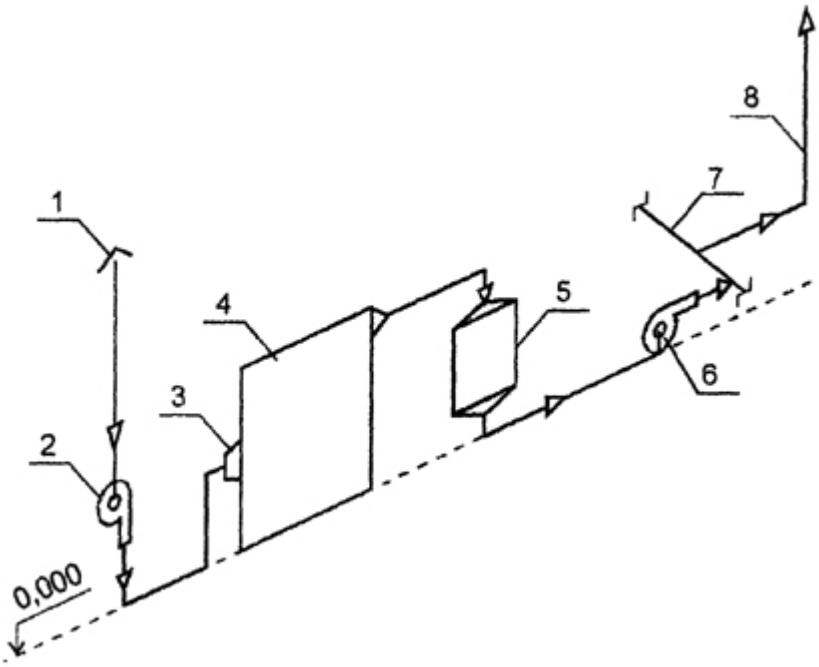


Рис. 8.3. Аксонометрическая схема газовоздушного тракта котла типа ДЕ-10:
1 - воздухоприемник; 2 - дутьевой вентилятор; 3 - горелка; 4 - котел; 5 - экономайзер; 6 - дымосос; 7 - коллектор; 8 - дымовая труба

Воздух на горение забирается через воздухоприемник 1 из верхней части котельного цеха и дутьевым вентилятором 2 подается на горелку 3. Образовавшиеся в топочной камере продукты сгорания проходят через конвективные пучки котла и поступают в экономайзер 5. Далее дымососом 6 они направляются в сборный коллектор 7, где продукты сгорания собираются от всех котлов теплогенерирующей установки, и через дымовую трубу 8 выбрасываются в атмосферу. Следует заметить, что сбор дымовых газов от котлов обычно осуществляют с помощью устройств типа тройников, что позволяет уменьшить аэродинамическое сопротивление газового тракта котла. Аксонометрическая схема позволяет наглядно представить газовоздушный тракт котла в пространстве, учесть все повороты, расширения и сужения канала и другие местные сопротивления. При разбивке газовоздушного тракта на участки при аэродинамическом расчете исходят из двух следующих соображений: на участке не должен изменяться расход газов;

на участке не должна изменяться средняя температура газов. Если теперь весь газовоздушный тракт, изображенный на рис. 8.3, разбить на расчетные участки, то можно выделить следующие. Воздушный тракт:

- первый участок, от воздухоприемника 1 до горелочного устройства 3 котла;

- второй участок, горелочное устройство котла и часть топочной камеры (данные по аэродинамическому сопротивлению берутся по справочникам).

Газовый тракт:

- первый участок, сам котел 4 и его конвективные поверхности нагрева (данные по аэродинамическому сопротивлению берутся по справочникам);

- второй участок, от выхода продуктов сгорания из котла до входа в экономайзер 5, т.к. здесь будет своя средняя температура продуктов сгорания;

- третий участок, сам экономайзер 5;

- четвертый участок, от экономайзера 5 до сборного коллектора 7, т.к. здесь будет своя средняя температура продуктов сгорания;

- пятый участок, сборный коллектор 7;

- шестой участок, от сборного коллектора 7 до выхода продуктов сгорания из дымовой трубы 8.

8.4. Выбор тягодутьевого оборудования

Выбор тягодутьевого оборудования теплогенерирующей установки (дутьевого вентилятора и дымососа) производят после определения всех объемов перемещаемых по газовоздушному тракту котла воздуха и продуктов сгорания и определения полных аэродинамических сопротивлений воздушного и газового трактов.

Подбор дутьевого вентилятора осуществляют по расчетным производительности $V_{\text{В.Р}}$ и полному напору $H_{\text{В.Р}}$, которые вентилятор должен обеспечить. Эти величины рассчитываются по формулам

$$V_{\text{В.Р}} = \beta_{\text{В.V}} \cdot V_{\text{В}} \quad \text{и} \quad H_{\text{В.Р}} = \beta_{\text{В.Н}} \cdot \Delta h_{\text{В}} , \qquad (8.8)$$

где $\beta_{\text{В.V}}$, $\beta_{\text{В.Н}}$ - коэффициенты запаса по расходу и напору при выборе дутьевого вентилятора (см. табл. 8.1).

Таблица 8.1

Коэффициенты запаса при выборе дымососов и дутьевых вентиляторов

Мощность парового или водогрейного котла, МВт	Коэффициент запаса			
	по производительности		по напору	
	дымососы $\beta_{Д.V}$	вентиляторы $\beta_{В.V}$	дымососы $\beta_{Д.Н}$	вентиляторы $\beta_{В.Н}$
До 17,4	1,05	1,05	1,1	1,1
Более 17,4	1,1	1,05	1,1	1,1

Аналогично определяется расход продуктов сгорания, которые должен удалять дымосос, и напор, который он должен создавать:

$$V_{ДР} = \beta_{Д.V} \cdot V_Г \quad \text{и} \quad H_{ДР} = \beta_{Д.Н} \cdot \Delta h_Г , \qquad (8.9)$$

где $\beta_{Д.V}$, $\beta_{Д.Н}$ - коэффициенты запаса по расходу и напору при выборе дымососа, которые приведены в таблице 8.1.

По найденным по формулам (8.8) и (8.9) объемным расходам и напорам по каталогам подбираются дутьевые вентиляторы и дымососы. Мощность, требуемая для привода вала вентилятора или дымососа, может быть определена по формулам

$$N_В = \frac{V_В \cdot \Delta h_В}{\eta_В} \quad \text{и} \quad N_Д = \frac{V_Д \cdot \Delta h_Г}{\eta_Д}, \qquad (8.10)$$

где $\eta_В$ и $\eta_Д$ - КПД вентилятора и дымососа.

Расчетная мощность электродвигателя для привода вентилятора или дымососа может быть определена с учетом коэффициента запаса $\beta_Э$, принимаемого в пределах 1,05...1,1, по формулам

$$N_{ЭД.В} = \beta_Э \cdot N_В \text{ и } N_{ЭД.Д} = \beta_Э \cdot N_Д . \qquad (8.11)$$

Электродвигатель для установки на привод вентилятора или дымососа подбирается по мощностям $N_{ЭД.В}$ или $N_{ЭД.Д}$ из перечня двигателей, рекомендуемых заводом-изготовителем тягодутьевых машин.

9. ТЕПЛОВОЙ КОНТРОЛЬ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

9.1. Тепловой контроль технологических процессов

Технологические процессы получения тепловой энергии в теплогенерирующих установках характеризуются рядом взаимосвязанных параметров. Изменение одного из них, например температуры уходящих продуктов сгорания, приводит к изменению других, таких как количество вырабатываемой котлом тепловой энергии, расход топлива и воздуха, идущего на горение и т.п. Естественно, что человек не в силах уследить за всеми изменениями параметров в технологических процессах, и в этом ему должна помочь автоматика котла. Надо заметить, что только за счет автоматизации технологических процессов производства тепловой энергии можно добиться наиболее экономичной работы котлов и теплогенерирующей установки в целом.

Автоматизация теплогенерирующих установок предполагает механизацию оперативного управления работой оборудования котельного агрегата с помощью различных средств и устройств, при этом предусматривается осуществление заданного технологического режима без непосредственного участия человека. Система автоматического регулирования состоит из объекта регулирования (котел) и взаимодействующих с ним автоматических регуляторов с датчиками.

При автоматизации технологического процесса в работающей теплогенерирующей установке должны поддерживаться на заданном уровне те параметры, которые определяют нормальное протекание технологических процессов. Управление этими процессами требует установки аппаратуры для контроля, регулирования и управления параметрами и режимами работы. Такой аппаратурой являются контрольно-измерительные приборы, с помощью которых осуществляется оперативное управление технологическими процессами, обеспечивающее надежную, безопасную и экономичную работу оборудования.

При работе оборудования тешюгенерирующей установки технологическому контролю обычно подлежат следующие параметры (например, для водогрейного котла):

- расход, давление и температура сетевой воды на выходе из котла и на входе в него;

- расход, давление и температура воздуха, подаваемого в топку котла, и температура уходящих продуктов сгорания;

- состав продуктов сгорания (по которому можно судить о величине присосов в газоходы котла);

- разрежение в топочной камере и других газоходах котла;

- расход и состав сжигаемого топлива;

- расход исходной воды и электроэнергии на собственные нужды теплогенерирующей установки;

- качество исходной, подпиточной, сетевой воды и т.д.

Для удобства обслуживания оборудования теплогенерирующей установки приборы контроля и управления обычно располагают на щитах управления.

9.2. Контрольно-измерительные приборы

Для нормальной работы теплогенерирующей установки необходимо наблюдать и контролировать параметры происходящих в ней технологических процессов, для чего применяют контрольно-измерительные приборы: термометры, манометры, расходомеры, водоуказательные устройства и др. Минимально необходимое число приборов на котлах устанавливают в соответствии с нормативными требованиями [6-8], под действие которых подпадает работа теплогенерирующей установки.

В зависимости от устройства, характера фиксирования измеряемых величин параметров среды, назначения, приборы, используемые в теплогенерирующих установках, подразделяют на следующие типы: показывающие; самопишущие (регистрирующие); сигнализирующие. Кроме того, приборы подразделяются по измеряемому параметру. Для измерения давления используют следующие группы: манометры - для измерения избыточного давления; барометры - для измерения атмосферного давления; вакуумметры - для измерения разрежения; мановакуумметры (тягонапоромеры) - для измерения разрежения и относительно небольших перепадов давлений. Приборы для измерения температуры могут быть: жидкостные и газовые; манометрические; дилатометрические; биметаллические; термоэлектрические (термопары); термометры сопротивления; пирометры. Измерение расходов жидкости и газов в теплогенерирующих установках осуществляется расходомерами: скоростными (счетчики); объемными; ротационными; дроссельными и др. Кроме вышеуказанных, применяют приборы для измерения состава воды, состава газового топлива и продуктов сгорания, уровня жидкости и др.

9.3. Автоматизация технологических процессов производства тепловой энергии

При автоматизации теплогенерирующих установок предполагают, что технологические процессы должны проходить без непосредственного участия человека. Это обеспечивается за счет механизации оперативного управления работой оборудования с помощью различных средств и устройств, которые выполняют следующие функции.

1. Дистанционное управление регулирующими и запорными органами (пуск и останов вспомогательного оборудования: дутьевых вентиляторов, дымососов, насосов и др.).

2. Автоматическое регулирование технологических режимов (поддержание определенных значений или изменение по заданному графику технологических параметров: температуры воды и пара и уходящих продуктов сгорания, расхода питательной воды и уровня воды в барабане котла и т.п.).

3. Автоматическое управление периодическими операциями (пуск и останов оборудования топливоподачи и резервных насосов, обеспечение периодической работы золоочистных устройств и т.п.).

4. Автоматическая блокировка работы оборудования (для предотвращения аварийных ситуаций при неправильных действиях обслуживающего персонала. Например, при аварийной остановке дымососа должно произойти автоматическое отключение вентилятора и прекращение топливоподачи в камеру сгорания. При аварийном отключении дробилки должны автоматически отключиться и остановиться ленточные транспортеры подачи топлива в дробилку).

5. Сигнализация о режимах работы оборудования, создавшихся аварийных ситуациях и т.п.

Применение автоматических устройств защиты и блокировок технологически взаимосвязанных механизмов и оборудования позволяет повысить надежность их работы и уменьшить число нештатных ситуаций и аварий.

9.4. Системы автоматизации котлов

В теплогенерирующих установках в настоящее время применяют различные схемы и системы автоматизации основных технологических процессов; некоторые из них перечислены ниже.

Автоматизация процесса горения в топочной камере. При такой автоматизации подача топлива и воздуха в топочную камеру зависит от требуемых параметров пара или горячей воды, которые должны быть направлены потребителю. Одновременно с регулировкой подачи в топочную камеру топлива и воздуха регулируется работа дымососа, служащего для поддержания необходимого разрежения в топочной камере и газовом тракте котла. Таким образом, в систему автоматического регулирования процесса горения входят регуляторы давления и разрежения, соотношения "топливо-воздух" и др.

Автоматизация питания котла водой. Для питания парового котла водой и обеспечения необходимого уровня воды в заданных пределах в барабане котла необходимо поддерживать требуемое соотношение между количеством подаваемой в котел воды, количеством образующегося пара и количеством удаляемой из котла продувочной воды. Для этого используются датчики уровня воды в барабане котла и регуляторы питания, воздействующие на количество подаваемой питательными насосами воды.

Автоматическое регулирование непрерывной продувки. Для поддержания постоянного солесодержания котловой воды в водотрубной системе котла

необходимо часть солесодержащей воды непрерывно удалять из барабана котла и заменять ее чистой питательной водой. Для такой регулировки обычно используются датчики-солемеры котловой воды и регуляторы непрерывной продувки.

В настоящее время разработано значительное число разнообразных систем автоматизации теплогенерирующих установок, которые описаны в литературе. Перечислить и пояснить все их в данном пособии не представляется возможным, поэтому ниже для примера рассмотрена работа системы автоматизации водогрейного котла КВ-ГМ-10, работающего на газе. Принципиальная схема автоматизации котла показана на рис. 9.1. Целью автоматического регулирования технологического процесса получения горячей воды в водогрейном котле для нужд отопления в данном случае является поддержание на заданном уровне температуры воды на выходе из котла в зависимости от изменяющейся температуры наружного воздуха. Непрерывная циркуляция с постоянным расходом сетевой воды через котел при такой системе регулирования позволяет отказаться от системы автоматики по расходу воды.

Рассмотрим более подробно работу автоматизации котла на примере схемы, показанной на рис. 9.1.

Процесс получения горячей воды с заданной температурой и постоянным расходом происходит следующим образом. Центробежными сетевыми насосами непрерывно по магистрали Т2 подают воду через автоматическую задвижку 13 в котел. Вода, проходя через конвективные и экранные поверхности котла, которые находятся в конвективной шахте 9 и топочной камере 7, нагревается. После котла вода с заданной температурой направляется через автоматическую задвижку 14 в подающую магистраль Т1. Температура воды в подающей Т1 и обратной Т2 магистралях измеряется с помощью датчиков 11 и 12, сигнал от которых передается на терморегулятор 16, который при необходимости подает сигнал на исполнительный механизм регулирующего органа 17, увеличивая или уменьшая расход топлива в топочной камере котла и регулируя интенсивность горения. Это вызывает повышение или понижение давления продуктов сгорания на выходе из топочной камеры 7.

Одновременно с воздействием регулирующего органа 17 на расход топлива регулятор 18 измеряет изменение расхода воздуха с помощью датчика 2 и воздействует на направляющий аппарат дутьевого вентилятора 19 через регулирующий орган V2, за счет чего изменяется расход воздуха, идущего на горение. Это регулирование позволяет обеспечить при горении оптимальное соотношение "топливо - воздух".

От датчика разрежения 8, установленного на выходе продуктов сгорания из топочной камеры 7, сигнал поступает на регулятор разрежения 15, который выдает сигнал на регулирующий орган V3 дымососа 10. На регулятор 15 возложена задача поддерживать на выходе из топочной камеры постоянное разрежение за счет воздействия на исполнительный механизм направляющего аппарата дымососа 10.

Для розжига горелки 5 котла и пуска его в эксплуатацию используется соответствующая система, состоящая из ручного газового крана 4, запальника 6.

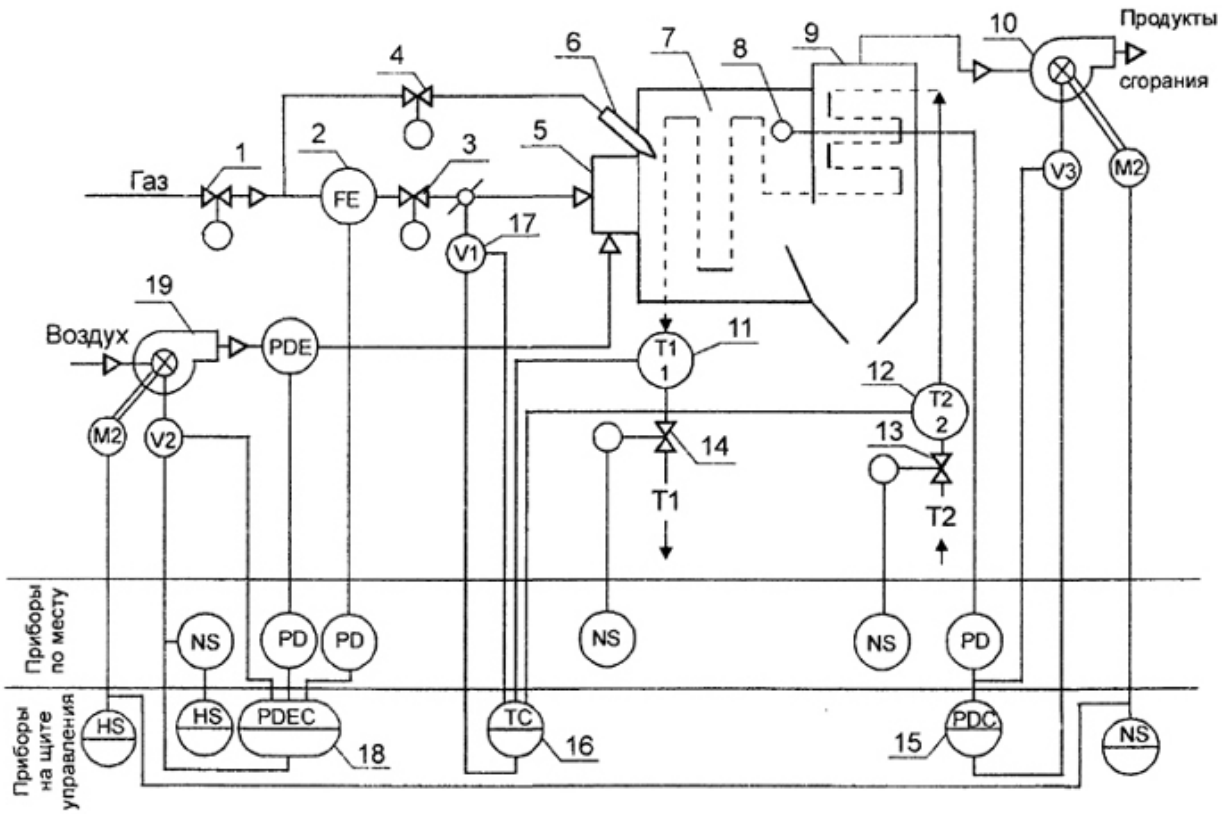


Рис. 9.1. Принципиальная схема автоматизации водогрейного газового котла КВ-ГМ-10

Для автоматического отключения подачи газа в аварийных ситуациях служит электромагнитный отсечной клапан 3, а для перекрытия подачи газа на котельную - задвижка 1.

На рис. 9.1 приняты следующие обозначения: Е - первичный датчик с электрическим выходным сигналом; С - регулятор; NS - пускорегулирующая аппаратура управления; Н - аппаратура дистанционного ручного управления; HS - ключ управления; М - электродвигатель (исполнительный механизм); V - регулирующий орган; датчики: Т - температуры, F - расхода, PD - давления дифманометрического типа.

Кроме вышеперечисленных систем автоматизации, в современных теплогенерирующих установках используются и многие другие, с действием которых можно ознакомиться в справочной литературе.

9.5. Щиты управления

Щит управления - устройство, на котором располагаются приборы контроля, регулирования и управления работой тепло-генерирующей установки. Управлять работой котлов с такого щита можно дистанционно.

Щиты управления принято подразделять на три типа, как показано на рис. 9.2.

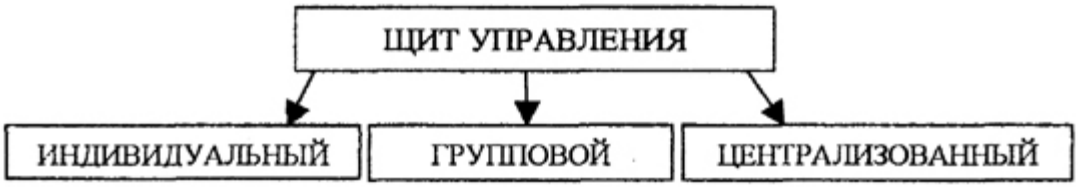


Рис. 9.2. Типы щитов управления теплогенерирующими установками

Индивидуальным называют щит управления, предназначенный для расположения приборов контроля, регулирования и управления, относящихся к одному котлу.

При использовании индивидуальных щитов управления их принято устанавливать вблизи фронта котла для удобства сочетания дистанционного управления с визуальным наблюдением за показаниями приборов и работой котла. Индивидуальное расположение щитов позволяет также использовать простые кнопочные системы управления остановом и пуском отдельных устройств котла и оборудования с помощью электрических исполнительных механизмов. Все операции по обслуживанию котельного агрегата обычно осуществляет дежурный персонал, состоящий из двух человек. Один, оператор, находящийся у теплового щита, наблюдает за работой котла и показаниями приборов на тепловом щите, второй, обходчик, ведет наблюдение за работой основного и вспомогательного оборудования котла по месту их установки. Такая организация работы является достаточно надежной, но неэкономичной.

Групповой щит управления предназначен для обслуживания оператором с одного рабочего места нескольких котлов.

Групповой щит обычно применяют в теплогенерирующих установках малой и средней мощности, т.к. он позволяет уменьшить численность обслуживающего персонала и производить обслуживание котлов и оборудования с одного места.

Для обслуживания всех котлов и оборудования теплогенерирующей установки (обычно это делается на установках большой мощности - тепловых станциях, районных котельных и т.п.) используются централизованные щиты управления. Они удобны для оперативного управления работой основного и вспомогательного оборудования котлов большой мощности, которые имеют большие габариты и значительно отдалены друг от друга. Централизованная система управления является наиболее прогрессивной, т.к. делает возможным обслуживание всей теплогенерирующей установки с одного центрального щита. Однако при такой системе обычно сохраняются и функции местного управления отдельными технологическими операциями, например, топливоподачей, шлакозолоудалением и т.п. Централизованная система управления требует значительных материальных затрат на прокладку большого числа и протяженности кабелей и установку дополнительных приборов и устройств.

10. ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ

При проектировании теплогенерирующих установок малой и средней мощности (давление пара не более 4 МПа и температура воды не более 200 °С) основным нормативным документом является СНиП П-35-76* "Котельные установки". В данном документе даются понятия типов котельных: центральной, автономной и крышной. По размещению котельные подразделяются дополнительно на отдельно стоящие, пристроенные к зданиям и встроенные в здания другого назначения.

В соответствии с требованиями квалификационной характеристики инженер специальности "теплогазоснабжение" должен уметь рассчитать тепловую схему и оборудование теплогенерирующей установки с учетом комплекса современных требований, целесообразным способом скомпоновать оборудование, разместить его в здании котельной, обеспечить безопасность его работы и обслуживания.

10.1. Основы проектирования. Требования. Генеральный план и размещение котельных

Для получения необходимого количества и качества тепловой энергии в теплогенерирующей установке при минимальных затратах и наименьших воздействиях на природу при проектировании стараются выдержать определенные требования:

- простая, экономичная и безопасная транспортировка теплоты к потребителям;

- минимальные затраты на здание и оборудование теплогенерирующей установки;

- возможность размещения вблизи установки складов топлива и шлакозолоотвалов;

- наиболее рациональная схема топливоподачи и шлакозолоудаления;

- высокая экономичность и безопасность работы установки и оборудования;

- хорошие санитарно-гигиенические и безопасные условия работы обслуживающего персонала;

- наименьшие воздействия работы установки на природу и окружающую среду.

Этапы проектирования

Как и проектирование любого объекта, проектирование теплогенерирующей установки обычно выполняется в три этапа:

1) составление проектного задания;

2) разработка технического проекта;

3) изготовление рабочих чертежей.

Проектное задание включает в сокращенном виде исходный материал для проектирования теплогенерирующей установки и разрабатывается на основе заявки заказчика. В этой заявке должны быть указаны: проектная тепловая нагрузка, типы потребителей тепловой энергии, имеющаяся инфраструктура района, где предполагается разместить теплогенерирующую установку (расположение водопроводов, теплопроводов, газопроводов, электрических линий, дорог и т.п.). Это позволяет дать ясные указания по выбору площадки под теплогенерирующую установку, по системам тепло-, электро- и водоснабжения, по типу топлива, системам топливоподачи и шлакозолоудаления, по типу и производительности котлов и их размещению, по компоновке оборудования, водоподготовке и т.п. При разработке проектного задания определяется ориентировочная стоимость теплогенерирующей установки и стоимость единицы вырабатываемой тепловой энергии или пара. На основании проектного задания из нескольких рассматриваемых вариантов проектируемой теплогенерирующей установки выбирается оптимальный, который и реализуется далее в техническом проекте.

Технический проект начинают выполнять на основе действующих норм и правил проектирования после выбора и утверждения проектного задания, а следовательно, когда принят конкретный вариант проектируемой теплогенерирующей установки. В техническом проекте решаются вопросы проектирования и строительства здания (главного корпуса) под теплогенерирующую установку, вопросы окончательного выбора и расстановки оборудования и разработки рабочих чертежей, выдаются заказы на требуемое оборудование и материалы, определяются проектные технико-экономические показатели теплогенерирующей установки.

Рабочие (монтажные) чертежи выполняют после утверждения и на основе технического проекта теплогенерирующей установки и имеющихся технических характеристик выбранного оборудования. Рабочие чертежи определяют окончательные формы, параметры и размеры всей теплогенерирующей установки и ее элементов, они включают в себя планы и разрезы установки и оборудования, схемы технологических трубопроводов, чертежи строительно-монтажных работ и чертежи сооружений и устройств, обеспечивающих охрану труда и защиту окружающей среды и т.п. Рабочие чертежи позволяют изготовить нестандартное оборудование, произвести строительство и монтаж установки в целом и подготовить ее к вводу в эксплуатацию.

Генеральный план и земельные участки

На генеральном плане теплогенерирующей установки изображаются ее здания и сооружения, оборудование, находящееся вне зданий, линии электропередач,

теплопроводов, подъездные дороги и т.п. Обычно земельные участки под теплогенерирующие установки выбираются в соответствии со схемой теплоснабжения, рельефом местности и розой ветров, проектами планировки и застройки районов населенных пунктов, возможностью размещения вблизи складов топлива и шлакозолоотвалов, схемой коммуникаций (дорог, линий электропередач, газо- и водопроводов) и т.п.

На площадке теплогенерирующей установки следует располагать главный корпус, сооружения топливного хозяйства и шлакозолоудаления, трансформаторную подстанцию, газорегуляторный пункт, баки горячего водоснабжения, здание водоподготовки и т.п. Вне площадки допускается располагать разгрузочные устройства топливоподачи, мазутное хозяйство, баки-аккумуляторы горячего водоснабжения, насосные станции, резервуары противопожарного водоснабжения и другое оборудование.

При размещении теплогенерирующей установки по санитарным нормам должна предусматриваться охранная зона. Вокруг котельных для промпредприятий ширина охранной зоны должна быть не менее 100 м при расходе топлива до 3,5 т/ч. Для жилых районов расстояние от котельной, расположенной на открытой площадке, до жилых зданий выбирается из условия допускаемого по санитарным нормам уровня шума в жилой застройке, от складов твердого и жидкого топлива - по специальным нормам. Для встроенных и пристроенных котельных следует предусматривать закрытые склады хранения твердого и жидкого топлива, расположенные вне помещения котельной и здания, для которого она предназначена. Размеры площадки под шлакозолоотвалы должны предусматриваться с учетом работы котельной не менее 25 лет, а сами шлакозолоотвалы следует размещать на непригодных для сельского хозяйства земельных участках (низины, овраги, выработанные карьеры и т.п.), при этом необходимо предусматривать защиту шлакозолоотвалов от выноса золы и шлака дождевыми и паводковыми водами.

При высоком уровне грунтовых вод на площадке необходимо предусмотреть мероприятия, исключающие возможность затопления заглубленных помещений (зольных, подсобных, дымовых каналов и т.п.). Подобные помещения устраиваются таким образом, чтобы их нижняя отметка была на 300 мм выше уровня стояния грунтовых вод.

Отвод паводковой и дождевой воды с территории котельной должен быть увязан с имеющейся промышленной, ливневой и хозяйственной канализацией.

Размещение котельных

Котельные, как правило, размещают в отдельно стоящем здании. Блокирование котельной с другими зданиями разрешается только в тех случаях, когда это допускается технологией основного производства.

Крышные котельные разрешается проектировать для производственных зданий промышленных предприятий с применением котлов с абсолютным

давлением пара до 0,17 МПа и температурой воды до 115 °С, мощность котельной при этом не должна превышать 5 МВт. Для жилых зданий с пристроенными и крышными котельными должны использоваться водогрейные котлы с температурой воды до 115 °С и мощностью котельной не выше 3 МВт.

При проектировании не разрешается размещать встроенные котельные в многоквартирных жилых зданиях, а также пристраивать котельные к складам с горючими и легковоспламеняющимися материалами. Не разрешается размещать крышные, встроенные и пристроенные котельные в зданиях детских дошкольных и школьных учреждений, в лечебных и спальных корпусах больниц и поликлиник. Не разрешается размещать крышные котельные над производственными помещениями и складами категорий А и Б по взрывопожарной и пожарной опасности, а встроенные котельные - под помещениями общественного назначения (магазины, столовые, душевые, залы кинотеатров и т.п.) и под складами сгораемых материалов.

Для встроенных, пристроенных и крышных котельных следует предусматривать автоматизированные котлы полной заводской готовности.

Использовать жидкое и твердое топливо для крышных котельных запрещено, а в котельных, расположенных в подвале, не допускается использовать газообразное и жидкое топливо с температурой вспышки паров ниже 45 °С.

Для котельной необходимо предусматривать сооружение одной дымовой трубы, проектирование последующих труб должно иметь технико-экономическое обоснование.

10.2. Здания котельных. Компоновка оборудования

При проектировании котельных следует обеспечить единое архитектурное и композиционное решение всех зданий и сооружений, простоту фасадов, а также предусмотреть применение экономичных конструкций. Проектирование встроенных, пристроенных и крышных котельных должно вестись в соответствии с требованиями строительных норм и правил тех зданий и сооружений, для теплоснабжения которых они предназначены.

Объемно-планировочные и конструктивные решения зданий и сооружений котельных должны допускать возможность их расширения, для чего должна быть оставлена свободной одна из торцевых стен здания котельной, когда там используются только паровые или только водогрейные котлы, и две свободных торцевых стены, когда там используются водогрейные и паровые котлы. В последнем случае расширение в одну сторону идет при использовании паровых котлов и в другую сторону - при использовании водогрейных котлов. Конструкция торцевых стен должна предусматривать возможность такого расширения.

Встроенные котельные от смежных помещений, а пристроенные котельные от основного здания, следует отделять противопожарными стенами 2 типа.

Внутренние поверхности стен встроенных и крышных котельных должны быть окрашены влагостойкими красками.

В индивидуальных котельных, работающих на жидком и газообразном топливе, следует предусматривать легкосбрасываемые ограждающие конструкции. Расчет площади такой конструкции ведется из условия 0,03 $м^2$ на 1 $м^3$ объема помещения, в которых находятся котлы.

Все двери котельной должны открываться только наружу.

При проектировании отопления и вентиляции в зданиях котельных следует предусматривать:

- по возможности естественную вентиляцию; если это невозможно, то вентиляцию с механическим побуждением. Механическую вентиляцию желательно не использовать во избежание разрежения в котельном цехе;

- 3-кратный воздухообмен котельного цеха при работе на газообразном топливе, без учета воздуха, требующегося на горение. Конструкция вытяжных вентиляторов для таких цехов должна исключать возможность искрообразования;

- при необходимости - очистку загрязненного воздуха перед выбросом его в атмосферу;

- расчетную температуру воздуха в холодный период года в помещении котельной не ниже 12 °С и не выше чем на 5 °С по отношению к наружной температуре воздуха в летний период.

Компоновка (расположение) оборудования котельной должна обеспечивать оптимальную механизацию и автоматизацию технологических процессов, удобство и безопасность работы эксплуатационного и ремонтного персонала, минимальную протяженность трубопроводов, газовоздуховодов, минимальные затраты на сооружение котельной и т.п. Все решения при компоновке оборудования должны отвечать требованиям санитарных норм, правил техники безопасности, противопожарных норм и других руководящих документов.

Наиболее экономичной и рациональной компоновкой паровых и водогрейных котлов считается параллельное их расположение, а также параллельное расположение вспомогательного оборудования.

Вне зданий котельных, на открытых площадках, допускается размещать тягодутьевые машины, золоуловители, деаэраторы, осветлители, баки различного назначения, подогреватели мазута. При этом следует предусматривать мероприятия по защите трубопроводов и арматуры от замерзания в период отрицательных температур наружного воздуха, а также мероприятия по охране окружающей среды от загрязнения и защите от шума.

При проектировании котельных для Северной строительно-климатической зоны вне здания котельной допускается размещать золоуловители, баки-аккумуляторы системы централизованного горячего водоснабжения и осветлители, а системы шлакозолоудаления следует предусматривать с сухим механическим или пневматическим удалением шлака и золы. Сами котельные, сооружаемые в Северной зоне, относят к первой категории, независимо от категории потребителей теплоты по надежности теплоснабжения.

Открытая установка тягодутьевых машин в районах с расчетной температурой наружного воздуха ниже минус 30 °С возможна, если это допускается инструкцией завода-изготовителя.

Для встроенных котельных должно предусматриваться технологическое оборудование, технические характеристики которого позволяют устанавливать его без фундаментов.

При размещении котлов и вспомогательного оборудования в котельных, устройстве площадок и лестниц для обслуживания следует руководствоваться "Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов" [8], утвержденными Госгортехнадзором РФ, и другими руководящими документами.

Компоновка оборудования выбирается при проектировании в соответствии с климатическими условиями и районом расположения котельной, также зависит от вида топлива, типа и мощности котлов, способов очистки газов и других факторов и может быть подразделена на типы, показанные на рис. 10.1.

Открытая компоновка оборудования, когда котлы и оборудование располагаются вне здания котельной, применяется при благоприятных климатических условиях. В условиях России она практически не используется.

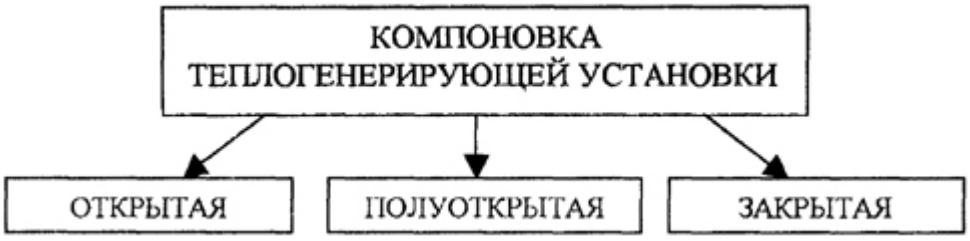


Рис. 10.1. Типы компоновок оборудования теплогенерирующих установок

Полуоткрытая компоновка предполагает, что часть оборудования находится вне здания котельной или же нижняя часть котлов находится в помещении, а верхняя часть - вне здания. Такой тип достаточно широко используется в южных районах России и ее средней полосе.

Закрытую компоновку оборудования теплогенерирующих установок, когда котлы и оборудование находятся в помещении котельной, рекомендуется применять в районах с жесткими климатическими условиями.

10.3. Эксплуатация теплогенерирующих установок

Паровые и водогрейные стационарные котлы (давление более 0,17 МПа, температура теплоносителя более 115 °С) относятся к объектам, поднадзорным Госгортехнадзору РФ, пуск в работу и эксплуатация которых строго регламентирована "Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов" [8].

В процессе эксплуатации периодически производят обследование и техническое освидетельствование котлов с целью проверки технического состояния, соответствия его "Правилам" и для определения возможности дальнейшей эксплуатации.

Эксплуатация котла обслуживающим персоналом заключается в проведении операций, показанных на рис. 10.2.

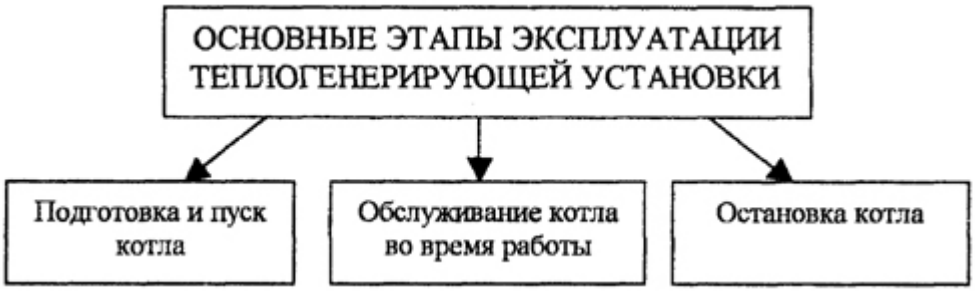


Рис. 10.2. Этапы обслуживания теплогенерирующей установки

Подготовка котла к работе и его пуск

Перед пуском котла в эксплуатацию осуществляют его осмотр. Для этого производят наружный осмотр котла и оборудования, проверяют исправность арматуры, топки и топливоподачи, газоходов, взрывных клапанов, лазов, люков и т.п. Опробуют работоспособность насосов, вентиляторов, дымососов и другого оборудования путем кратковременного его включения. Если есть уверенность в исправности котла и оборудования, начинают заполнение котла водой.

Заполнение котла водой начинают с открытия воздушных кранов (если они имеются) на котле и экономайзере или приподнимают предохранительный клапан на котле или верхнем барабане для выпуска воздуха из пароводяной системы котла. Затем открывают питательный клапан и через экономайзер заполняют котел питательной деаэрированной горячей водой с температурой 50...100 °С. Заполнение котла водой производят медленно, в течение 1...2 часов, для предотвращения опасных температурных напряжений в металле барабана и трубах котла. После заполнения котла водой воздушные краны закрывают, а предохранительные клапана опускают, и только после этого начинают растопку котла.

При растопке котла необходимо сначала провентилировать газоходы котла в течение 5...15 минут, и лишь затем зажигать слой топлива на решетке с помощью

растопочных мазутных или газовых форсунок или, в крайнем случае, с помощью дров. При этом дутьевой вентилятор должен быть отключен, а шибер в газоходе за котлом должен быть слегка приоткрыт. При растопке котла ведут непрерывное наблюдение, чтобы не возникло течей через трубы и неплотности оборудования котла. После загорания слоя топлива на решетке включают дымосос, затем дутьевой вентилятор, и только после этого начинают увеличивать тягу в газовом тракте котла.

При работе на жидком и газообразном топливе для предотвращения образования взрывоопасных смесей газов и паров топлива с воздухом газоходы котла должны быть провентилированы в обязательном порядке в течение 10...15 минут (примерно 57% взрывов и хлопков в газифицированных котельных происходит в момент растопки котла при вводе в топку запальника; 15% - при повторном розжиге). После этого в топку вводится растопочная форсунка или включается запально-защитное устройство, открывается задвижка подачи топлива в форсунку топки и поджигается факел.

При наличии в котлоагрегате воздухоподогревателя во избежание коррозии его труб воздух, идущий на горение, пропускают помимо воздухоподогревателя до тех пор, пока температура уходящих газов не достигнет 120 °С и более.

Растопка котлов среднего давления обычно проводится в течение 2...4 часов по специальному графику.

Обслуживание котла во время работы

При обслуживании котла в период его эксплуатации ведут непрерывный контроль за работой самого котла и оборудования. При этом поддерживается нормальный режим эксплуатации, который обеспечивает требуемую выработку пара или горячей воды заданных параметров при наименьших затратах топливно-энергетических ресурсов в условиях безопасной и надежной работы котла. В случае возникновения нештатных ситуаций восстановление нормальных режимов должна провести автоматика котла или дежурный персонал котельной.

При эксплуатации котла следят за исправностью работы всего оборудования и не реже одного раза в смену проверяют исправность действия манометров, предохранительных клапанов и водоуказательных приборов на барабане котла.

Выбор оптимальных режимов работы, т.е. управление работой котла, осуществляется с помощью систем автоматизации, таких как поддержание оптимального соотношения при горении "топливо - воздух", создание разрежения на выходе из топочной камеры в пределах 20...40 Па и т.п. Нарушения нормального хода технологических процессов в котлах могут вызвать тяжелые последствия и аварии отопительных систем.

В период эксплуатации обслуживающий персонал котельной должен соблюдать правила техники безопасности, санитарные и противопожарные

правила, правила Госгортехнадзора РФ и инструкции по обслуживанию оборудования котельной.

Для восстановления работоспособности котлов и оборудования организуют их ремонт. Ремонты могут быть текущими, восстановительными, капитальными, плановыми и внеплановыми. Также проводится межремонтное обслуживание.

Текущий ремонт проводят с целью обеспечения нормальной эксплуатации котлов и оборудования в межремонтный период. При таком ремонте котел может быть частично разобран с целью замены и восстановления изношенных частей.

Восстановительный ремонт проводится с целью устранения повреждений котлов и оборудования, вызванных авариями, пожарами, после длительного бездействия и т.п.

Капитальный ремонт котла проводится с целью доведения его характеристик до проектных и расчетных значений. Это наиболее полный по объему ремонт котла, сопровождаемый часто усовершенствованием его конструкции и оборудования.

При плановом ремонте, проводимом строго по плану, восстанавливают котельное оборудование до первоначального рабочего состояния.

Внеплановый ремонт осуществляется в период эксплуатации котла при внезапном выходе его оборудования из строя.

Межремонтное обслуживание, проводимое в период эксплуатации котлов, включает в себя уход за оборудованием (смазка, обтирка, чистка, мелкий ремонт оборудования) и регулярный наружный осмотр для выявления степени износа деталей и своевременной их замены.

Остановка котла

Остановка котла, проводимая в соответствии с производственной инструкцией, может быть плановой, кратковременной и аварийной.

Плановую (полную) остановку котла проводят по графику в определенной последовательности.

1. Прекращают подачу топлива. При слоевом сжигании дожигают его на решетке.

2. Прекращают подачу воздуха дутьевым вентилятором.

3. Вентилируют около 10...15 мин газоходы котла с помощью дымососа.

4. Отключают дымосос и закрывают шибер в газоходе за котлом.

5. Отключают котел от паровой магистрали и открывают продувку пароперегревателя на 0,5...1 ч для его охлаждения.

6. Очищают топку котла от остатков топлива, золы и шлака, а из шлакового бункера удаляют шлак и золу.

7. Дают котлу остыть естественным путем в течение 4...6 ч.

8. Проветривают газоходы котла с помощью естественной тяги в течение 4...6 ч.

9. Открывают шибер в газоходе за котлом и включают дымосос для ускорения охлаждения.

10. При достижении температуры воды в котле 70...80 °С дымосос отключают, закрывают шибер в газоходе за котлом и удаляют воду. При спуске воды, который производят достаточно медленно, открывают воздушные краны на котле или приподнимают предохранительные клапана.

11. Отсоединяют котел от магистралей и других котлов установкой металлических заглушек между фланцами.

Кратковременная остановка котла производится при нарушении его нормальной работы вследствие неисправности оборудования, когда может возникнуть аварийная ситуация. Последовательность выполнения операций здесь такая же, как и при плановой остановке котла.

Аварийная остановка котла производится в следующих случаях:

- прекратилась подача газа или воздуха при газовом топливе или повреждены газопроводы или газовая аппаратура;

- при взрыве газовоздушной смеси в топке или газоходах котла;

- прекратилась подача электроэнергии;

- давление в котле поднялось выше разрешенного предела более чем на 10% и продолжает расти, несмотря на прекращение подачи топлива, уменьшение тяги и дутья и усиленное питание котла водой;

- перестали действовать манометры и оба предохранительных клапана;

- произошел упуск воды из котла (ниже нижней кромки водоуказательного стекла. Подпитка котла водой при этом категорически запрещена!);

- при повышении уровня воды в барабане котла выше верхней кромки водоуказательного стекла и если продувкой котла не удается стабилизировать или снизить уровень воды;

- при выходе из строя всех водоуказательных приборов;

- при наличии существенных повреждений элементов котла (разрыв труб, появление трещин, выпучин, течи и т.п.);

- при обнаружении ненормальностей в работе оборудования (удары, стуки, вибрация, повышенные шумы и т.п.);

- разрушение кладки и обмуровки котла;

- при пожаре в котельной и других случаях.

При аварийной остановке котла необходимо:

1. Прекратить подачу топлива и воздуха, ослабить тягу в газовоздушном тракте котла.

2. Отключить котел от главной паровой магистрали.

3. Прекратить горение топлива в топке котла путем удаления горящего топлива или осторожной его заливки водой.

4. Выпустить пар через приподнятые предохранительные клапана или аварийный вентиль. Дымосос отключают только после того, как выйдет основное количество пара из котла.

При загорании сажи или "уноса" топлива в газоходах котла следует немедленно прекратить подачу топлива и воздуха и отключить дымосос, полностью закрыть воздушную и газовую заслонки. После прекращения горения необходимо сразу провентилировать топку.

10.4. Технико-экономические показатели установок

Оценка эффективности работы теплогенерирующей установки может быть проведена с использованием технико-экономических показателей. Существует два вида показателей: количественные (абсолютные) и качественные (относительные). Некоторые из них приведены ниже.

К количественным показателям работы теплогенерирующей установки относят:

$Q_{ОТП}^{ГОД}$ - годовой отпуск тепловой энергии потребителям, ГДж (или Гкал);

$Q_{УСТ}$ - установленная тепловая мощность теплогенерирующей установки, МВт;

$Q_{ВЫР}^{ГОД}$ - годовая выработка тепловой энергии теплогенерирующей установкой, ГДж/г.;

$Q_{СН}^{ГОД}$ - годовое потребление энергии на собственные нужды установки, ГДж/г.;

$B_{ГОД}$ - годовой расход натурального топлива, т/г. или м^3/г.;

$G_{ГОД}$ - годовой расход воды, м /г.;

$ЭЭ_{ГОД}$ - годовой расход электроэнергии, кВт·ч/г. или м^3/г;

$n_{ШТ}$ - численность персонала теплогенерирующей установки, чел.;

$Э_{ГОД}$ - годовые эксплуатационные расходы, р./г.;

$B_{ГОД}$ - годовой расход натурального топлива, т/г. или м3/г. и другие показатели.

К качественным показателям относят:

$\eta_{БР}$ - коэффициент полезного действия установки брутто, т.е. без учета затрат тепловой энергии на собственные нужды;

$\eta_{НЕТ}$ - коэффициент полезного действия установки нетто, т.е. с учетом затрат тепловой энергии на собственные нужды;

$b_О$ - удельный расход топлива на единицу отпущенной энергии, г/ГДж;

S_q - себестоимость отпускаемой потребителям тепловой энергии, р./ГДж;

$K_З$ - коэффициент загрузки основного оборудования,

$$K_З = \frac{Q_{УСТ} \cdot 8760 \cdot 3{,}6}{Q_{ВЫР}^{ГОД}};$$

$K_{ШТ}$ - штатный коэффициент, чел/МВт, $K_{ШТ} = n_{ШТ} \backslash Q_{УСТ}$.

Основным обобщающим технико-экономическим показателем, отражающим качество работы теплогенерирующей установки в целом, является стоимость отпущенной потребителям единицы тепловой энергии, р./ГДж:

$$S_q = \frac{S_{ТГУ}}{Q_{ОТП}^{ГОД}}, \qquad (10.1)$$

где $S_{ТГУ}$ - годовые эксплуатационные расходы по теплогенерирующей установке, р./г.

Годовые эксплуатационные расходы теплогенерирующей установки определяются как сумма ряда статей, р. /г.

$$S_{\text{ТГУ}} = S_{\text{Т}} + S_{\text{ЭЭ}} + S_{\text{В}} + S_{\text{АМ}} + S_{\text{ТР}} + S_{\text{ЗП}} + S_{\text{ПР}}, \quad (10.2)$$

где $S_{\text{Т}}$ - годовые затраты на топливо; $S_{\text{ЭЭ}}$ - годовые затраты на использованную теплогенерирующей установкой электроэнергию; $S_{\text{В}}$ - годовые затраты на использованную воду; $S_{\text{АМ}}$ - годовые затраты на амортизационные отчисления; $S_{\text{ТР}}$ - годовые затраты на текущий ремонт; $S_{\text{ЗП}}$ - годовая заработная плата с учетом начислений на заработную плату для эксплуатационного персонала теплогенерирующей установки; $S_{\text{ПР}}$ - годовые прочие суммарные затраты.

Расчет составляющих себестоимости отпускаемой тепловой энергии по формуле (10.2) проводится с использованием специальных методик, строительно-монтажных и сметных норм с учетом существующих цен на топливо, воду, электроэнергию и другие материалы и оборудование.

Часто возникает необходимость сравнить несколько возможных вариантов проектного решения теплогенерирующей установки и выбрать для строительства оптимальный. Для этого определяются приведенные затраты на единицу отпускаемой тепловой энергии по формуле, р./ГДж

$$З_{\text{ТГУ}} = S_{\text{q}} - \text{Е}_{\text{Н}} \frac{K_{\text{ТГУ}}}{Q_{\text{ОТП}}^{\text{ГОД}}}, \quad (10.3)$$

где $\text{Е}_{\text{Н}}$ - нормативный коэффициент эффективности, принимаемый обычно равным 0,12;

$K_{\text{ТГУ}}$ - капитальные затраты на сооружение теплогенерирующей установки (сметная стоимость строительства), р.

11. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

При работе теплогенерирующих установок образуется достаточно много вредных веществ, загрязняющих окружающую среду. Часть этих веществ образуется при сжигании органического топлива в топках котлов и выносится с дымовыми газами в виде токсичных газов и мелкодисперсной золы через дымовую трубу, часть удаляется с золой и шлаком, часть образуется при подготовке химически очищенной воды и в технологических процессах и переходит в сточные воды котельной.

11.1. Газообразные и твердые загрязняющие вещества

Загрязнение воздушной среды тешюгенерирующими установками связано с выбросами в дымовую трубу мелкодисперсной золы, токсичных газов, таких как NO, NO_2, SO_2, CO, бензапирена и др. Количество образующихся вредных газов зависит от вида топлива и его состава, организации процесса горения в топочных устройствах, температуры горения и многих других факторов. Основным показателем, характеризующим загрязнение воздушной среды, является выброс вредных веществ в единицу времени. Их количество может быть определено в соответствии с нормативной методикой [9]. Ниже приведены выборки из этой методики.

Расчет выбросов твердых частиц

Суммарное количество твердых частиц (летучей золы и несгоревшего топлива) $M_{ТВ}$, поступающих в атмосферу с дымовыми газами теплогенерирующей установки, может быть определено по формуле, г/с

$$M_{ТВ} = 1000 \cdot B(a_{УН}\frac{A^{Р}}{100} + \frac{q_4 Q_{Н}^{Р}}{3268})(1 - \frac{\eta_{ЗУ}}{100}), \qquad (11.1)$$

где B - расход натурального топлива теплогенерирующей установкой, кг/с;

$a_{УН}$ - доля золы, уносимой газами из котла; $A^{Р}$- зольность топлива на рабочую массу, %;

q_4 - потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива, %;

$Q_{Н}^{Р}$ - низшая теплота сгорания твердого или жидкого топлива, МДж/кг; 32,68 - теплота сгорания углерода, МДж/кг;

$\eta_{ЗУ}$ - КПД золоулавливающего устройства, %.

Расчет выбросов оксидов серы

Суммарное количество в пересчете на SO_2 оксидов серы, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами, вычисляют по формуле, г/с

$$M_{SO_2} = 20 \cdot B \cdot S^P (1 - \eta'_{SO_2})(1 - \eta''_{SO_2}), \qquad (11.2)$$

где S^P - содержание серы в топливе на рабочую массу для твердого и жидкого топлива (для газообразного топлива в кг/100 м^3), %;

B - расход натурального топлива теплогенерирующей установкой, кг/с или нм^3/с;

η'_{SO2} - доля оксидов серы, связываемых летучей золой топлива в котле, определяемая из табл. 11.1;

η''_{SO2} - доля оксидов серы, улавливаемых в мокром золоуловителе, принимаемая в зависимости от щелочности орошающей воды. Для сухих золоуловителей $\eta''_{SO2} = 0$.

Таблица 11.1

Доля оксидов серы, связываемых летучей золой топлива в котле

Топливо	η'_{SO2}
Угли:	
экибастузский	0,02
березовский Канско-Ачинского бассейна:	
для топок с твердым шлакозолоудалением	0,5
для топок с жидким шлакозолоудалением	0,2
другие угли Канско-Ачинского бассейна:	
для топок с твердым шлакозолоудалением	0,2
для топок с жидким шлакозолоудалением	0,05
угли других месторождений	0,1
Сланцы:	
эстонские и ленинградские	0,8
других месторождений	0,5
Торф	0,15
Мазут	0,02
Газ	-

При наличии в топливе сероводорода расчет выбросов дополнительного количества оксидов серы в пересчете на SO_2 ведется по формуле, г/с

$$\Delta M_{SO_2} = 18{,}8 \cdot B\{H_2S\}(1 - \eta'_{SO_2})(1 - \eta''_{SO_2}), \qquad (11.3)$$

где H_2S - содержание сероводорода в топливе на рабочую массу, %.

Расчет выбросов оксида углерода

Расчет количества выбросов оксида углерода ведется по формуле, г/с

$$M_{CO} = B \cdot q_3 \cdot R \cdot Q_H^P (1 - \frac{q_4}{100}), \qquad (11.4)$$

где q_3 - потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива, %;

R - коэффициент, учитывающий долю потери теплоты вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную наличием в продуктах неполного сгорания оксида углерода; принимается: для твердого топлива - 1; для мазута - 0,65; для газа - 0,5;

Q_H^P - низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг или МДж/м^3.

Расчет выбросов оксидов азота

Количество выбросов в пересчете на NO_2 оксидов азота может быть рассчитано по формуле, г/с

$$M_{NO_2} = B \cdot (1 - \frac{q_4}{100}) Q_H^P K_{NO_2} \beta_K \beta_t \beta_\alpha (1 - \beta_P)(1 - \beta_\delta), \qquad (11.5)$$

где K_{NO2} - удельный выброс оксидов азота при сжигании топлива на 1 МДж теплоты, г/МДж, принимаемый по табл. 11.2. В таблице обозначено: D - паропроизводительность котла, т/ч; Q_K - тепловая мощность парового или водогрейного котла по введенной в топку теплоте, МВт, $Q_K = B \cdot Q_H^P$, α_T - коэффициент избытка воздуха, подаваемого в топку котла; q_R - тепловое напряжение зеркала горения, МВт/м^2, $q_R = \frac{Q_K}{F_{ЗГ}}$; $F_{ЗГ}$ - площадь зеркала горения котла, м^2; R - характеристика гранулометрического состава угля - остаток на сите с размером ячеек 6 мм, %. При отсутствии данных принимать R = 30%;

β_K - безразмерный коэффициент, учитывающий принципиальную конструкцию горелки при сжигании природного газа: для всех дутьевых горелок напорного типа равно 2, для горелок инжекционного типа - 1,6, для горелок двухступенчатого сжигания - 0,7, при сжигании жидкого или твердого топлива - 1;

β_t - безразмерный коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха на образование оксидов азота: при сжигании природного газа и мазута $\beta_t = 1 + 0{,}002(t_{ГВ} - 30)$; при сжигании твердого топлива $\beta_t = 1$, где $t_{ГВ}$ - температура воздуха, подаваемого в топку на горение, °С;

β_α - безразмерный коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха на образование оксидов азота. При работе котла в соответствии с режимной картой $\beta_\alpha = 1$. При работе котла на твердом топливе $\beta_\alpha = 1$. В общем случае принимают при работе котла на газе $\beta_\alpha = 1{,}225$, на мазуте - $\beta_\alpha = 1{,}113$;

β_P - безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов на образование оксидов азота: при сжигании природного газа $\beta_P = 0{,}16\sqrt{p}$; при сжигании мазута $\beta_P = 0{,}17\sqrt{p}$; при сжигании твердого топлива $\beta_P = 0{,}075\sqrt{p}$, где P - степень рециркуляции дымовых газов, %;

β_δ - безразмерный коэффициент, учитывающий ступенчатый ввод воздуха в топочную камеру: при сжигании природного газа $\beta_\delta = 0{,}022 \cdot \delta$; при сжигании мазута $\beta_\delta = 0{,}018 \cdot \delta$; при сжигании твердого топлива $\beta_\delta = 0$, где δ - доля воздуха, подаваемого в промежуточную зону факела (в процентах от общего количества организованного воздуха).

Таблица 11.2

Удельный выброс оксидов азота при сжигании топлива

Топливо	Тип котла	Расчетная формула для K_{NO_2}, г/МДж
Природный газ	паровой	$K_{NO_2} = 0{,}01\sqrt{D} + 0{,}03$
	водогрейный	$K_{NO_2} = 0{,}013\sqrt{Q_K} + 0{,}03$
Мазут	паровой	$K_{NO_2} = 0{,}01\sqrt{D} + 0{,}1$
	водогрейный	$K_{NO_2} = 0{,}0113\sqrt{Q_K} + 0{,}1$
При слоевом сжигании твердого топлива	паровой и водогрейный	$K_{NO_2} = 0{,}35.10^{-3}\alpha_T(1 + 5{,}46\frac{100-R}{100})\sqrt[4]{q_R Q_H^P}$

Расчет выбросов мазутной золы в пересчете на ванадий

Мазутная зола представляет собой сложную смесь, состоящую в основном из оксидов металлов. В качестве контролирующего показателя принят ванадий, по

содержанию которого в золе установлен санитарно-гигиенический норматив (предельно допустимая концентрация - ПДК).

Суммарное количество в пересчете на ванадий мазутной золы, поступающей в атмосферу с дымовыми газами котла при сжигании мазута, можно рассчитать по формуле, г/с

$$M_{\text{МЗ}} = G_{\text{V}} B(1-\eta_{\text{ОС}})(1-\frac{\eta^{\text{V}}_{\text{ЗУ}}}{100}); \qquad (11.6)$$

где G_{V} - количество ванадия в граммах в 1 тонне жидкого топлива, при отсутствии данных химического анализа вычисляют по формуле, г/т

$$G_{\text{V}} = 2{,}222A^{\text{P}}; \qquad (11.7)$$

$\eta_{\text{ОС}}$ - доля ванадия, оседающего с твердыми частицами на поверхностях нагрева мазутных котлов, которую принимают равной для котлов: 0,07 - с промежуточным пароперегревателем, когда очистка поверхностей производится в остановленном состоянии; 0,05 - без промежуточного пароперегревателя при тех же условиях очистки; 0 - для всех остальных случаев;

$\eta^{\text{V}}_{\text{ЗУ}}$ - степень очистки дымовых газов от мазутной золы в золоулавливающих установках, %. При отсутствии золоулавливающих устройств $\eta^{\text{V}}_{\text{ЗУ}} = 0$; A^{P} - содержание золы в мазуте на рабочую массу, %.

11.2. Минимально необходимая высота дымовой трубы

Минимальная высота дымовой трубы для теплогенерирующей установки определяется с учетом работы всех котлов на максимальную производительность, исходя из условия рассеивания вредных загрязняющих веществ на высоте 2 м от земли в атмосферном воздухе (т.е. применяется условие не превышения предельно допустимых концентраций вредных веществ от теплогенерирующей установки в приземном воздухе) по формуле, м

$$H_{\text{MIN.i}} = \sqrt{\frac{M_{\text{i}}}{(\text{ПДК}_{\text{i}} - C_{\Phi.\text{i}})} A \cdot F \cdot m \cdot n \sqrt[3]{\frac{n_{\text{ТР}}}{V_{\text{ДГ}} \cdot \Delta T}}}, \qquad (11.8)$$

где M_{i} - количество выбросов *i*-го вредного загрязняющего вещества из дымовой трубы, г/с;

ПДК_{i} - предельно допустимая максимальная разовая концентрация *i*-го вредного загрязняющего вещества в приземном воздухе, мг/м^3. Значения ПДК_{i} могут быть взяты из табл. 11.3;

Таблица 11.3

Предельно допустимые концентрации некоторых вредных веществ в атмосферном воздухе населенных мест [10]

Загрязняющее вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м^3	
	максимально-разовая ПДК$_{СС.i}$	среднесуточная ПДК$_{СС.i}$
Неорганическая пыль, сажа	0,15	0,05
Диоксид серы	0,5	0,05
Оксид углерода	5,0	3,0
Диоксид азота	0,085	0,04
Бенз(а)пирен	-	0,1 мкг/100 м^3
Оксид азота	0,6	0,06

$C_{Ф.i}$ - фоновые концентрации *i*-го вредного загрязняющего вещества в районе расположения котельной, мг/м^3;

A - коэффициент распределения температуры воздуха, зависящий от метеорологических условий местности и определяющий условия вертикального и горизонтального рассеивания вредных загрязняющих веществ в атмосферном воздухе и равный: 250 - для Республики Бурятии и Читинской области; 200 - для европейской части РФ, Дальнего Востока, остальной территории Сибири; 180 - для Урала; 140 - для Московской, Тульской, Рязанской, Владимирской, Калужской и Ивановской областей;

F - коэффициент скорости оседания вредных веществ в атмосферном воздухе, равный: 1 - для газообразных выбросов; 2 - для пыли и золовых частиц при степени улавливания более 90%; 2,5 - для пыли и золовых частиц при степени улавливания менее 90%;

m - безразмерный коэффициент, определяющий условия выхода дымовых газов из устья трубы и определяемый через параметр f;

$$m = \frac{1}{0{,}67 + 0{,}1 \cdot \sqrt{f} + 0{,}34\sqrt[3]{f}} \; ; \; f = 1000 \cdot \frac{w_0^2 D_0}{H_{ЗАД}^2 \Delta T} \; ;$$

w_0 - скорость выхода дымовых газов из устья дымовой трубы, при расчетах обычно задается в пределах 20...30 м/с;

D_0 - диаметр устья дымовой трубы, м; $D_0 = \sqrt{\frac{4V_{ДГ}}{\pi w_0}}$;

$H_{ЗАД}$ - заданная предварительно высота дымовой трубы, м;

ΔT - разность температур уходящих из дымовой трубы газов ($\upsilon_{УХ}$) и окружающего воздуха ($t_{ВОЗД}$), К;

$V_{ДГ}$ - объемный расход дымовых газов через устье дымовой трубы, м^3/с;

n - безразмерный коэффициент, определяющий условия выхода дымовых газов из дымовой трубы в зависимости от критической скорости ветра:

$$n = 1 \text{ при } \vartheta_M > 2;$$

$$n = 3 - \sqrt{(\vartheta_M - 0{,}3)(4{,}36 - \vartheta_M)} \text{ при } 2 \geq \vartheta_M > 0{,}3;$$

$$n = 3 \quad \text{при } \vartheta_M \leq 0{,}3;\ \vartheta_M = 0{,}65\sqrt[3]{\frac{V_{ДГ}\Delta T}{H_{ЗАД}}};$$

$n_{ТР}$ - число дымовых труб котельной, через которые происходит выброс дымовых газов.

Расчет минимальной высоты дымовой трубы должен производиться по выбросам на золу и твердые частицы, уносимые дымовыми газами, и на совместный выброс оксидов азота и серы. Поэтому методика расчета следующая:

а) находят по формуле (11.1) суммарное количество твердых частиц $M_{ТВ}$, выбрасываемых из дымовой трубы, и подставляют в формулу (11.8) вместо M_i;

б) задаются минимальной высотой дымовой трубы $H_{ЗАД}$ и по формуле (11.8) определяют минимальную высоту дымовой трубы $H_{MIN.ТВ}$. Если расхождение $H_{ЗАД}$ и $H_{MIN.ТВ}$ составило более 5%, то величину $H_{ЗАД}$ перезадают и добиваются выполнения соотношения

$$\frac{H_{ЗАД} - H_{MIN.ТВ}}{H_{MIN.ТВ}} 100\% \leq 5\%; \qquad (11.9)$$

в) по формулам (11.2)-(11.3) и (11.5) рассчитывают количество выбросов оксидов серы M_{SO2} и азота M_{NO2};

г) определяют и заменяют величину первого сомножителя под корнем в формуле (11.8)

$$\frac{M_i}{ПДК_i + C_{Ф.i}} = \frac{M_{SO_2} + \dfrac{ПДК_{SO_2} M_{NO_2}}{ПДК_{NO_2}}}{ПДК_{SO_2} - C_{Ф.SO_2} - C_{Ф.NO_2}\dfrac{ПДК_{SO_2}}{ПДК_{NO_2}}}; \qquad (11.10)$$

д) задают высоту дымовой трубы $H_{ЗАД}$ и рассчитывают по формуле (11.8) ее необходимую минимальную высоту по газовым выбросам $H_{MIN.ГВ}$;

е) если расхождение между $H_{MIN.ГВ}$ и $P_{ЗАД}$ составит более 5%, то расчеты уточняют в соответствии с рекомендациями (пункт б);

ж) за требуемую минимальную высоту дымовой трубы принимают большую из двух найденных: $H_{MIN.TB}$ и $H_{MIN.GB}$.

11.3. Методы снижения выбросов вредных веществ с продуктами сгорания

В настоящее время можно выделить четыре направления борьбы с вредными газообразными выбросами, как показано на рис. 11.1.

Оптимизацию процессов сжигания топлива в теплогенерирующих установках можно проводить за счет:

- улучшения режимов работы теплогенерирующей установки;

- оптимизации соотношения "воздух - топливо";

- выбора оптимального режима работы котлов;

- использования современных способов и устройств сжигания топлива;

- применения присадок к топливу, уменьшающих образование вредных веществ.



Рис. 11.1. Основные методы снижения вредных газообразных выбросов

Уменьшить содержание вредных веществ в продуктах сгорания теплогенерирующей установки можно за счет улучшения качества топлива или его замены другим, выделяющим меньше загрязняющих веществ. Улучшить качество топлива можно, например, удаляя из сернистого мазута или нефти перед их сжиганием серу, т.е. применяя десульфатацию топлива. Это удорожает топливо, но одновременно позволяет значительно снизить вредные выбросы с продуктами сгорания.

Перспективным направлением замены топлива на более экологически чистое считается получение новых синтетических топлив. Также для уменьшения вредных

выбросов делают, если это возможно, замену топлива на более чистое, например, заменяя уголь или мазут на природный газ.

К основным способам очистки дымовых газов от вредных газообразных примесей можно отнести:

- десульфатацию продуктов сгорания, когда из них удаляют оксиды серы;

- абсорбцию, когда вредное вещество из газовоздушной смеси удаляется путем поглощения жидким поглотителем (абсорбентом);

- адсорбцию, когда некоторые твердые тела с ультрамикроскопической пористой структурой селективно извлекают из газовой смеси и концентрируют на своей поверхности вредные газы;

- каталитическое окисление, когда вредные газообразные примеси удаляются из очищаемого газа в присутствии катализаторов.

Рассеивание вредных загрязняющих веществ в атмосфере в настоящее время является наиболее распространенным способом уменьшения содержания этих веществ в приземном слое атмосферного воздуха. Для этого дымовые трубы должны иметь определенную минимальную высоту, рассчитанную по условиям рассеивания вредных загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, как показано в предыдущем параграфе. Следует заметить, что соблюдение определенной высоты труб не уменьшает само количество выбросов вредных веществ, но позволяет рассеивать эти вещества на большую площадь и тем самым снизить их количество в атмосферном воздухе вблизи теплогенерирующей установки.

11.4. Вредные жидкие стоки

Рациональное использование водных ресурсов нашей страны является важной составляющей программы охраны окружающей среды. Энергетика и жилищно-коммунальное хозяйство относятся к отраслям промышленности, которые имеют значительные объемы жидких стоков. Применительно к промышленности к сточным водам относят использованные в технологических процессах воды, непригодные по своему качеству для повторного использования на предприятии без специальной подготовки и очистки.

При работе теплогенерирующих установок образуются следующие виды сточных вод:

а) отработавшие растворы от систем химводоочистки;

б) обмывочные воды после обмывки поверхностей нагрева котлов;

в) отработанные растворы после химической очистки теплосилового оборудования и его консервации;

г) коммунально-бытовые и хозяйственные стоки;

д) воды от систем гидрозолоудаления котельных, работающих на твердом топливе;

е) воды, загрязненные нефтепродуктами;

ж) дождевые (ливневые) воды с территории котельных;

з) теплые воды от теплосилового оборудования котельных и др.

При удалении солей жесткости из исходной воды на установках химической очистки воды, установках для очистки конденсата и др. образуются отработавшие вредные водные растворы с различными солями: NaCl, NaOH, H_2SO_4 и др. Эти водные растворы, попадая в водоемы, приводят к заметному увеличению их солесодержания, что наносит вред водоемам. Например, водоподготовительная установка производительностью 800 $м^3$ в час может сбрасывать со стоками до 1 т солей.

При очистке поверхностей нагрева котлов от загрязнений обмывкой образуются сточные воды. Эти воды смывают с поверхностей нагрева золовые и сажистые отложения, которые интенсивно образуются при сжигании жидких топлив, особенно сернистого мазута. Такие воды обычно содержат серную кислоту, сернокислые соли железа, никеля, ванадия и другие вредные вещества.

Внутренние поверхности пароводяного тракта котлов и теплосилового оборудования периодически очищаются от накипи и отложений с помощью химической промывки, т.е. различных химических растворов: соляной и неорганической кислот, органических соединений и т.п. После очистки от накипи и отложений образуются растворы, которые удаляют в виде сточных вод. Также, например, после проведения монтажных работ для удаления монтажного шлама проводят очистку всех поверхностей перед включением установки в эксплуатацию.

Коммунально-бытовые и хозяйственные стоки в теплогенерирующих установках образуются от деятельности человека при создании в период его работы нормальных санитарно-гигиенических условий на рабочем месте: очистке оборудования, уборке территории цехов и помещений и т.п.

При работе теплогенерирующих установок большой мощности на твердом топливе с системами гидрозолоудаления для удаления шлака и золы используют воду, как было показано в разделе 7. Расход воды при этом составляет от 15 до 30 $м^3$ на 1 т удаляемой золы. Сама вода после систем гидрозолоудаления обладает высокой щелочностью: до 30...45 мг-экв/л при показателе pH, достигающем величин 12...13. Часто, при отсутствии оборотного водоснабжения, такие воды сбрасываются в природные водоемы, что наносит огромный урон природе.

Значительную опасность для водоемов несут с собой сточные воды, загрязненные нефтепродуктами. Источниками появления в воде нефтепродуктов

являются: мазутное хозяйство; ремонтные работы теплосилового оборудования; вспомогательные службы в виде автомобильного хозяйства и т.п.; использование механизмов на базе двигателей внутреннего сгорания; неправильная эксплуатация оборудования и т.п.

В среднем концентрация нефтепродуктов в сточных водах от котельных оценивается в размере 20...30 мг/л.

При работе теплогенерирующей установки и при движении по ее территории автотранспорта могут образовываться разливы нефтепродуктов, которые затем с дождевыми (ливневыми) или талыми водами вымываются с территории котельных. Эти воды через ливневую канализацию попадают в водоемы, причиняя значительный ущерб природе.

В технологических процессах часто приходится охлаждать отдельные элементы теплосилового оборудования тепло-генерирующих установок (конденсаторы паровых турбин, подшипники турбин и насосов и т.п.) водой, которая нагревается и переходит в разряд сточных вод. Теплые воды могут наносить значительный ущерб природным водоемам, поэтому по санитарным нормам при сбросе их в естественные водоемы не должна повышаться температура воды в водоеме более чем на 3 °С в летнее время и 5 °С в зимний период. Вместе с тем конденсат и воды от теплосилового оборудования обычно загрязнены окислами железа, продуктами коррозии, кремниевой кислотой, различными веществами при возврате технологического конденсата с производства, поэтому, кроме теплового, эти сточные воды несут с собой и химическое загрязнение природного водоема.

11.5. Мероприятия по уменьшению объема вредных жидких стоков

Анализируя образование и состав различных вредных жидких стоков от теплогенерирующих установок, можно наметить некоторые пути снижения их объемов:

а) совершенствование технологических процессов производства тепловой энергии;

б) совершенствование технологического оборудования и его элементов (использование, например, засыпок в водоочистных фильтрах с большей емкостью поглощения и т.п.);

в) совершенствование технологии очистки воды;

г) использование оборотного водоснабжения в технологиях производства тепловой энергии и в системах гидрозолоудаления;

д) переход на принципиально новые способы очистки воды (магнитная обработка воды, использование веществ, предотвращающих выпадение солей жесткости на поверхностях нагрева, и др.);

е) использование многостадийного способа очистки (грубая очистка, совмещенная с тонкой очисткой).

Используя описанные выше методы очистки сточных вод, можно значительно снизить нагрузку на окружающую среду и улучшить экологическую обстановку в районе расположения теплогенерирующей установки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В учебном пособии в достаточном объеме рассмотрены вопросы эксплуатации и проектирования теплогенерирующих установок, знание о которых позволит студентам специальности 290700 "Теплогазоснабжение и вентиляция" правильно организовать свою работу не только при изучении других дисциплин учебного плана, но и в своей дальнейшей деятельности уже в качестве специалиста. Многие вопросы рассмотрены с позиций минимизации энергозатрат при производстве тепловой энергии в теплогенерирующих установках. Рассмотрены вопросы влияния теплогенерирующих установок на окружающую среду.

В настоящее время отрасль производства тепловой энергии бурно развивается и совершенствуется: применяются новые котлы и оборудование, совершенствуются технологии сжигания и водоподготовки и др. В таком кратком пособии рассмотреть все вопросы этого направления невозможно, поэтому многие интересные моменты остались не освещенными. Вместе с тем, пособие дает студентам и слушателям основу для изучения теплогенерирующих установок как самостоятельно, так и в стенах высших учебных заведений. Более совершенные знания слушатели могут получить при дальнейшем изучении и знакомстве со специальной литературой этого направления.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СНиП П-35-76*. Котельные установки. - М: ГУЛ ЦПП Госстроя России, 1997. - 49 с.
2. Делягин Г.Н. Теплогенерирующие установки / Г.Н. Делягин, В.И. Лебедев, Б.А. Пермяков. - М.: Стройиздат, 1986. - 559 с.
3. Лебедев В.И. Расчет и проектирование теплогенерирующих установок / В.И. Лебедев, Б.А. Пермяков, П.А. Хаванов. -М.: Стройиздат, 1992. - 360 с.
4. ГОСТ 20995-75. Котлы паровые стационарные давлением до 4 МПа.
5. Аэродинамический расчет котельных установок. (Нормативный метод). - Л.: Энергия, 1977. - 256 с.
6. Правила технической эксплуатации коммунальных отопительных котельных. - М.: НПО ОБТ, 1992. - 87 с.
7. ПБ 03-576-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. - М.: ПИО ОБТ, 2003.
8. ПБ 10-574-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. - М.: ПИО ОБТ, 2003.
9. Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 т пара в час или менее 20 Гкал в час. - М.: Госкомитет РФ по охране окруж. среды, 1999. - 56 с.
10. ГОСТ 17.2.3.01-86. Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов.