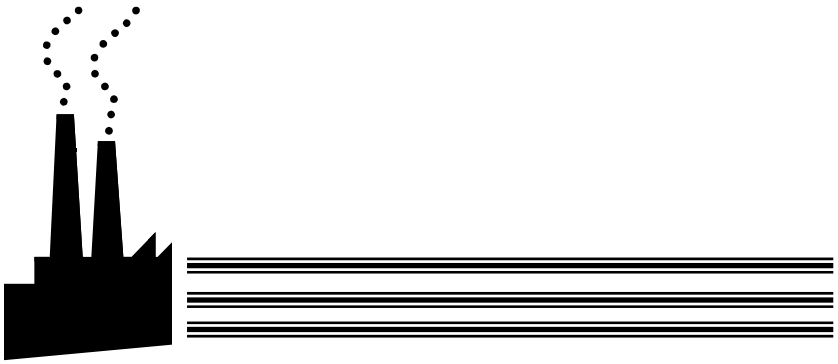
Библиотека СОК

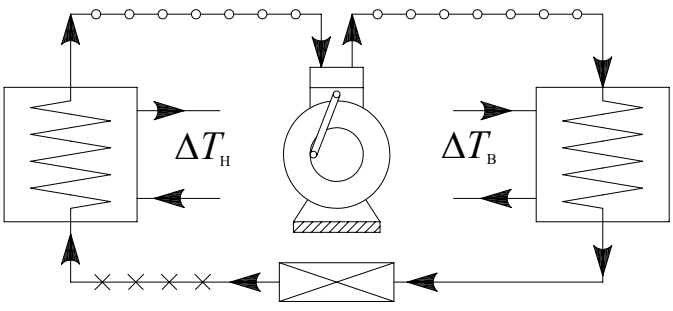
ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИЕ УСТАНОВКИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В.М. ФОКИН

ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИЕ УСТАНОВКИ СИСТЕМ ТЕПЛО-СНАБЖЕНИЯ



МОСКВА
«ИЗДАТЕЛЬСТВО МАШИНОСТРОЕНИЕ-1»
2006



В.М. ФОКИН

ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИЕ УСТАНОВКИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

МОСКВА
«ИЗДАТЕЛЬСТВО МАШИНОСТРОЕНИЕ-1»
2006

УДК 621.182
ББК 31.361
Ф75

Р е ц е н з е н т

Заслуженный деятель науки РФ,
доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой «Теплоэнергетика»
Астраханского государственного технического университета,
А.К. Ильин

Фокин В.М.

Ф75 Теплогенерирующие установки систем теплоснабжения. М.: «Издательство Машиностроение-1», 2006. 240 с.

Приведены принципиальные схемы, конструкции и особенности работы паровых и водогрейных котельных агрегатов, электродных котлов, гелио-, геотермальных и теплонасосных установок. Представлен обзор топочных и горелочных устройств, основного и вспомогательного оборудования для безопасной работы котельных установок. Изложены методики и рекомендации по расчету горения органического топлива, теплового баланса, расхода топлива, топочных камер, конвективных поверхностей нагрева паровых и водогрейных котлов. Приведены номограммы, таблицы, материалы для курсового и дипломного проектирования по дисциплинам «Теплогенерирующие установки», «Котельные установки и парогенераторы», «Источники и системы теплоснабжения».

Предназначена для научных, инженерно-технических работников, преподавателей вузов, аспирантов, студентов.

УДК 621.182
ББК 31. 361

ISBN 5-94275-255-9

© Фокин В.М., 2006
© «Издательство Машиностроение-1», 2006

Научное издание

ФОКИН Владимир Михайлович

ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИЕ УСТАНОВКИСИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Монография

Редактор Т.М. Глинкина
Инженер по компьютерному макетированию Т.А. Сынкова

Подписано к печати 28.02.2006.
Формат 60 × 84/16. Гарнитура Times. Бумага офсетная. Печать офсетная.
Объем: 13,95 усл. печ. л.; 13,7 уч.-изд. л.
Тираж 400 экз. С. 96[М]

«Издательство Машиностроение-1», 107076, Москва, Стромынский пер., 4

Подготовлено к печати и отпечатано в Издательско-полиграфическом центре
Тамбовского государственного технического университета
392000, Тамбов, Советская, 106, к. 14

ПРЕДИСЛОВИЕ

В монографии рассмотрены вопросы устройства и работы паровых, водогрейных и электродных котельных агрегатов, гелио- и геотермальных установок, котлов-утилизаторов, теплонасосных и других теплогенерирующих установок. Изложены методики и рекомендации по расчету тепловых схем теплогенерирующих установок, паровых и водогрейных котельных агрегатов, горения органического топлива, теплового баланса, расхода топлива, топочных камер, конвективных поверхностей нагрева. Методики приведены в соответствии с действующими нормативными методами и документами [1, 3, 4, 7, 11 – 17], справочниками [9, 10, 12, 18 – 20], СНиП [14 – 16] и позволяют выбрать энергосберегающий режим работы теплогенерирующих установок.

Монография написана в соответствии с Государственным образовательным стандартом высшего профессионального образования и предназначена для студентов, изучающих дисциплины: СД. 02 «Источники и системы теплоснабжения» по специальности 101600 «Энергообеспечение предприятий» и СД. 02 «Котельные установки и парогенераторы» по специальности 100700 «Промышленная теплоэнергетика» (направление 650800 – «Теплоэнергетика»); СД. 10 «Теплогенерирующие установки» по специальности 290700 «Теплогазоснабжение и вентиляция» (направление 653500 – «Строительство»). В монографии приведены материалы, необходимые для курсового и дипломного проектирования по дисциплинам «Теплогенерирующие установки», «Котельные установки и парогенераторы», «Источники и системы теплоснабжения».

Монография позволяет приобрести практические навыки в расчетах теплогенерирующих установок, паровых и водогрейных теплогенераторов, более глубоко усвоить теоретические положения и ознакомиться с действующими нормативными и справочными материалами. Монография будет полезна при подготовке бакалавров и инженеров теплоэнергетических специальностей, специализации «Энергоаудит и энергосбережение», магистров техники и технологии, а также для самостоятельной подготовки ответственных за паросиловое хозяйство котельных и операторов котельных установок.

ВВЕДЕНИЕ

Тепловая энергия – необходимое условие жизнедеятельности человека и создания благоприятных условий его быта. Повышение надежности и экономичности систем теплоснабжения зависит от работы теплогенерирующих установок, рационально спроектированной тепловой схемы котельной, широкого внедрения энергосберегающих технологий и альтернативных источников энергии, экономии топлива, тепловой и электрической энергии. Энергосбережение и оптимизация систем производства и распределения тепловой энергии, корректировка энергетических и водных балансов позволяют улучшить перспективы развития теплоэнергетики и повысить технико-экономические показатели оборудования теплогенерирующих установок.

Альтернативы энергосбережению в настоящее время, безусловно, нет. Поэтому покрытие дефицита энергии следует осуществлять за счет таких ее источников, которые обладали бы уникальными свойствами: были возобновляемыми, экологически чистыми и не приводили бы к поступлению на планету дополнительного количества теплоты. Такими источниками являются солнечная энергия, энергия ветра и биомассы, энергия морских волн и приливов, геотермальная энергия и ряд других нетрадиционных и

возобновляемых источников энергии.

В экономике России энергосбережение и энергосберегающие технологии являются приоритетными при внедрении их в производство. Знания принципов работы, расчета и эксплуатации оборудования теплогенерирующих установок позволяют определить – где, что, в каких количествах, куда и почему теряется. Эффективность, безопасность, надежность и экономичность работы оборудования котельных во многом определяются методом сжигания топлива, совершенством и правильностью выбора оборудования и приборов, своевременностью и качеством проведения пусконаладочных работ, квалификацией и степенью подготовки обслуживающего персонала.

Перевод предприятий на хозяйственный расчет и самофинансирование, повышение цен на топливо, воду, электроэнергию требуют пересмотра подходов к проектированию и эксплуатации оборудования теплогенерирующих установок. Это в значительной степени зависит от обеспеченности подготовленными инженерно-техническими работниками производственных, проектных и других организаций, а также от качества обучения и подготовки специалистов.

1. КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТАНОВОК

1.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТАНОВОК

Теплогенерирующей установкой (ТГУ) называют комплекс устройств и механизмов, предназначенных для производства тепловой энергии в виде водяного пара или горячей воды. Водяной пар используют для получения электроэнергии на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) или теплоэлектростанциях (ТЭС), технологических нужд промышленных предприятий и сельского хозяйства, а также для нагрева в паровых подогревателях воды, направляемой в системы теплоснабжения. Горячую воду используют для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых, общественных и производственных зданий и сооружений, а также для коммунально-бытовых нужд населения. Для отопления и вентиляции также используют и нагретый воздух.

В теплогенерирующей установке создают термодинамические условия с максимально возможной полнотой (коэффициентом полезного действия), при которых происходит преобразование различных видов энергии (химической, излучения, электрической) в тепловую энергию. Тепловую энергию требуемых параметров получают путем преобразования химической энергии органического топлива, энергии, выделяемой при расщеплении ядерного топлива, электрической энергии, энергии солнечного излучения, геотермальной и тепловой энергии низкого потенциала. В теплогенерирующих установках образуется рабочее тело или носитель тепловой энергии, с помощью которого тепловая энергия транспортируется к потребителю и реализуется в виде теплоты заданного потенциала. Как правило, рабочим телом для переноса тепловой энергии – теплоносителем – служат жидкости или газы.

Системой теплоснабжения называют комплекс устройств, производящих тепловую энергию и доставляющих ее в виде водяного пара, горячей воды и нагретого воздуха потребителю.

Основные тенденции развития теплогенерирующих установок включают применение централизованного теплоснабжения и автоматизированных систем управления (АСУ), использование альтернативных источников энергии (водородной, солнечной, геотермальной, ветровой, приливов и отливов), местных и вторичных энергоресурсов, отходов промышленности, сельского и городского хозяйства, обеспечение минимальных выбросов вредных веществ в атмосферу.

В связи с разнообразием различных видов энергии, теплоносителей и условий работы применяют следующие теплогенерирующие установки и соответствующие методы производства тепловой энергии.

1. Котельные агрегаты – устройства, имеющие топку для сжигания органического топлива в окислительной среде, где в результате экзотермических химических реакций горения образуются газообразные продукты с высокой температурой (топочные газы), теплота от которых передается другому теплоносителю (воде или водяному пару), более удобному для дальнейшего использования.

2. Атомные реакторы – устройства, в которых проходит цепная ядерная реакция деления тяжелых ядер трансурановых элементов под действием нейтронов. В результате ядерная энергия преобразуется в тепловую энергию теплоносителя (воды, в перспективе гелия), вводимого в активную зону атомного реактора, теплота от которого затем в атомном парогенераторе передается воде или пару.

3. Электродные котлы – устройства, в которых проходит преобразование электрической энергии в тепловую энергию путем разогрева нагревателя с высоким электрическим сопротивлением и последующей передачей теплоты от этого нагревателя рабочему телу.

4. Гелиоустановки – устройства, в которых солнечная (световая) энергия преобразуется в тепловую энергию инфракрасного излучения. В гелиоприемнике или солнечном коллекторе энергия Солнца трансформируется в тепловую энергию с последующей передачей теплоты рабочему телу – воде или воздуху.

5. Геотермальные установки – устройства, в которых проходит передача теплоты от геотермальных вод к рабочему телу, нагреваемому за счет тепловой энергии этих вод до заданных параметров.

6. Котлы-утилизаторы – устройства, в которых используется теплота газов, покидающих различное высокотемпературное технологическое оборудование (нагревательные, обжиговые и другие печи). Теплота от высокотемпературных газов передается другому теплоносителю (воде или пару), более удобному для дальнейшего использования.

7. Для систем теплоснабжения также используют производство тепловой энергии из биомассы, сельскохозяйственных и городских отходов, а также устройства, в которых энергия с низким энергетическим потенциалом преобразуется в высокопотенциальную тепловую энергию другого теплоносителя с затратами других видов энергии, подводимых извне (например, электроэнергии в тепловых насосах).

Эффективность ТГУ определяется совершенством технологической схемы преобразования энергии, стоимостью исходного источника энергии, а также параметрами, которые должен иметь теплоноситель.

1.2. КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ КОТЕЛЬНЫХ

Паровым или *водогрейным котельным агрегатом* (теплогенератором) называют устройство, имеющее топку для сжигания органического топлива и обогреваемое продуктами сгорания этого топлива, предназначенное для получения пара или горячей воды с давлением выше атмосферного, которые используют вне самого устройства.

При сжигании органического топлива горючие химические элементы (метан, углерод, водород, сера), входящие в состав топлива, соединяются с кислородом воздуха, выделяют теплоту и образуют продукты сгорания (двуокись углерода, водяные пары, сернистый газ). В котельный агрегат необходимо подать некоторое количество топлива и окислителя (воздуха); обеспечить полное сгорание топлива и передачу теплоты от топочных газов рабочему телу; удалить продукты сгорания топлива; подать рабочее тело – воду, сжатую до необходимого давления, нагреть эту воду до требуемой температуры или превратить ее в пар требуемого давления, отделить влагу из пара, а иногда и перегреть пар, обеспечив надежную работу всех элементов установки. Производительность теплогенератора определяется количеством теплоты или пара, получаемых в процессе сжигания топлива.

От высокотемпературных продуктов сгорания органического топлива тепловая энергия передается трубам суммарным потоком теплоты: конвекцией и лучеиспусканием. Затем от внешней поверхности кипятильных труб к

внутренней через слой сажи, металлическую стенку и слой накипи теплота передается путем теплопроводности, а от внутренней поверхности труб к воде благодаря теплопроводности и конвекции.

Котельная установка включает в себя теплогенератор – паровой или водогрейный котельный агрегат (котел), хвостовые поверхности нагрева, горелки, а также различные дополнительные устройства. Радиационные поверхности нагрева теплогенератора размещены в топочной камере и воспринимают теплоту от продуктов сгорания топлива в основном за счет лучеиспускания, одновременно защищая стены топки (обмуровку) от прямого воздействия излучающей среды топочных газов. Конвективные поверхности нагрева (кипятильные трубы) установлены за топкой, в газоходах котла и воспринимают теплоту от продуктов сгорания топлива в основном за счет конвекции. К конвективным или хвостовым поверхностям нагрева также относятся пароперегреватели, водяные экономайзеры, контактные теплообменники, воздухоподогреватели, которые предназначены для снижения потерь теплоты с уходящими топочными газами, увеличения КПД котельного агрегата или установки и в конечном итоге для снижения расхода топлива.

На рис. 1.1 приведена принципиальная схема котельной установки, работающей на природном газе или мазуте.

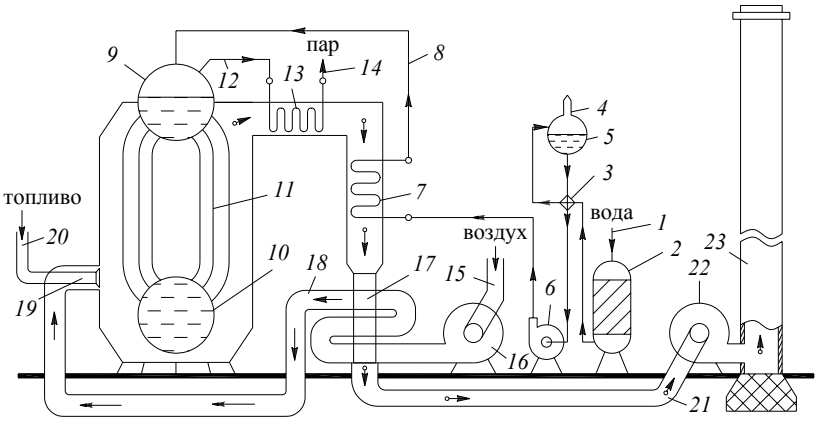


Рис. 1.1. Принципиальная схема котельной установки:
1 – водопровод; *2* – катионитовый фильтр; *3* – теплообменник; *4* – колонка деаэратора; *5* – бак деаэратор; *6* – питательный насос; *7* – водяной экономайзер; *8* – питательная линия; *9* – верхний барабан; *10* – нижний барабан котла; *11* – кипятильные трубы; *12* – паропровод; *13* – пароперегреватель; *14* – паропровод перегретого пара; *15* – воздуховод; *16* – дутьевой вентилятор; *17* – воздухоподогреватель; *18* – воздуховод нагретого воздуха; *19* – горелочное устройство; *20* – топливопровод; *21* – боров; *22* – дымосос; *23* – дымовая труба

Вода после водоподготовки (умягчения и деаэрации) питательным насосом нагнетается вначале в водяной экономайзер, а затем в верхний барабан парового котельного агрегата, где вырабатывается сухой насыщенный пар. Для производства перегретого пара дополнительно устанавливается пароперегреватель. Воздух, необходимый для горения топлива, дутьевым вентилятором нагнетается в топку котла либо предварительно нагревается в воздухоподогревателе. Котельная или теплогенерирующая установка также включает в себя: горелочные устройства для подачи и подготовки топлива к сжиганию; дымосос для удаления продуктов сгорания; дымовую трубу; арматуру и гарнитуру различного назначения. Устройство и работа всех этих элементов котельной установки будут рассмотрены в гл. 5, 6. Все эти установки размещаются в специальном промышленном здании, называемом котельной.

На рис. 1.2 и 1.3 приведены план и продольный разрез котельной с двумя котлами ДКВР-4-13, работающей на природном газе или мазуте.

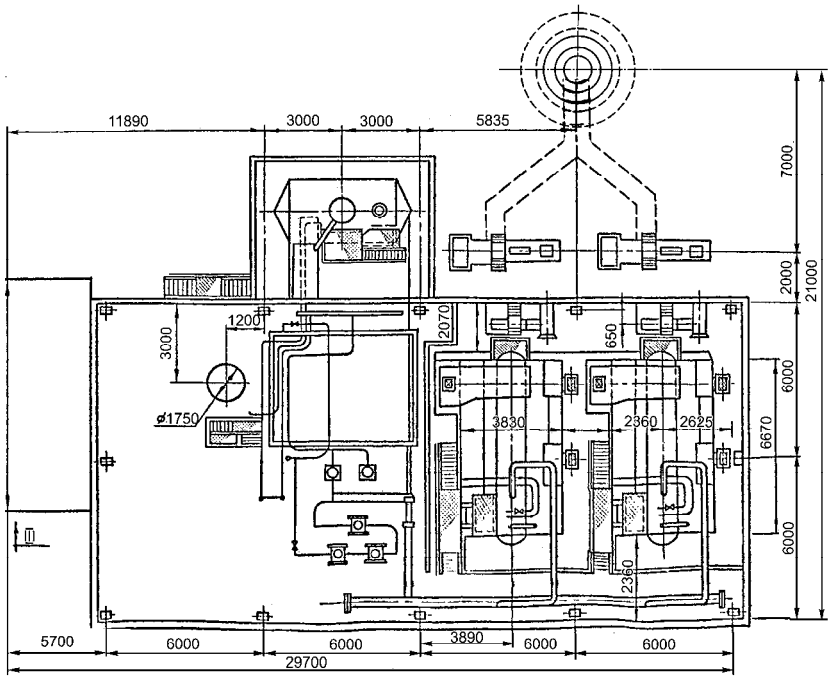


Рис. 1.2. План котельной с двумя котлами ДКВР-4-13

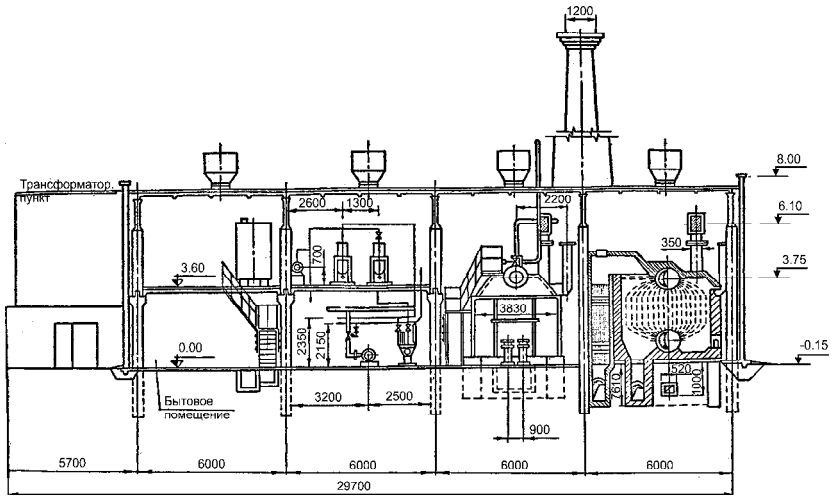


Рис. 1.3. Продольный разрез котельной с двумя котлами ДКВР-4-13

Котельной называется комплекс устройств и механизмов для превращения химической энергии органического топлива в тепловую энергию. Котельная включает в себя несколько котельных установок, дымовую трубу для отвода дымовых газов в атмосферу, теплообменники, деаэратор, баки, насосы (питательные, сетевые, подпиточные и другие), разные вспомогательные устройства и машины, предназначенные для обеспечения длительной и надежной работы котельных агрегатов, в том числе и приборов, позволяющих контролировать ход процессов в котельном агрегате. В котельной также имеются помещения для различных вспомогательных служб и мастерских. Для удаления очаговых остатков топлива и золы из дымовых газов при сжигании твердого топлива в котельных имеются системы шлако- и золоудаления.

Снабжение котельной топливом может осуществляться различными путями: по трубопроводам, по железной дороге и автотранспортом. На территории котельной обычно проложены трубопроводы, подводящие природный газ к котельным агрегатам, и газорегуляторные пункты (ГРП) для приема, очистки и снижения давления газа перед котлами. При использовании жидкого топлива, подаваемого в железнодорожных или автомобильных цистернах, на территории котельной предусмотрены устройства для приемки, разгрузки, слива, хранения и подачи жидкого топлива по емко-

стям, аппараты для подогрева, фильтрации и транспортировки в котельную.

На территории котельной также располагаются склады для хранения материалов и запасных частей, необходимых при эксплуатации и ремонте оборудования; устройства для приемки и преобразования электрической энергии, потребляемой котельной. На территории котельной регламентировано устройство проездов и площадок разного назначения, зеленой зоны для защиты окружающего пространства.

Теплогенераторы с давлением выше 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2) и температурой выше 115 °С подлежат регистрации в государственной организации, контролирующей правильность конструкции котельного агрегата, соответствие установленным правилам и нормам оборудования и здания котельной и соблюдение обслуживающим персоналом Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов Госгортехнадзора РФ [11]. Размеры зданий котельных, проходы между стенами и оборудованием, материалы, из которых они выполняются, определяются Правилами и нормами Госгортехнадзора РФ.

Эффективность работы котельных во многом определяется правильностью выбора метода сжигания топлива, совершенством оборудования и приборов, своевременностью и качеством проведения пусконаладочных работ, квалификацией обслуживающего персонала и др.

1.3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАБОТЫ ТЭЦ

Для комбинированного производства тепловой и электрической энергии применяют теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), работающие на органическом топливе, с различными схемами использования паровой турбины. На рис. 1.4 приведена принципиальная тепловая схема ТЭЦ.

Питательная вода после системы подготовки *18* (умягчения, деаэрации) питательным насосом *1* подается в водяной экономайзер *2*, где нагревается за счет теплоты уходящих топочных газов, а затем идет в паровой котел *3*, где вырабатывается сухой насыщенный пар, который затем проходит через пароперегреватель *4* и разделяется на два потока.

Одна часть пара (≈ 60 %) по паропроводу *5* идет в паровую турбину *6*, где энергия пара вначале переходит в механическую энергию вращения турбины, а затем в электрическую энергию в электрогенераторе *7*, который соединен с турбиной на одной оси. Остаточный пар из паровой турбины проходит через конденсатор *8*, где охлаждается до состояния жидкости (конденсата), и идет в обратную магистраль *9*.

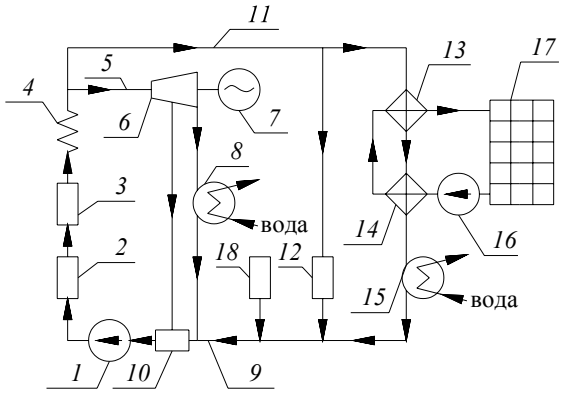


Рис. 1.4. Принципиальная тепловая схема ТЭЦ:

1 – питательный насос; *2* – водяной экономайзер; *3* – паровой котел; *4* – пароперегреватель; *5*, *11* – паропровод; *6* – паровая турбина; *7* – электрогенератор; *8*, *15* – конденсатор; *9* – обратная магистраль; *10* – регенеративный подогреватель; *12* – технологическое производство; *13*, *14* – паровые подогреватели; *16* – сетевой насос; *17* – потребитель теплоты; *18* – система подготовки воды

Другая часть пара (≈ 40 %) по паропроводу *11* подводится к технологическому производству *12* и к паровым сетевым водонагревателям *13*, *14*. Конденсат от технологического производства и конденсатора *15* также возвращается в обратную магистраль *9*.

Работа теплосети. Обратная сетевая вода насосом *16* прокачивается через паровые сетевые подогреватели воды *14* и *13* и направляется к потребителю *17* на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.

Для повышения КПД паросиловой установки используют регенеративный подогреватель *10*, где производится нагрев воды (конденсата) за счет отбора пара из отдельных ступеней паровой турбины *6*.

1.4. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАБОТЫ АТЭЦ

Ядерное (расщепляющееся) топливо – вещество, способное выделить значительное количество тепловой энергии за счет торможения продуктов деления тяжелых ядер химических элементов при взаимодействии их с нейтронами. В энергетике в качестве ядерного топлива используют природный изотоп уран-235 (^{235}U), искусственные изотопы уран-233 (^{233}U) и плутоний-239 (^{239}Pu). Основная руда, из которой получают уран, – урановая смолка U_3O_8.

Чтобы реакция деления ядер началась, нейтронам необходимо преодолеть определенный энергетический барьер, т.е. иметь энергию выше энергии активации реакции деления. В процессе деления образуются новые нейтроны, которые могут быть использованы для обеспечения самоподдерживающейся цепной реакции деления. Установлено, что ядра с нечетным числом нейтронов: уран-235, уран-233, плутоний-239, при захвате нейтрона делятся под действием медленных (тепловых) нейтронов, а ядра с четным числом нейтронов: уран-238, торий-232, делятся под действием быстрых нейтронов. Энергия теплового нейтрона составляет 0,03…0,5 эВ (1 эВ = $1{,}602 \cdot 10^{-19}$ Дж), а быстрого нейтрона – 10^5 эВ. Однако в результате деления любого ядерного топлива (с четным и нечетным числом нейтронов) образуются преимущественно быстрые нейтроны. Чтобы снизить энергию быстрых нейтронов и тем самым обеспечить их участие в реакции деления, организуют их замедление. В качестве замедлителя используют обычную воду H_2O, графит C, реже тяжелую воду D_2O и бериллий Be. В результате цепной реакции деления ядер топлива кинетическая энергия быстрых нейтронов, попадающих в вещество замедлителя, трансформируется в тепловую энергию теплоносителя. Так 1 кг ядерного топлива обеспечивает реализацию тепловой мощности в 2 МВт в течение года.

Ядерное топливо применяют для комбинированного производства тепловой и электрической энергии на атомных теплоэлектроцентралях (АТЭЦ) с различными контурами циркуляции. На рис. 1.5 приведена принципиальная трехконтурная тепловая схема АТЭЦ с подачей теплоты от реакторного теплоносителя в теплофикационный контур.

Контур 1. В атомном реакторе *1* образуется значительная тепловая энергия, которая позволяет нагреть теплоноситель до высоких параметров ($t \approx 450$ °C). Из атомного реактора высокотемпературный теплоноситель циркуляционным насосом *2* подается в атомный парогенератор *3*. Поверхность нагрева парогенератора представляет собой систему змеевиков *4* малого диаметра, внутри которых при высоком давлении течет теплоноситель. Поверхность нагрева помещена в вертикальный или горизонтальный корпус, куда питательным насосом *5* подводится другой теплоноситель – вода, которая нагревается до кипения, в результате чего в парогенераторе образуется водяной пар.

Так для парогенератора ВВЭР-1000: паропроизводительность составляет 1469 т/ч, давление насыщенного пара – 6,4 МПа, длина корпуса – 15 м, внутренний диаметр корпуса – 4 м, поверхность нагрева змеевиков – 5200 м^2, число трубок змеевиков – 15 648 шт., диаметр трубок змеевиков – 12 мм, средняя длина трубок – 8,9 м, скорость теплоносителя в трубках – 4,9 м/с.

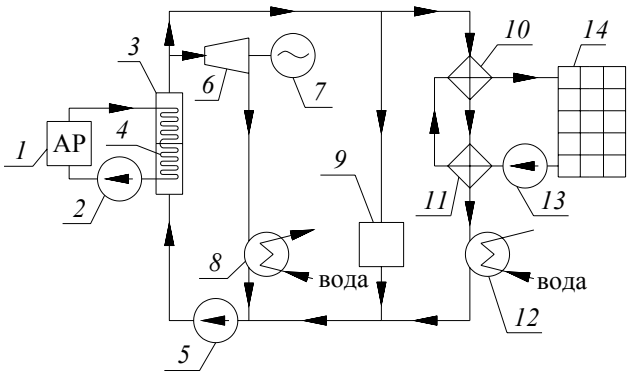


Рис. 1.5. Принципиальная тепловая схема АТЭЦ:
1 – атомный реактор; *2* – циркуляционный насос; *3* – парогенератор;
4 – змеевики парогенератора; *5* – питательный насос; *6* – паровая турбина;
7 – электрогенератор; *8*, *12* – конденсатор;
9 – технологическое производство; *10*, *11*– паровые подогреватели;
13 – сетевой насос; *14* – потребитель

Контур 2. Из парогенератора одна часть сухого насыщенного пара по паропроводу идет в паровую турбину *6*, где потенциальная энергия пара вначале переходит в механическую энергию вращения турбины, а затем в электрическую энергию в электрогенераторе *7*, который соединен с турбиной на одной оси. Остаточный пар из паровой турбины проходит через конденсатор *8*, где охлаждается до состояния жидкости (конденсата), и идет в обратную магистраль к питательному насосу *5*.

Другая часть пара из парогенератора по паропроводу подводится к технологическому производству *9* и к паровым сетевым водонагревателям *10* и *11*. Конденсат от технологического производства и конденсатора *12* также возвращается в обратную магистраль к питательному насосу *5*, откуда вода вновь нагнетается в парогенератор *3*.

Контур 3. Обратная сетевая вода насосом *13* прокачивается через паровые сетевые подогреватели воды *11* и *10* и по подающему трубопроводу направляется к потребителю *14* на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.

1.5. ЭЛЕКТРОДНЫЕ КОТЛЫ

Электродные паровые и водогрейные котлы работают по принципу прямого преобразования электрической энергии в тепловую энергию теплоносителя и применяются для теплоснабжения предприятий, отопления и горячего водоснабжения зданий и сооружений. Преимущества электроэнергии – мобильность, широкие возможности автоматизации процесса нагрева воды или получения пара, простота конструктивного исполнения электроотопительных приборов, возможность точного поддержания температурного режима в отапливаемых помещениях и экономия в связи с этим первичных энергетических ресурсов. Технические характеристики паровых и водогрейных электродных котлов приведены в [12, табл. 8.68, 8.69] и [8, табл. 14].

Электрическая схема включения паровых и водогрейных котлов имеет автоматический выключатель (АВ) для защиты от перегрузок и коротких замыканий; контактор (К) для коммутации цепи подключения электродного котла; трансформаторы тока (ТТ), а также амперметры и вольтметр, предназначенные для контроля токов нагрузки и контроля напряжения питания. Каждый котел имеет защиты, действующие на отключение его от электрической сети при однофазных или междуфазных коротких замыканиях без выдержки времени и перегрузке по току на 15 % от номинальной нагрузки. Защита котлов от превышения давления осуществляется двумя предохранительными клапанами.

Условные обозначения электродного котла: числитель – номинальная электрическая мощность, кВт; знаменатель – номинальное напряжение пи-

тающей сети, кВ (например, обозначение КЭПР-250/0,4 расшифровывается: котел электродный паровой регулируемый мощностью 250 кВт, номинальным напряжением питающей сети 0,4 кВ).

Электродные водогрейные котлы предназначены для выработки горячей воды. На рис. 1.6 приведена принципиальная схема электродного водогрейного регулируемого котла с плоскими электродами.

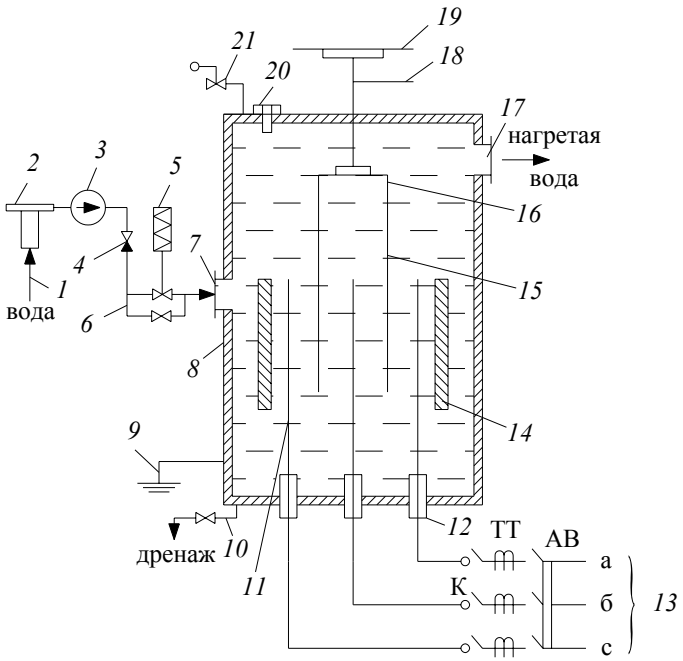


Рис. 1.6. Принципиальная схема электродного водогрейного котла:
1 – водопровод; *2* – фильтр-отстойник; *3* – питательный насос;
4 – клапан обратный проходной; *5* – электромагнитный клапан;
6 – байпас; *7* – входной патрубок воды; *8* – цилиндрический корпус;
9 – заземление; *10* – дренажная линия; *11* – фазные электроды;
12 – проходные изоляторы; *13* – трехфазная электрическая сеть;
14 – защитные пластины; *15* – диэлектрические пластины (антиэлектроды);
16 – крестовина; *17* – выходной патрубок горячей воды;
18 – шток; *19* – штурвал; *20* – термореле;
21 – предохранительный клапан

Вода из водопровода проходит фильтр, где удаляются механические и грубодисперсные примеси, и питательным насосом подводится через входной патрубок внутрь цилиндрического корпуса. В днище корпуса всех водогрейных котлов через проходные изоляторы устанавливаются фазные электроды – плоские или кольцевые электроды, или цилиндрические стержни определенных размеров, длины и диаметра, к которым по токоведущим шпилькам подводится напряжение трехфазной электрической сети. Вода, заполняющая межэлектродные пространства, образует активные электрические сопротивления, включенные по схеме «треугольник».

Трехфазные электродные водогрейные котлы напряжением 0,4 кВ выполняются с пластинчатыми электродами и наиболее приемлемы для воды с низкой удельной электропроводностью. Электродные водогрейные котлы на напряжение 6…10 кВ изготовляются с цилиндрическими или кольцевыми электродами и применяются при высоком удельном сопротивлении воды. Регулирование мощности электродных котлов осуществляется изменением протекающего через воду электрического тока. Мощность электродных водогрейных котлов рассчитана на определенное удельное сопротивление воды при 20 °С. При нагреве воды с удельным сопротивлением, отличающимся от расчетного (при 20 °С), фактическая мощность электродного котла будет определяться, Вт:

$$N_{\text{факт}} = N_{\text{ном}} \frac{\rho_{\text{расч}}}{\rho_{\text{факт}}},$$

где $N_{\text{факт}}$, $N_{\text{ном}}$ – фактическая и номинальная мощности котла, Вт; $\rho_{\text{расч}}$, $\rho_{\text{факт}}$ – расчетное и фактическое удельные сопротивления воды, Ом · м.

В *электродных котлах с плоскими электродами* нагрев воды происходит при ее движении между плоскими электродными пластинами. Мощность котла регулируется штурвалом путем вертикального перемещения диэлектрических пластин (антиэлектродов), собранных в пакет и входящих в зазоры между плоскими электродными пластинами.

В *электродных котлах с кольцевыми электродами* внутри корпуса между днищем и диафрагмой установлены три фторопластовые камеры с отверстиями в нижней части для подвода воды в межэлектродное пространство. В камерах размещены фазные и нулевые электроды, выполненные из концентрических стальных колец, соединенных сваркой. Нулевые электроды расположены над фазными электродами и жестко закреплены на подвеске, связанной с электроприводом. Мощность котла регулируется изменением расстояния между фазным и нулевым электродами и осуществляется электроприводом. Минимальный зазор между электродами устанавливается расчетом.

В *электродных котлах с цилиндрическими электродами* каждый цилиндрический фазный электрод коаксиально окружен нулевым электродом. Все нулевые электроды приварены к диафрагме, которая разделяет внутренний объем котла на две части между входным и выходным патрубками и направляет поток воды в кольцевые зазоры между фазными и нулевыми электродами, в которых происходит ее нагрев. Мощность котла регулируется вертикальным перемещением фторопластовых экранов, расположенных коаксиально относительно фазных и нулевых электродов, которые жестко закреплены на крестовине, связанной с электроприводом. Перемещение фторопластовых экранов относительно фазных электродов изменяет их активную площадь и, как следствие, мощность котла.

Электродные паровые котлы предназначены для выработки насыщенного пара давлением до 0,6 МПа (6 кгс/см^2) и снабжения промышленных, сельскохозяйственных и бытовых объектов. В паровом электродном котле теплота, выделяющаяся при протекании электрического тока через воду, представляющую активное сопротивление, идет на ее нагрев и испарение. Конструкция электродного парового регулируемого котла на напряжение 0,4 кВ показана на рис. 1.7 и предусматривает автоматическое регулирование паропроизводительности и электрической мощности котла в заданном режиме.

Вода из водопровода *1* проходит фильтр *2*, где удаляются механические и грубодисперсные примеси, и питательным насосом *3* подводится через входной патрубок *7* внутрь поплавкового регулятора уровня воды *8*. Поплавковый регулятор уровня *8* представляет сосуд, соединенный двумя патрубками *11* с водным пространством вытеснительной камеры *21* электродного котла. В съемном днище регулятора уровня имеются патрубки для автоматической и ручной подпитки. Полый поплавок *9* через шток и кулису соединен с краном *10* на патрубке автоматической подпитки. При автоматической подпитке открыт клапан автоматической подпитки на питательном трубопроводе *7*, а клапан ручной подпитки закрыт, в результате вода через нижний патрубок *11* поступает в корпус регулятора уровня *8* и водный объем вытеснительной камеры *21*. При достижении уровня воды в котле положения, превышающего верхний уровень затопления фазовых электродов *15* на 100 мм, поплавок *9* через шток с кулисой перекрывает кран *10*, прекращая подачу воды в котел. Поплавковый регулятор уровня обеспечивает номинальный расход питательной воды при полностью затопленных электродах. В случае выхода из строя поплавкового регулятора уровня временная работа котла возможна при ручном регулировании подачи воды через патрубок ручной подпитки.

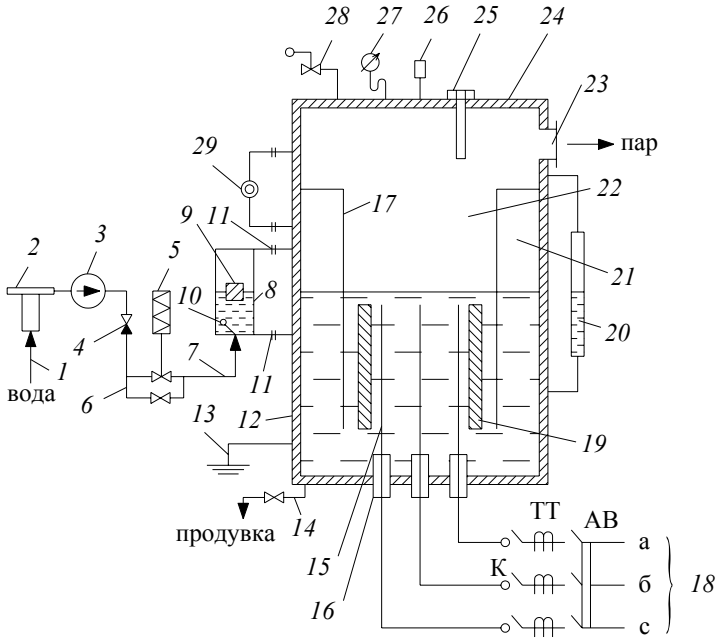


Рис. 1.7. Принципиальная схема электродного парового регулируемого котла:

1 – водопровод; *2* – фильтр-отстойник; *3* – питательный насос; *4* – клапан обратный проходной; *5* – электромагнитный клапан; *6* – байпас; *7* – входной патрубок воды; *8* – поплавковый регулятор уровня воды; *9* – поплавок; *10* – кран автоматической подпитки; *11* – патрубки; *12* – цилиндрический корпус; *13* – заземление; *14* – продувочная линия; *15* – фазные плоские электроды; *16* – проходные изоляторы; *17* – цилиндрическая обечайка; *18* – трехфазная электрическая сеть; *19* – диэлектрические пластины; *20* – указатель уровня воды; *21* – вытеснительная камера; *22* – парогенерирующая камера; *23* – пароотводящий патрубок; *24* – крышка; *25* – электродный датчик предельного уровня воды; *26* – воздушник; *27* – манометр; *28* – предохранительный клапан; *29* – регулятор температуры

В цилиндрическом корпусе *12* коаксиально установлена цилиндрическая обечайка *17*, образующая внутри котла две камеры – вытеснительную *21* и парогенерирующую *22*.

Парогенерирующая и вытеснительная камеры в нижней части котла сообщаются по воде, а в верхней части камеры разделены цилиндрической обечайкой *17* и связаны по пару только через регулятор температуры *29*. Уровень воды в котле контролируется по указателю уровня *20.* В парогенерирующей камере расположен пакет плоских электродов *15*, на которые по токоведущим шпилькам через проходные изоляторы *16* в днище подается напряжение трехфазной электрической сети *18*. Крайние пластины пакета электродов изолированы снаружи диэлектрическими пластинами *19* для исключения несимметричной нагрузки по фазам. Вода, заполняющая межэлектродные пространства, образует активные электрические сопротивления, включенные по схеме «треугольник». В случае питания котла водой с низким удельным сопротивлением система электродов выполняется из трех цилиндрических стержней. Пар вырабатывается в парогенерирующей камере *22*, а отбор пара производится из пароотводящего патрубка *23*.

На крышке *24* электродного парового котла установлены приборы:

- электродный датчик уровня *25*, который защищает котел от перепитки водой и подает сигнал соответствующему исполнительному механизму на прекращение подачи питательной воды при достижении предельного допустимого уровня воды в котле;
- воздушник *26*, для выпуска воздуха при пуске котла;

- манометр *27*, для измерения давления пара в котле;
- предохранительные клапаны *28*, для предохранения котла от предельного допустимого давления пара.

Регулятором температуры *29* задается требуемое рабочее давление сухого насыщенного пара. В случае повышения давления пара в котле свыше установленного значения, увеличивается и температура пара, что приводит к закрытию клапана-регулятора, при этом перекрывается связь парогенерирующей камеры с паровым объемом вытеснительной камеры. В результате давление пара в паровом объеме парогенерирующей камеры повышается по сравнению с давлением вытеснительной камеры. Это влечет за собой вытеснение котловой воды из парогенерирующей камеры в вытеснительную, а также снижение уровня воды в электродной системе, что приводит к уменьшению электрической мощности котла и его паропроизводительности. При снижении давления пара в котле ниже установленного значения регулятор температуры открывает связь парогенерирующей и вытеснительной камер по пару, из-за чего давление в них выравнивается, котловая вода перетекает в парогенерирующую камеру, увеличивая уровень погружения электродов, возвращая котел в заданный режим работы.

1.6. ГЕЛИОУСТАНОВКИ

Основные положения лучистого теплообмена

Все тела непрерывно посылают в окружающее их пространство электромагнитные волны различной частоты (длины). Большинство твердых и жидких тел излучают энергию всех длин волн в интервале от нуля до бесконечности, т.е. имеют сплошной спектр излучения. Газы испускают энергию только в определенных интервалах длин волн и имеют селективный спектр излучения. Твердые тела излучают и поглощают энергию поверхностью – поверхностное излучение, а газы объемом – объемное излучение.

Излучение волн любой длины всегда превращается (трансформируется) в тепловую энергию. Длина волны электромагнитного излучения λ, мкм (микрометр – 10^{-6} м), находится в пределах: для ультрафиолетовых – 0,02…0,4; видимых (световых) – 0,4…0,8; тепловых (инфракрасных) – 0,8…800 мкм. Но для световых и инфракрасных (тепловых) лучей с длиной волны от 0,4 до 800 мкм это превращение выражено наиболее сильно, и эти лучи называют *тепловыми*, а процесс их распространения – *тепловым излучением* или *радиацией*.

Тепловое излучение свойственно всякому телу, если его абсолютная температура отлична от нуля. Инфракрасное (температурное) излучение определяется тепловым состоянием тела – его температурой. Интенсивность теплового излучения резко увеличивается с ростом температуры. В определенных условиях температура достигает порядка 600 °С и выше, и превалирующим видом теплообмена (по сравнению с конвекцией) является радиация. Свое преимущество она сохраняет и для низких температур при соответствующем расположении поверхностей, обменивающихся лучистой теплотой. При лучистом теплообмене все тела излучают энергию друг на друга. В результате баланса теплоты лучистая энергия всегда переносится от тел с более высокой температурой к телам с меньшей температурой. Наиболее интенсивна передача теплоты радиацией в условиях вакуума или разрежения.

Интегральный или полный лучистый поток, излучаемый с единицы поверхности тела по всем направлениям полусферического пространства, называется *плотностью потока интегрального излучения*, *или излучательной способностью*, Вт/м^2:

$$E = \frac{dQ}{dF}, \quad \text{откуда} \quad Q = \int_{(F)} E dF .$$

Если излучательная способность E одинакова для всех элементов поверхности F, то $Q = EF$. В этом случае излучательная способность тела E численно равна количеству энергии (Дж), выделяемой с единицы поверхности (м^2) в единицу времени (с): Дж/(м^2·с) = Вт/м^2.

Каждое тело не только излучает, но и поглощает лучистую энергию. Если тепловой луч на своем пути встречает какое-нибудь тело с площадью поверхности $F = 1$, то из всего общего количества падающей на тело лучистой энергии – $E_о$ ($Q_о$), часть ее отражается в окружающее пространство – $E_{от}$ ($Q_{от}$), некоторая доля энергии, проникающей в тело, поглощается – $E_{пог}$ ($Q_{пог}$) и трансформируется в тепловую энергию, а остальная часть проходит сквозь тело и через окружающее пространство – $E_{пр}$ ($Q_{пр}$), после чего попадает на другие тела.

Таким образом, падающий на тело лучистый поток может быть разделен на три части: отраженную, поглощенную и пропущенную. Следовательно: $E_о = E_{от} + E_{пог} + E_{пр}$ или $Q_о = Q_{от} + Q_{пог} + Q_{пр}$.

Для количественной оценки каждой части E (Q) вводят понятия:

- отношение отраженной энергии к энергии, падающей на поверхность тела, называют *отражательной* способностью тела: $R = Q_{от} / Q_о$;
- отношение поглощенной энергии к падающей энергии называют *поглощательной* способностью тела: $A = Q_{пог} / Q_о$;
- отношение энергии, прошедшей сквозь тело, к падающей энергии называют *пропускательной* способностью тела: $D = Q_{пр} / Q_о$.

В соответствии с законом сохранения энергии: $R + A + D = 1$.

Если $R = 1$, то $A = D = 0$. Это означает, что вся падающая лучистая энергия полностью отражается телом. Когда отражение правильное и определяется законами геометрической оптики, тела называются *зеркальными*, а в случае диффузного отражения – *абсолютно белыми*.

Если $A = 1$, то $R = D = 0$. Это означает, что все падающее излучение поглощается телом и такие тела называются *абсолютно черными*.

Если $D = 1$, то $A + R = 0$. Это означает, что вся падающая энергия проходит сквозь тело и такие тела называют *прозрачными или диатермичными.* К ним можно отнести не запыленный сухой воздух, одноатомные и двухатомные газы (азот, кислород, водород).

В природе «абсолютных» тел не существует, хотя имеются близкие. Например, моделью абсолютно черного тела может служить отверстие в стенке полого тела (шара), в котором энергия попадающего в него луча полностью поглощается стенками. Нефтяная сажа поглощает до 96 % падающей энергии, а шероховатый лед или иней – до 98 %. Почти все тепловые лучи отражает тщательно отполированная медь.

В природе подавляющее большинство твердых тел и жидкостей непрозрачно, для них пропускательная способность $D = 0$, а сумма поглощательной и отражательной способностей $A + R = 1$. Эти тела называют *серыми или атермичными*. Если серое тело хорошо поглощает лучистую энергию, то оно плохо отражает эту энергию, и наоборот.

Наиболее интенсивно поглощают энергию твердые тела, слабее – жидкости. Для приближения твердых серых тел к черным их поверхность часто покрывают нефтяной сажей, лаком или краской. Однако поглощательная способность тел в инфракрасном диапазоне излучения определяется не столько цветом, сколько качеством или состоянием (шероховатостью) поверхности.

Среда, сквозь которую проходит лучистая энергия, по-разному поглощает и, следовательно, пропускает излучение. Трехатомные газы (углекислый и сернистый газ, водяные пары) пропускают тепловые лучи только в узком диапазоне длин волн. Сухой воздух практически прозрачен для тепловых лучей, однако при наличии в нем влаги, пара (тумана) он становится средой, заметно поглощающей. Поглощение и рассеяние излучения имеют место в запыленных или сажистых газах.

Поглощательная и пропускательная способности тел и сред зависят от спектра излучения. Например, кварц прозрачен для световых и ультрафиолетовых лучей, но непрозрачен для тепловых лучей. Каменная соль прозрачна для тепловых лучей и непрозрачна для ультрафиолетовых лучей. Оконное стекло прозрачно только для световых лучей, а для инфракрасных и ультрафиолетовых оно почти не прозрачно.

Закон теплового излучения Кирхгофа. Немецкий физик Густав Роберт Кирхгоф (1824 – 1887 гг.) установил в 1859 г. соотношение между излучательной и поглощательной способностями тел: в условиях термодинамического равновесия отношение излучательной способности E к поглощатель-

ной A для всех тел одинаково и равно излучательной способности абсолютно черного тела при той же температуре

$$\left(\frac{E_1}{A_1}\right)_T = \left(\frac{E_2}{A_2}\right)_T = \left(\frac{E_3}{A_3}\right)_T = (E_0)_T .$$

Абсолютно черное тело обладает предельными свойствами как в отношении поглощения падающей на него энергии, так и испускаемой им же самим. Абсолютно черное тело поглощает всю падающую энергию независимо от ее спектрального состава и испускает энергию по всем без исключения длинам волн и причем максимально возможное количество при данной температуре.

Для полного спектра лучеиспускательная способность каждого тела E равна произведению полного коэффициента поглощения A этого тела на лучеиспускательную способность абсолютно черного тела E_0 при той же температуре

$$E = (AE_0)_T \quad \text{или} \quad A = (E/E_0)_T.$$

Таким образом, чем больше тело излучает, тем больше оно и поглощает, или излучательная способность тела прямо пропорциональна поглощательной при той же температуре.

Для большинства твердых (серых) тел вместо поглощательной способности оперируют понятием степени черноты реального тела.

Под *степенью черноты реального тела* ε понимают отношение излучательной способности данного тела E к излучательной способности абсолютно черного тела E_0 при той же температуре: $\varepsilon = (E/E_0)_T$.

Сравнивая закон Кирхгофа $A = (E/E_0)_T$ и степень черноты реального тела $\varepsilon = (E/E_0)_T$, видим, что степень черноты реального тела ε то же самое, что и поглощательная способность тела: $\varepsilon = A$. Полная степень черноты ε характеризует суммарное лучеиспускание реального тела. Степень черноты тел меняется от 0 (для абсолютно белых) до 1 (для абсолютно черных тел).

Что касается определенного интервала длин волн реальных тел, то следует отметить: для монохроматического излучения в условиях термодинамического равновесия тела $\varepsilon_\lambda = A_\lambda$. *Если* $A_\lambda = 0$ *и реальное тело не поглощает излучения данной длины волны (например, красное стекло не поглощает красные лучи), то такое тело и не способно испускать соответствующего излучения. Поэтому красное стекло, не поглощая красных лучей (прозрачно для них), не может оставаться красным при нагреве до состояния свечения; оно дает зеленый цвет. По такой же причине идеальный монохроматический фильтр не может быть источником излучения, которое он сквозь себя свободно пропускает. Абсолютная прозрачность в интервале длин волн от* λ *до* $\lambda + \mathrm{d}\lambda$ *обусловливает неспособность испускать лучистую энергию в этом интервале.*

Степень черноты полного излучения тел ε характеризует суммарное лучеиспускание реального тела, определяется экспериментально, и для большинства материалов ее значения табулированы и приведены в таблицах [19, 20]. Необходимо учитывать, что степени черноты тел ε и A зависят от температуры: для металлов они возрастают с повышением температуры, а для неметаллов – понижаются.

Наиболее существенно на ε и A влияет шероховатость поверхности, поэтому различают степень черноты металла как вещества (шероховатое или окисленное) и металла после его обработки или полировки, когда степень черноты имеет порядок сотых долей единиц. Для шероховатых поверхностей при загрязнении или наличии на поверхности оксидной пленки значения ε увеличиваются в несколько раз. Например, медь окисленная имеет $\varepsilon = 0{,}6\ldots0{,}8$; медь слегка полированная – $\varepsilon = 0{,}12$; а медь тщательно полированная имеет $\varepsilon = 0{,}02$.

Степень черноты ε также значительно зависит и от состояния поверхности тела. Покрытие гладкой поверхности металла одинарным тонким

слоем прозрачного для света лака может привести к многократному увеличению ε. Необходимо помнить, что видимая окраска поверхности тела в отраженных лучах света не дает никакого представления о степени черноты ε, характеризующей в основном невидимое инфракрасное излучение. Например, бумага, фарфор, асбест, кирпич имеют ε порядка 0,7…0,9, тогда как глазом они воспринимаются как белые тела. Аналогично, лак черный матовый имеет ε = 0,96, а лак белый – 0,9; сажа – 0,95, а гладкое стекло – 0,94; вода – 0,9, а снег (при отрицательных температурах) – 0,82; краска черная глянцевая – 0,9, а краска белая масляная и различных цветов – 0,92…0,96.

Белая по цвету поверхность хорошо отражает лишь световые лучи, что используется для различных объектов и сооружений, где инсоляция нежелательна. Тепловые же лучи невидимого инфракрасного излучения воспринимают поверхность тел только по состоянию ее шероховатости, но не цвета; точно так же как и глаз не «видит» инфракрасное излучение, но воспринимает всю гамму световых лучей. Следовательно, цвет поверхности тела (его окраска) существенно влияет на поглощение и излучение только видимых лучей в соответствующем интервале длин световых волн.

Солнечная энергия

Солнце – возобновляемый источник энергии, который излучает в космическое пространство электромагнитные волны. Солнечные лучи несут громадное количество энергии, отражающейся от атмосферы и поверхности Земли в космос и в меньшем количестве идущей на нагрев Земли, образование биомассы и преобразование в энергию ветра, приливов, морских и океанских течений и волн. Естественно, что со световыми лучами поступает тепловая энергия, которая, в частности, используется в различных гелиотехнологических, солнечных и опреснительных установках, теплицах, сушилках и солнечных прудах.

Плотность теплопритока неодинакова на различных широтах Земли, в различные сезоны года и периоды суток. В субтропиках и пустынях ее среднегодовое значение составляет 210...250 Вт/м^2, в центральной части Европы – 130...210 Вт/м^2, а на ее севере – 80...130 Вт/м^2.

Мощность гелиоустановок зависит от метеоусловий и неравномерности солнечного цикла: если облака закрывают Солнце, то выработка энергии уменьшается; ночью они не работают; зимой их производительность падает, а ведь в эти периоды времени потребность в тепловой энергии наибольшая. Разработка необходимых режимов эксплуатации систем теплоснабжения требует применения специальных технических устройств – коллекторов, концентраторов, аккумуляторов, необходимых для сбора и повышения потенциала солнечной энергии, а также резервирования солнечной энергии в другие виды: тепловую, механическую или электрическую.

Коллектор солнечной энергии

Коллектор солнечной энергии (КСЭ) предназначен для улавливания энергии светового излучения, преобразования в тепловую энергию и передачи промежуточному теплоносителю. Улавливание солнечной энергии в коллекторе основано на способности веществ и материалов, таких как стекло, полимерные пленки, воды, пропускать световые лучи. Солнечная энергия в основном переносится световыми лучами, для которых указанные материалы практически прозрачны. Наибольшее применение имеет плоский коллектор солнечный энергии, представленный на рис. 1.8.

Тепловой поток энергии, подводимой к КСЭ солнечными лучами

$$Q_{\text{о}} = q_{\text{л}} F,$$

где $q_{\text{л}}$ – суммарная солнечная радиация (прямая и рассеянная) на горизонтальную поверхность КСЭ, МДж/м^2, при безоблачном небе и в зависимости от географической широты определяется по [16, табл. 4]; F – площадь тепловоспринимающей поверхности коллектора, м^2.

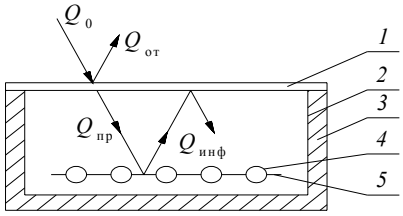


Рис. 1.8. Схема коллектора солнечной энергии (КСЭ):
1 – светопрозрачная панель (стекло);
2 – корпус; *3* – теплоизоляция;
4 – трубки для теплоносителя;
5 – лучепоглощающая поверхность (абсорбер)

Лучи инфракрасного диапазона излучения ($Q_{от}$) отражаются от панели *1*, а солнечная энергия светового диапазона излучения ($Q_{пр}$) беспрепятственно проходит через светопрозрачную панель (стекло) *1*, прозрачную среду КСЭ и попадают на лучепоглощающую поверхность абсорбера *5*. Если учесть, что солнечная энергия в основном переносится световыми лучами, то пропускательная способность $D = Q_{пр} / Q_о$, а количество теплоты, прошедшее через среду КСЭ, $Q_{пр} = DQ_о$.

Абсорбером называют совокупность лучепоглощающей поверхности *5* и трубок *4*, по которым проходит жидкий (вода) или газообразный (воздух) теплоноситель, отводящий теплоту к потребителю. На абсорбере солнечная энергия световых лучей трансформируется в тепловую энергию, которая в большей части передается теплоносителю и в меньшей части отражается внутрь КСЭ. При обратном излучении энергия переносится в основном инфракрасными (тепловыми) лучами $Q_{инф}$, для которых стекло *1* и полимерные материалы КСЭ непрозрачны, а теплота обратного инфракрасного излучения, отражаясь от панели, остается внутри коллектора. Таким образом, коллектор работает как ловушка солнечной энергии: впускает энергию светового излучения Солнца и не выпускает наружу энергию инфракрасного излучения.

Поверхность абсорбера должна иметь как высокую поглощательную способность световой энергии $A_{абс}$, так и низкую степень черноты $\varepsilon_{абс}$ в диапазоне инфракрасного излучения. Наивысшие значения поглощательной способности имеют поверхности, окрашенные в черный цвет. Для них $A_{абс}$ доходит до 0,95. Но эти покрытия шероховаты, и степень их черноты, определяющая интенсивность инфракрасного излучения, велика. Поэтому такой абсорбер, поглощая большую долю падающей на него энергии световых лучей, будет терять и значительное количество теплоты, излучая его в виде инфракрасных лучей. Коэффициенты поглощения солнечной радиации *A* для отдельных материалов составляют: бетон – 0,54…0,65; алюминий чистый – 0,22; алюминий окисленный – 0,54; железо кровельное черное – 0,9; железо эмалированное белое – 0,32; железо оцинкованное – 0,68…0,79; краска масляная (разных цветов) – 0,52…0,91.

Поглощательная способность абсорбера $A_{абс} = Q_{абс} / Q_{пр}$.

Количество теплоты, воспринимаемое абсорбером $Q_{абс} = A_{абс} Q_{пр}$.

Для снижения степени черноты $\varepsilon_{абс}$ на поверхность абсорбера наносят селективные покрытия. Селективные покрытия представляют собой тонкие пленки из черного хрома или черного никеля на металлической подложке.

Селективные покрытия обладают различными оптическими характеристиками по отношению к световым и инфракрасным лучам. Из-за малой толщины слоя (меньшей, чем длина волны инфракрасных лучей) селективная пленка прозрачна для теплового излучения. В области инфракрасных лучей излучательная способность селективных пленок очень низка, а отражательная способность высока. Поэтому при нанесении селективной пленки на поверхность абсорбера его степень черноты $\varepsilon_{абс}$ будет равна степени черноты полированной металлической подложки $\varepsilon_{сел}$.

Степень селективности абсорбера с пленкой оценивается отношением $A_{абс} / \varepsilon_{сел}$. Наилучшие результаты имеют селективные пленки с черным хромом на алюминиевой фольге ($A_{абс} = 0{,}964$; $\varepsilon_{сел} = 0{,}023$) и черным никелем на никелевой подложке ($A_{абс} = 0{,}96$; $\varepsilon_{сел} = 0{,}11$). На внутреннюю поверхность стекол также наносят селективную пленку, обладающую хорошей отражательной способностью по отношению к инфракрасным (тепловым) лучам, излучаемым от абсорбера. Нанесение селективных пленок обеспечивает значительное повышение КПД КСЭ: так, при однослойном

остеклении изменение степени селективности от 1 до 12 приводит к увеличению КПД КСЭ от 45 до 60 %.

Оптическим КПД КСЭ называется произведение

$$\eta_{опт} = DA_{абс}.$$

Оптический КПД коллектора показывает, какая часть солнечной энергии, подведенной на панель коллектора, воспринимается поверхностью абсорбера за счет пропускательной (D) способности КСЭ и поглащательной ($A_{абс}$) способности абсорбера.

По абсорберу проходит жидкий или газообразный теплоноситель, который воспринимает всю лучистую энергию (световую и тепловую) и отводит эту теплоту к потребителю системы теплоснабжения. Количество этой полезной теплоты $Q_т$, отнесенное к единице времени, определяет *теплопроизводительность солнечного коллектора*, кВт

$$Q_т = G_т c_т (T_{2к} - T_{1к}),$$

где $G_т$ – массовый расход теплоносителя, кг/с; $c_т$ – удельная массовая теплоемкость теплоносителя, кДж/(кг·К); $T_{1к}$ и $T_{2к}$ – начальная и конечная температуры теплоносителя, °С или К.

Однако не вся теплота, поглощенная абсорбером $Q_{абс}$ доходит до теплоносителя. Часть теплоты с наружной поверхности абсорбера за счет конвекции, теплопроводности и излучения отводится к внутренней поверхности стенок коллектора.

В стационарном тепловом режиме теплота в этом же количестве проходит через стенки коллектора, а затем теряется в окружающую среду с наружной поверхности КСЭ. Эти явления протекают одновременно, влияют друг на друга, и такое совокупное воздействие носит название *сложный теплообмен*. Конвекция, например, часто сопровождается тепловым излучением, теплопроводность в пористых телах – конвекцией и излучением в порах, а тепловое излучение – теплопроводностью и конвекцией.

В практических расчетах разделение таких сложных процессов на элементарные явления не всегда возможно и целесообразно. Обычно результат совокупного действия отдельных элементарных явлений приписывается одному из них, которое и считается главным, а влияние остальных (второстепенных) явлений сказывается лишь на количественной характеристике основного процесса. Так, например, при распространении теплоты с поверхности абсорбера $F_{абс}$ к внутренней поверхности стенок коллектора в качестве основного явления принято считать теплоотдачу конвекцией и излучением, а влияние теплопроводности в среде коллектора учитывается соответственным увеличением значения коэффициента теплоотдачи, либо в среде КСЭ используется понятие кондуктивной теплопроводности.

Количественной характеристикой совокупного теплового процесса является суммарный, или общий, коэффициент теплоотдачи

$$\alpha_{общ} = \alpha_к + \alpha_л,$$

где $\alpha_к$ – коэффициент теплоотдачи за счет конвекции и теплопроводности; $\alpha_л$ – коэффициент теплоотдачи излучением.

Обозначим через $T_{абс}$ – температуру поверхности абсорбера и $T_с$ – температуру среды коллектора. От каждой единицы поверхности абсорбера $F_{абс}$ теряется теплота путем конвекции:

$$q_к = \alpha_к(T_{абс} - T_с),$$

и путем теплового излучения:

$$q_л = \varepsilon_{пр} c_0 [(T_{абс} / 100)^4 - (T_с / 100)^4],$$

где $\varepsilon_{пр}$ – приведенная степень черноты системы тел [25]; $c_0 = 5{,}67$ Вт/(м^2·К^4) – коэффициент излучения абсолютно черного тела.

Суммируя $q_к$ и $q_л$, имеем

$$q_{общ} = q_к + q_л = \alpha_к (T_{абс} - T_с) + \varepsilon_{пр} c_0 [(T_{абс} / 100)^4 - (T_с / 100)^4].$$

Вынося разность ($T_{абс} - T_с$) за скобки, получим основное выражения для расчета сложного, или суммарного, теплообмена:

$$q_{общ} = (\alpha_к + \alpha_л) (T_{абс} - T_с) = \alpha_{общ} (T_{абс} - T_с).$$

Коэффициент теплоотдачи излучением определяется по формуле

$$\alpha_л = \varepsilon_{пр} c_0 \cdot 10^{-8} (T_{абс}^4 - T_с^4) / (T_{абс} - T_с) = \varepsilon_{пр} c_0 \theta,$$

где θ – температурный коэффициент.

Если стенки КСЭ омываются капельной жидкостью (водой), тогда $\alpha_л = 0$ и $\alpha_{общ} = \alpha_к$. Значение θ зависит только от температур $T_{абс}$ и $T_с$, а $\varepsilon_{пр}$ вычисляется согласно степени черноты системы [19, 20, 25].

Если обозначить $(T_{абс} + T_с)/2 = T_m$, то при $0{,}9 < T_{абс} / T_с < 1{,}1$ температурный коэффициент $\theta \approx 0{,}04(T_m/100)^3$. При таком допущении $\alpha_л = 0{,}04\varepsilon_{пр} c_0 (T_m / 100)^3$, а ошибка расчета не превышает 1 %.

В случае, если в качестве основного принят процесс теплового излучения, расчетная формула суммарной теплоотдачи будет иметь вид

$$q_{общ} = (\varepsilon_{кт} + \varepsilon_{пр}) c_0 [(T_{абс} / 100)^4 - (T_с / 100)^4],$$

а участие в процессе конвективного теплообмена учитывается увеличением приведенной степени черноты системы за счет $\varepsilon_{кт} = \alpha_к / (c_0 \theta)$.

Тепловые потери КСЭ могут быть рассчитаны и по формуле, Вт

$$Q_п = Q_к + Q_л = \alpha_к F (T_{нп} - T_в) + \varepsilon c_0 F [(T_{нп} / 100)^4 - (T_в / 100)^4],$$

где $\alpha_к$ – коэффициент теплоотдачи конвекцией с поверхности коллектора к окружающему воздуху, Вт/(м^2·К); F – площадь наружной теплоотдающей поверхности КСЭ, м^2; $T_{нп}$ – средняя температура наружной поверхности КСЭ, К; $T_в$ – температура наружного окружающего воздуха, К; ε – степень черноты наружной поверхности КСЭ.

Тепловые потери КСЭ могут быть рассчитаны и по формуле, Вт

$$Q_п = kF_{абс} (T_{абс} - T_в),$$

где k – эффективный коэффициент теплопередачи от среды в коллекторе к окружающему наружному воздуху, Вт/(м^2·К); F – площадь теплоотдающей поверхности абсорбера, м^2; $T_{абс}$ – средняя температура наружной поверхности абсорбера, °С или К; $T_в$ – температура наружного окружающего воздуха, °С или К.

Возможно и другое решение теплового процесса в КСЭ.

Условия движения жидкости в ограниченном пространстве КСЭ зависят от формы, геометрических размеров пространства, рода жидкости и интенсивности теплообмена. Характер движения жидкости при естественной конвекции в прослойках определяется расположением нагретых и холодных поверхностей и расстояниями между ними.

В горизонтальных прослойках характер движения жидкости определяется расположением нагретой поверхности: если она сверху – циркуляция отсутствует, а если снизу – чередование восходящих и нисходящих потоков. Циркуляция жидкости в вертикальных прослойках зависит от их толщины δ. При большой толщине δ движение жидкости имеет характер, как вдоль вертикальной поверхности в неограниченном пространстве. При малой толщине δ возникают циркуляционные контуры вследствие взаимных помех восходящих и нисходящих потоков. В шаровых и горизонтальных цилиндрических прослойках циркуляция жидкости зависит от соотношения диаметров, расположения нагретой поверхности.

Процесс сложного конвективного теплообмена в прослойках принято рассматривать как элементарное явление теплопроводности, для чего введено понятие *эквивалентного коэффициента теплопроводности* $\lambda_{экв} = Q/(F\Delta T\delta)$ и *коэффициента конвекции* $\varepsilon_к = \lambda_{экв}/\lambda_ж$.

Плотность теплового потока (тепловых потерь) от горячей поверхности абсорбера ($T_{абс}$) к внутренней поверхности корпуса КСЭ ($T_к$) через жидкостную прослойку толщиной δ с коэффициентом теплопроводности $\lambda_ж$ определяется из выражений [25]

$$q_п = \lambda_{экв}\left(T_{абс} - T_к\right)/\delta; \quad \lambda_{экв} = \lambda_ж \varepsilon_к .$$

Для всей области значений критериев Грасгофа и Прандтля $(\mathrm{Gr}_f\ \mathrm{Pr}_f)$ и приближенной оценки $\varepsilon_к$ плоских, цилиндрических и шаровых прослоек

$$\varepsilon_к = 0{,}18(\mathrm{Gr}_f\ \mathrm{Pr}_f)^{0{,}25},$$

где в качестве определяющей принята средняя температура горячей и холодной стенок прослойки $(T_{абс} + T_к)/2$, а за определяющий геометрический размер – толщина прослойки δ.

Коэффициент $\lambda_{экв}$ в прослойке иногда называют коэффициентом кондуктивной теплопроводности.

Доля любых тепловых потерь КСЭ составляет: $q_п = Q_п / Q_о$.

Эффективность работы абсорбера КСЭ оценивается по формуле

$$Q_{абс} = Q_т + Q_п \quad \text{или} \quad Q_т = Q_{абс} - Q_п.$$

Эффективность использования солнечной энергии характеризуется КПД коллектора, который показывает, какая доля солнечной энергии $Q_о$, поступившей на коллектор, передается потребителю $Q_т$:

$$\eta_{ксэ} = Q_т / Q_о \quad \text{или} \quad \eta_{ксэ} = \eta_{опт} - q_п.$$

Следовательно, для повышения КПД коллектора солнечной энергии $\eta_{ксэ}$ необходимо улучшать радиационные характеристики абсорбера и снижать тепловые потери КСЭ в окружающую среду. Для этого используют тепловую изоляцию корпуса КСЭ и селективные покрытия, наносимые на лучевоспринимающую поверхность абсорбера.

Для *теплоизоляции* КСЭ боковые поверхности и дно закрывают пенопластом, стекловатой или другим эффективным теплоизоляционным материалом. Остекление КСЭ, помимо основной своей роли – пропуска световых лучей, также играет роль теплоизоляции и может быть одно-, двух- и трехслойным. С ростом числа слоев тепловые потери уменьшаются, но ухудшается и пропускная способность остекления.

Гелиоустановки с тепловым насосом

Гелиоустановки предназначены для получения горячей воды или нагретого воздуха и включают в себя коллектор солнечной энергии (КСЭ), теплообменники, бак-аккумулятор, тепловые насосы и трубопроводы. Рабочим телом (теплоносителем) в КСЭ могут быть вода, воздух, органические низкокипящие жидкости. Важным условием применения рассматриваемых схем является обеспечение бесперебойной работы систем отопления и горячего водоснабжения независимо от временных и погодных условий путем введения в схему емкостей, аккумулирующих тепловую энергию в солнечное время суток и отдающих накопленную теплоту во время отключения КСЭ.

При воздушном солнечном отоплении здания или сооружения холодный воздух забирается из окружающей среды и вентилятором подается в КСЭ, где он нагревается и через блок управления вводится либо в помещение здания, либо в тепловой аккумулятор, расположенный, как правило, под зданием. Когда КСЭ не работает, предусмотрена возможность рециркуляции охлажденного комнатного воздуха через тепловой аккумулятор.

Тепловым аккумулятором воздушного отопления может служить любой твердый наполнитель достаточной крупности с высокой удельной теплоемкостью (каменная галька, керамические сосуды, металлические листы).

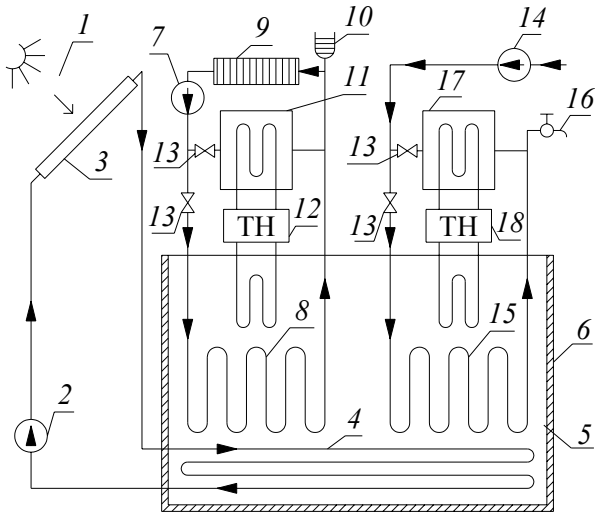


Рис. 1.9. Принципиальная схема гелиоустановки и системы теплоснабжения с тепловым насосом:
1 – энергия Солнца; *2* – насос; *3* – коллектор солнечной энергии; *4* – теплообменник; *5* – бак-аккумулятор; *6* – тепловая изоляция; *7* – насос системы отопления; *8*, *15* – теплоприемники; *9* – радиаторы; *10* – воздухосборник; *11*, *17* – промежуточный бак; *12*, *18* – тепловой насос; *13* – вентили; *14* – насос горячего водоснабжения; *16* – кран горячей воды

Наиболее эффективная схема системы теплоснабжения с использованием КСЭ приведена на рис. 1.9 и имеет несколько контуров.

Охлажденная вода первого контура насосом *2* подается в коллектор солнечной энергии *2*, где нагревается и направляется в теплообменник *4* водяного бака-аккумулятора *5*, в котором охлаждается и вновь возвращается в КСЭ.

Работа системы отопления. Охлажденная вода после радиаторов циркуляционным насосом *7* прокачивается через теплоприемник *8*, установленный в баке-аккумуляторе, где нагревается и затем идет в радиаторы *9* системы отопления. При недостатке солнечной энергии (пасмурные дни, ночное время) вода после радиаторов циркуляционным насосом *7* прокачивается через промежуточный бак *11*, где нагревается, и возвращается в радиаторы *9* системы отопления.

Переключение движения воды производится закрытием или открытием вентилей *13*. Нагрев воды в промежуточном баке *11* осуществляется в этом случае с помощью теплового насоса *12*, который использует воду бака аккумулятора как низкопотенциальную энергию.

Работа теплового насоса рассмотрена в § 1.10.

Работа системы горячего водоснабжения. Вода из водопровода или насосом *14* подается в теплоприемник *15*, где нагревается, и идет в кран *16* на горячее водоснабжение. В случае недостатка солнечной энергии включается тепловой насос *18*, который нагревает воду в теплообменнике *17* за счет энергии воды бака-аккумулятора. В этом случае вода из водопровода проходит через теплообменник *17*, нагревается и идет в кран *16* горячей воды.

Для поддержания расчетных тепловых условий системы отопления и горячего водоснабжения возможно размещение электрических тепловых насосов *12* и *18*, включаемых в сеть при понижении температуры в баке-аккумуляторе *5* ниже предельной и использующих бак-аккумулятор как низкопотенциальный источник тепловой энергии.

В периоды наибольшего похолодания или прекращения поступления

солнечной энергии для нагрева воды систем отопления и горячего водоснабжения в схему трубопроводов включают дополнительный газовый или электрический источник энергии, который подогревает воду до заданной температуры потребителя.

Аккумуляторы тепловой энергии гелиосистем

Аккумулирование теплоты вызвано периодичностью поступления солнечной энергии в течение суток и года, а также несовпадением графиков выработки теплоты в гелиосистемах и ее потреблением в системах теплоснабжения. Максимум солнечной радиации приходится на полдень, а минимум на вечер и ночь, потребность же в теплоносителе для отопления и горячего водоснабжения сохраняется в течение суток. Аналогично и сезонное несоответствие выработки и использования солнечной энергии. Поэтому при превышении выработки энергии над потреблением ее избыток накапливают в аккумуляторе теплоты.

Аккумуляторы теплоты гелиосистем относятся к регенеративным теплообменникам, для которых характерен циклический характер работы, который включает в себя два периода: зарядки аккумулятора тепловой энергией и его разрядки. В зависимости от длительности цикла различают часовые, суточные и сезонные аккумуляторы теплоты, а по температурному диапазону: для систем воздушного отопления – рабочая температура аккумулятора составляет 30 °С, горячего водоснабжения – 45...60 °С, водяного отопления – до 90 °С.

Для гелиосистем применяют тепловые аккумуляторы емкостные, имеющие резервуар (бак, емкость), заполненный теплоаккумулирующим материалом (ТАМ). В качестве ТАМ используют воду, водные растворы солей, воздух, природный камень, гальку. Основными характеристиками аккумулятора являются энергоемкость и продолжительность нагрева или охлаждения теплоаккумулирующего материала. *Энергоемкость аккумулятора* – это количество теплоты $Q_{ак}$, Дж, которое поглощает ТАМ массой $M_{ак}$, кг, теплоемкостью $c_{ак}$, Дж/(кг·К), при его нагреве от $T_{1ак}$ до $T_{2ак}$, °С:

$$Q_{ак} = M_{ак}\, c_{ак}\, (T_{1ак} - T_{2ак}).$$

Отношение энергоемкости аккумулятора $Q_{ак}$ к объему ТАМ $V_{ак}$, м^3, называется *удельной энергоемкостью*: $q_v = Q_{ак} / V_{ак}$, Дж/м^3.

Продолжительность зарядки $\tau_{зар}$, с, зависит от конструкции аккумулятора, вида и массы ТАМ, а также тепловой производительности $Q_т$ солнечного коллектора:

$$\tau_{зар} = \frac{Q_{ак}}{Q_т \eta_{ксэ} \eta_{ак} \eta_{тр}},$$

где $\eta_{ксэ}$, $\eta_{ак}$, $\eta_{тр}$ – КПД, характеризующие тепловые потери соответственно в КСЭ, аккумуляторе и соединяющих их трубопроводах.

По конструкции и принципу действия аккумуляторы тепловой энергии для гелиосистем бывают с жидкостным ТАМ (рис. 1.9), с твердой насадкой и легкоплавким ТАМ. Движение теплоносителей осуществляется принудительно (с использованием насосов) или за счет естественной циркуляции (термосифон). Аккумуляторы бывают:

- рекуперативные – накопление теплоты происходит путем теплопередачи через разделительную (металлическую) стенку и нагрева жидкого ТАМ без изменения его агрегатного состояния (рис. 1.9);
- регенеративные – накопление теплоты и разрядка ТАМ происходит путем попеременного нагрева и охлаждения твердого теплоаккумулирующего материала;
- подводимая теплота расходуется на плавление (осуществление фазового перехода) твердого теплоаккумулирующего материала.

При использовании твердого теплоаккумулирующего материала продолжительность нагрева или охлаждения рассчитываются по формулам нестационарной теплопроводности [25], учитывающим размеры и форму

элементов насадки, их теплофизические свойства и взаимодействия с потоком воздуха.

В аккумуляторах с твердым ТАМ пористая насадка выполнена из дробленого камня, гальки, керамических шариков или сосудов, а теплоносителем в них является воздух. В процессе зарядки аккумулятора через насадку продувается воздух, прошедший предварительно через КСЭ и воспринявший там энергию солнечного излучения. После нагрева насадки до температуры, близкой к температуре горячего воздуха, его подача в аккумулятор прекращается, зарядка на этом заканчивается, а теплота, отданная воздухом, хранится в насадке. Для передачи аккумулированной теплоты потребителю через насадку пропускается холодный воздух из системы воздушного отопления, подводимый к аккумулятору по воздуховоду. Воздух нагревается, а насадка охлаждается, после чего требуется новая зарядка для приведения аккумулятора в рабочее состояние.

В аккумуляторах с легкоплавким ТАМ основное количество теплоты поглощается веществом при его плавлении. Перед зарядкой аккумулятора ТАМ находится в твердом виде. При подводе теплоты в аккумулятор вначале легкоплавкий ТАМ, массой $M_{ак}$, кг, нагревается от начальной температуры $T_{1ак}$ до температуры плавления $T_{пл}$, затем плавится, а после, уже в жидком виде, нагревается до конечной температуры $T_{2ак} > T_{пл}$. Энергоемкость такого аккумулятора равна

$$Q_{ак} = M_{ак}\,[c_{тв}\,(T_{пл} - T_{1ак}) + r + c_{ж}\,(T_{1ак} - T_{пл})],$$

где $c_{тв}$, $c_{ж}$ – теплоемкость вещества в твердом и жидком состояниях, Дж/(кг·К); r – теплота фазового перехода (плавления) ТАМ, Дж/кг.

В качестве ТАМ используют парафин ($T_{пл}$ = 47 °С, r = 209 кДж/кг), глауберову соль ($T_{пл}$ = 32 °С, r = 251 кДж/кг) и другие вещества.

При разрядке аккумулятора теплота от теплоаккумулирующего материала отводится теплоносителем (водой), циркулирующей по змеевику, установленному в аккумуляторе и связанному соответствующими трубопроводами с потребителями тепловой энергии – системой отопления, вентиляции или горячего водоснабжения.

В аккумуляторах с легкоплавким ТАМ возможно применение одного теплообменника путем поочередного его присоединения к КСЭ или двух теплообменников, из которых один предназначен только для зарядки аккумулятора, а другой только его разрядки.

Аккумулятор с легкоплавким ТАМ, при одном и том же объеме, поглощает в 5...10 раз теплоты больше, чем аккумулятор с неплавящимся веществом. К аккумуляторам теплоты относятся и солнечные пруды [25].

1.7. ГЕОТЕРМАЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

Геотермальные установки используют энергию недр Земли. Геотермальные энергетические ресурсы относятся к низкопотенциальным, невозобновляемым, но неисчерпаемым. Геотермальные ресурсы, расположенные на глубине до 3 км, подразделяют: на горячую воду, сухой пар, горячие скальные породы и подземные воды под давлением, а по температуре до 100 °С, 100…150 °С и свыше 150 °С. Около 88 % объема мировых геотермальных энергетических ресурсов приходится на низкотемпературные источники энергии с температурой менее 100 °С. Установки, использующие энергию геотермальных вод для производства тепловой энергии, более компактны, чем гелиоустановки.

Направления использования теплоты гидроминерального флюида многочисленны и разнообразны: отопление, нагрев вентиляционного воздуха, горячее водоснабжение, различные технологические установки и сельское хозяйство. Желательно организовать комплексное использование горячей воды, чтобы ее температурный потенциал был сработан по возможности более полно. Вначале воду, имеющую температуру на выходе из скважины до 100 °С, следует направлять в системы отопления зданий и теплиц, где она охладится до 50…60 °С, затем эту воду можно подать в калориферы для подогрева воздуха, используемого для сушки сельскохозяйственного сырья, на животноводческие фермы для подогрева полов,

приготовления теплого питья или корма. После этой степени использования термальную воду, уже весьма остывшую, если она не оказалась загрязненной на предшествующих участках технологического тракта, можно направить в рыборазводные пруды или на полив огородных культур, выращиваемых на открытом грунте.

При использовании наземных технологических гидротермальных тепловых сетей следует решать вопрос о применении отработанной термальной воды. Если производительность гидротермальных скважин высока, то произвольный сброс отработанной воды может привести к заболачиванию местности и к тепловому и химическому загрязнению окружающей среды, поскольку сама вода имеет повышенную температуру и насыщена вредными для человека, флоры и фауны компонентами. Поэтому по экологическим соображениям необходимо отработанную воду по специальным скважинам закачивать в недра Земли, хотя бурение опускных скважин и закачка отработанной воды требуют дополнительных затрат средств и энергии. Это позволяет сохранить в чистоте среду обитания, поддерживать внутрипластовое давление и обеспечить стабильную работу действующей скважины в течение длительного периода времени.

При температуре геотермальных вод до 100…150 °С и слабой их минерализации возможно их прямое использование в системе теплоснабжения. При более высоких температурах и давлениях применяется двухконтурная схема, в которой геотермальная вода часто в виде пара под давлением до 20 МПа и температуре до 200 °С подается в сетевой теплообменник, где охлаждается, и затем сбрасывается, как правило, в подземные естественные пустоты – хранилища. Если же минерализация геотермальных вод высока, то используют различные способы очистки геотермальных вод. На рис. 1.10 приведена принципиальная схема геотермальной установки с промежуточной очисткой пара и воды.

Водяной пар или горячая вода из действующей скважины *1* под собственным давлением направляются в теплообменник *2* парогенератора, охлаждаются и конденсируются, а образовавшаяся вода поступает в сепаратор *3*, где из нее выделяются вредные соединения. Примеси, удаленные из воды, отводятся в дренаж *4*, а очищенная термальная вода насосом *5* вводится в испарительную зону парогенератора *6*, где нагревается паром и исходной горячей геотермальной водой. Образовавшаяся пароводяная смесь из парогенератора *6* идет в подогреватели *7* и *8*, где передает теплоту сетевой воде, охлаждается и затем сбрасывается в неработающую скважину *9*. Обратная вода из теплосети насосом *10* прокачивается через подогреватели *8* и *7*, где нагревается, и идет к потребителю *11* на отопление и горячее водоснабжение.

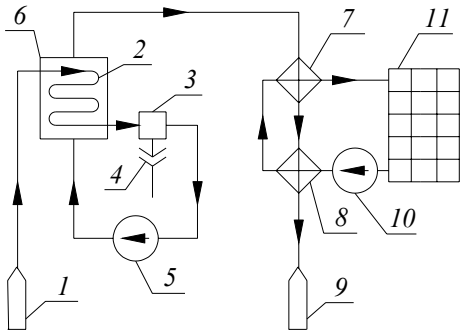


Рис. 1.10. Принципиальная схема геотермальной установки:
1 – действующая скважина; *2* – теплообменник; *3* – сепаратор;
4 – дренаж; *5* – насос; *6* – парогенератор;
7, *8* – подогреватели сетевой воды; *9* – неработающая скважина;
10 – сетевой насос; *11* – потребитель

1.8. КОТЛЫ-УТИЛИЗАТОРЫ

Котлы-утилизаторы предназначены для утилизации тепловых отходов различных технологических установок (мартеновских, нагревательных, обжиговых печей) и получения дополнительной продукции в виде пара или горячей воды, что приводит к экономии топлива и энергоресурсов. Производительность агрегата зависит от температуры и количества технологических газов, теплота которых утилизируется. При встраивании в технологическую цепь котел называют энерготехнологическим агрегатом. Характерной отличительной особенностью котлов-утилизаторов является отсутствие топки для сжигания топлива.

На рис. 1.11 приведена принципиальная схема котла-утилизатора с естественной циркуляцией и дымогарными трубками.

Высокотемпературные газы от технологического процесса *1* проходят внутри дымогарных трубок *2*, где отдают теплоту воде, откуда охлажденные по газоходу *9* покидают котел. Питательная вода *4* подается в водную часть котла, где нагревается газами до кипения, а образовавшийся пар проходит паросепарационные устройства *5*. Полученный сухой насыщенный пар по паропроводу *6* идет в пароперегреватель *7*, откуда перегретый пар по паропроводу *8* идет к потребителю.

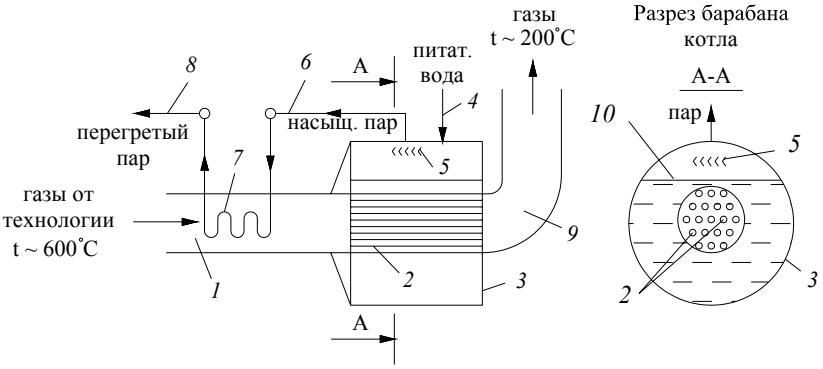


Рис. 1.11. Принципиальная схема котла-утилизатора:
1 – высокотемпературные технологические газы;
2 – дымогарные трубки; *3* – барабан котла; *4* – питательная линия;
5 – устройство сепарации пара; *6* – паропровод сухого насыщенного пара;
7 – пароперегреватель; *8* – паропровод перегретого пара; *9* – газоход;
10 – зеркало испарения

1.9. ПРОИЗВОДСТВО ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ИЗ БИОМАССЫ

Биомасса – органическое вещество, генерируемое растениями в процессе фотосинтеза, при подводе солнечной (световой) энергии. Биомасса является как бы аккумулятором солнечной энергии. Энергия биомассы используется двумя способами: путем непосредственного сжигания (дров, торфа, отходов сельскохозяйственной продукции) и путем глубокой переработки исходной биомассы с целью получения из нее более ценных сортов топлива – твердого, жидкого или газообразного, которое может быть сожжено с высоким КПД при минимальном загрязнении окружающей среды. Второй способ перспективен и позволяет использовать в качестве первичных энергоносителей такие биомассы, которые не поддаются утилизации путем прямого сжигания в топочных устройствах. Эти биомассы представляют собой бытовые и промышленные отходы, ухудшающие состояние среды обитания человека. Поэтому их переработка, проводимая в целях получения энергии, позволяет одновременно решить и экологическую задачу. Основными источниками биомассы служат промышленные и городские отходы, отходы животноводства, сельского и лесного хозяйства и водоросли.

Промышленные отходы, используемые как биоэнергоресурсы, присущи пищевой промышленности, которая специализируется на переработке плодов и овощей, а для выработки энергии используют отходы семян, пло-

дов, шелуху семечек подсолнечника и другие подобные отходы, непригодные для применения в качестве корма.

Твердые городские отходы представляют собой домашние отходы, отходы легкой промышленности и строительства. В зависимости от времени года и района сбора отходы в среднем состоят на 80 % из горючих материалов, из которых 65 % имеют биологическое происхождение: бумага, пищевые и животные отходы, тряпье, пластмасса. Горючими компонентами являются углерод (~ 25 %), водород (~ 3 %) и сера (~ 0,2 %), поэтому теплота сгорания городских отходов составляет 9...18 МДж/кг. Небольшое содержание азота (~ 0,3 %) и невысокие температуры горения отходов сводят к минимуму образование вредных окислов азота и обеспечивают экологическую чистоту отходов как топлива, ввиду образования незначительного количества оксидов серы.

Предприятия по переработке отходов следует размещать в городах с населением численностью 150...200 тыс. человек, а производство энергии из отходов рентабельно, если их в сутки перерабатывается не менее 270 т. Утилизация твердых отходов также дает положительный эффект из-за улучшения экологической обстановки в городе и уменьшения площадей, необходимых для складирования отходов.

Отходы животноводства заслуживают внимания как энергоресурсы только при содержании скота и птиц в закрытых помещениях, таких как откормочные хозяйства промышленного типа. Количество образующихся отходов зависит от вида и количества животных. Оптимальным способом обработки отходов животноводства является анаэробная ферментация или биогазификация.

Отходы сельского и лесного хозяйства образуются на месте их заготовки или на предприятиях по их переработке. К ним относят растительные остатки после сбора урожая (солома, стебли кукурузы или подсолнечника, мякина, кожура овощей и плодов), ветви и корни заготавливаемых деревьев, погибшие и отбракованные деревья, а также отходы при производстве пиломатериалов и бумаги (опилки, стружки, горбыль, кора). Однако опилки и стружки целесообразнее использовать для производства древесностружечных и древесноволокнистых плит (ДСП и ДВП), а сжигать их в топках котлов и печей следует только при отсутствии такого производства.

Водоросли произрастают в водоемах, расположенных в местностях с интенсивной солнечной радиацией, при повышенном содержании в воде питательных веществ (водные растения рек, озер, болот, морей и океанов). На накопление биомассы водорослей влияет сезонность: в холодное время года ее прирост практически прекращается.

При *непосредственном сжигании биомассы* химическая энергия горючих компонентов преобразуется в тепловую энергию высокотемпературного теплоносителя – газообразных продуктов горения (дымовых газов), которые из топочного устройства подаются в то или иное теплоиспользующее устройство: водонагреватель, парогенератор, воздушный калорифер, сушильную установку. При предварительной обработке из твердых городских отходов выделяют фракции черных и цветных металлов, негорючие твердые компоненты, стекло. Крупные куски измельчают до получения однородной массы, которую затем обезвоживают в специальных сушильных установках, а сжигание производят в топках котельных агрегатов.

При *термохимической обработке биомассы* отходы подвергают тепловому и химическому воздействию, при котором органическая часть биомассы разлагается с образованием твердого горючего вещества, горючих газов или жидкого топлива. Каждый из этих продуктов представляет собой высококачественное, эффективное и экологически чистое топливо, сжигание которого осуществляется в обычных топочных устройствах. Основу термохимической обработки составляет пиролиз – термическое разложение органической массы отходов при ее нагревании.

Пиролиз осуществляется в различных аппаратах: конвертерах, где происходит конверсия (преобразование) вещества; реакторах, где идут химические реакции; газификаторах или газогенераторах, где образуются газообразные продукты разложения органики. Некоторые методы термо-

химической обработки твердых отходов предусматривают предварительное выделение фракций негорючей части биомассы, их очистку и механическую обработку с целью повторного хозяйственного использования. Комплексность утилизации отходов и исключение необходимости складирования и захоронения конечных продуктов их переработки придают таким методам особую привлекательность.

В результате термохимической обработки биомассы получают топливный газ, жидкое пиротопливо и твердое топливо – углистое вещество. Общий энергетический КПД газификации составляет 50...70 %. Помимо неизбежных потерь теплоты через ограждения и от недожога топлива, значительная часть энергии тратится на сушку сырья.

Анаэробная ферментация биомассы представляет собой микробиологический процесс разложения сложных органических веществ без доступа воздуха. При ферментации происходит превращение углеводородов (брожение) и белков (гниение) в биогаз – смесь метана CH_4 (до 60...70 %), диоксида углерода CO_4, азота N_2, водорода H_2 и кислорода (вместе 1...6 %), и образуется стабилизированный осадок исходной биомассы. Биогаз является высококалорийным, удобным для практического использования топливом, а стабилизированный осадок – органическим удобрением. В процессе ферментации биомасса теряет неприятный запах и при этом погибает патогенная микрофлора. При анаэробной ферментации решаются энергетические и экологические вопросы, в том числе проблема складирования и хранения отходов.

К веществам для анаэробной ферментации относят осадки городских сточных вод, стоки животноводческих и птицеводческих ферм, твердые бытовые отходы, остатки перерабатываемого растительного сырья, опилки. Не требуется разделения материала по гранулометрическому составу и их обезвоживания перед анаэробной ферментацией, напротив, исходное сырье предварительно увлажняют, но размеры частиц биомассы для ускорения разложения не должны превышать 4 мм.

На интенсивность образования биогаза существенно влияет температурный режим процесса. Начальная температура биомассы обычно меньше оптимальной, поэтому ее подогревают перед поступлением в метантенк либо в самом ферментере. *Метантенк* – резервуар для биологической переработки (сбраживания при температуре 27…55 °С) с помощью бактерий и микроорганизмов. Оптимальные значения температур ферментации зависят от вида метаногенных бактерий.

Существуют два вида микроорганизмов: мезофильные, наиболее активные при 20...40 °С, и термофильные, активные при 45...70 °С. Эту температуру биомассы в ферментационном бассейне (метантенке) нужно поддерживать в процессе ферментации. Греющей средой является горячая вода или водяной пар. Площадь теплообменной поверхности аппарата выбирается такой, чтобы биомасса была нагрета до верхнего значения температуры в рекомендуемом температурном интервале. Тогда при остывании биомассы в метантенке ее температура не выйдет за допустимые пределы.

Технология получения биогаза из сельскохозяйственных отходов изображена на рис. 1.12.

Технология переработки сводится к разбавлению отходов животноводства водой в приемном резервуаре *1*, выделению из них песка и других минеральных примесей, сбраживанию обводненных отходов в метатенке *2* в условиях их постоянного перемешивания при температуре до 60 °С. Образующийся газ сжимается в компрессоре *3* и направляется в аппарат *4* для разделения CH_4 и CO_2. Метан направляется в котельный агрегат *5* для производства тепловой энергии путем его сжигания, а двуокись углерода – на питание водорослей в бассейне *6*. Стоки, обработанные в метатенке *2*, подаются на центрифугу *7*, откуда обезвоженный осадок и водоросли направляются на приготовление корма *8*, а жидкие стоки из центрифуги – в бассейн *6* для выращивания водорослей и на разбавление исходных отходов в приемный резервуар *1*. Таким образом, утилизируются все побочные продукты процесса сбраживания отходов: метан, двуокись углерода и твердый остаток. Аналогично происходит переработка растительных отходов.

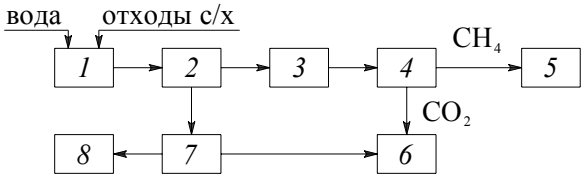


Рис.1.12. Технологическая блок-схема получения биогаза из сельскохозяйственных отходов:

1 – приемный резервуар; *2* – метантенк; *3* – компрессор; *4* – аппарат разделения CH_4 и CO_2; *5* – котельный агрегат; *6* – бассейн; *7* – центрифуга; *8* – цех приготовления корма

Биогаз имеет теплоту сгорания 17...21 МДж/м^3 и широко применяется в различных энергоустановках для выработки электрической и тепловой энергии. Особенно перспективно производство биогаза в сельском хозяйстве, где из-за резкого роста цен на традиционные энергоносители появление всевозможных производств из отходов животноводства и растениеводства есть естественное следствие производственной деятельности. Кроме того, при производстве метана из отходов животноводческих ферм в качестве побочного продукта образуются водоросли, содержащие до 45…50 % ценных кормовых ингредиентов (протеина и аминокислот). В случае необходимости метан легко перерабатывается в спирты, являющиеся присадкой к моторному топливу.

Этанол (этиловый спирт C_2H_5OH) получается из биомассы при спиртовом анаэробном сбраживании и используется как жидкое топливо, способное в определенной мере заменить дорогостоящий бензин.

Городские отходы для производства тепловой энергии используют по мере концентрации населения в городах и крупных поселках. Сжигание отходов осуществляется в специальных мусоросжигательных установках, а также в топках обычных котлов в качестве присадки (до 10 %) к основному топливу. Схема энергетического использования городских бытовых отходов на мусоросжигательном заводе или установке реализуется в одном здании, что обеспечивает соблюдение санитарно-гигиенических норм, установленных для города.

Она включает: отделение приемки и складирования отходов, систему подачи отходов в загрузочную воронку, сжигание отходов в топке котла с наклонной колосниковой решеткой. Установка позволяет также утилизировать параллельно с твердыми отходами городской шлам (влажные тонкоизмельченные твердые отходы). Шлам предварительно обезвоживается механически в центрифугах и затем через мельницу-сушилку в подсушенном виде вводится в виде пыли над слоем горящих твердых отходов. Сушильным агентом в мельнице-сушилке служат высокотемпературные продукты сгорания, которые отбираются в верхней части топочного объема, обеспечивая тем самым их рециркуляцию, что снижает образование вредных газообразных веществ при сжигании отходов. Продукты сгорания, выводимые из котла, подвергаются тщательной очистке, в том числе в электро- или тканевых сепараторах (фильтрах) с последующей мокрой очисткой в скруббере. Из скруббера они выбрасываются в дымовую трубу. Котел может быть паровым и водогрейным. Зола и шлак, образующиеся после сгорания отходов, собираются в шлакоприемник и затем отводятся в шлаковый бункер, из которого вывозятся за пределы завода.

1.10. ТЕПЛОНАСОСНЫЕ УСТАНОВКИ

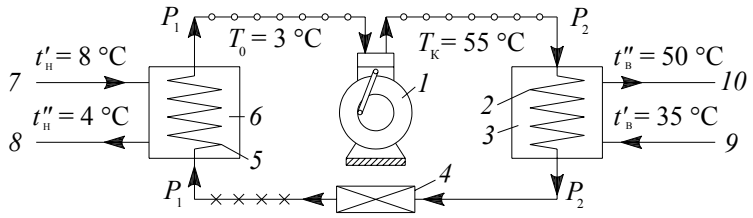
Теплонасосные установки (ТНУ) используют естественную возобновляемую низкопотенциальную тепловую энергию окружающей среды (воды, воздуха, грунта) и повышают потенциал основного теплоносителя до более высокого уровня, затрачивая при этом в несколько раз меньше первичной энергии или органического топлива. Теплонасосные установки работают по термодинамическому циклу Карно, в котором рабочей жидкостью служат низкотемпературные жидкости (аммиак, фреон и др.). Перенос теплоты от

источника низкого потенциала на более высокий температурный уровень осуществляется подводом механической энергии в компрессоре (парокомпрессионные ТНУ) или дополнительным подводом теплоты (абсорбционные ТНУ).

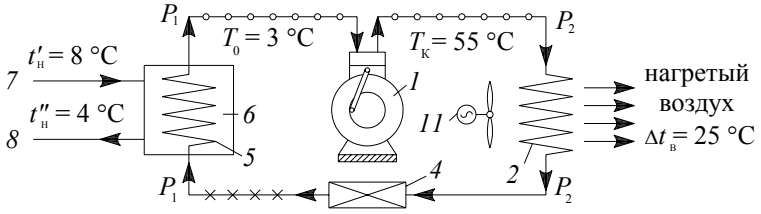
Применение ТНУ в системах теплоснабжения – одно из важнейших пересечений техники низких температур с теплоэнергетикой, что приводит к энергосбережению невозобновляемых источников энергии и защите окружающей среды за счет сокращения выбросов CO_2 и NO_x в атмосферу. Применение ТНУ весьма перспективно в комбинированных системах теплоснабжения в сочетании с другими технологиями использования возобновляемых источников энергии (солнечной, ветровой, биоэнергии) и позволяет оптимизировать параметры сопрягаемых систем и достигать наиболее высоких экономических показателей.

По конструкции, принципу действия, составу оборудования, используемым рабочим телам, ТНУ практически не отличаются от широко распространенных холодильных машин. Тепловые насосы в сравнении с холодильными машинами работают в диапазоне более высоких рабочих температур. Особенно выгодно применение тепловых насосов (ТН) при одновременной выработке теплоты и холода, что может быть реализовано в ряде промышленных и сельскохозяйственных производств, а также в системах кондиционирования воздуха.

Выберем в качестве рабочего хладагента – *R* 22, имеющего следующие параметры: расход хладагента $G_а$ = 0,06 кг/с; температура кипения T_0 = 3 °С; температура конденсации $T_к$ = 55 °С; температура теплоносителя на входе в испаритель от источника низкого потенциала $t'_н$ = 8 °С; температура теплоносителя (воды) на выходе из конденсатора $t''_в$ = 50 °С; расход теплоносителя в конденсаторе $G_к$ = 0,25 кг/с; перепад температур теплоносителя в конденсаторе $\Delta t_в$ = 15 °С; мощность, потребляемая компрессором, $N_э$ = 3,5 кВт; теплопроизводительность ТНУ $Q_{тн}$ = 15,7 кВт; коэффициент преобразования $\mu_{тн}$ = 4,5.



***а*) схема ТНУ для системы горячего водоснабжения**



***б*) схема ТНУ для воздушного отопления или сушки**

Рис. 1.13. Принципиальная схема ТНУ с электроприводом:

—○—○—○— пар; —×—×—×— смесь пара и жидкости; ———— жидкость;

1 – компрессор; *2* – змеевик конденсации хладагента; *3* – бак конденсации; 4 – расширительный дроссельный клапан; *5* – змеевик испарения хладагента;

6 – бак испарения; *7* – вода низкопотенциального источника энергии (НИЭ);

8 – сток к НИЭ; *9* – вода из системы отопления или водопровода;

10 – вода на отопление или горячее водоснабжение; *11* – вентилятор

Принципиальная схема парокомпрессионной ТНУ приведена на рис. 1.13 и включает испаритель, компрессор, конденсатор и дроссель.

В бак испарения *6* поступает тепловая энергия низкого потенциала Q_0 из окружающей среды при $t'_н = 8$ °С. Преобразование рабочей жидкости *R* 22 (аммиака или фреона) теплового насоса в пар происходит в змеевике испарения хладагента *5* при пониженном давлении P_1 и пониженной температуре $T_0 = 3$ °С. Компрессор *1* всасывает из испарителя насыщенный пар со степенью сухости $x_1 \approx 1$ и сжимает пар до давления P_2. При сжатии хладагента энтальпия *i* и температура пара повышается до $T_к = 55$ °С, а затрачиваемая работа $Al = \Delta i$, кДж/кг.

Пар с температурой $T_к = 55$ °С подается в змеевик конденсации хладагента *2*, где тепловая энергия пара передается другому теплоносителю (воде) бака конденсации *3* (схема *а*) или воздуху (схема *б*), после чего пар конденсируется при неизменном давлении P_2.

Коэффициент трансформации этого идеального цикла:

$$\mu_с = q_к / Al = T_к / (T_к - T_0) = 328 / (328 - 276) = 6{,}3,$$

где $q_к$ – теплота конденсации, кДж/кг; Al – работа сжатия, кДж/кг; $T_к$ и T_0 – температура конденсации и испарения хладагента, °С.

В дроссельном клапане *4* происходит понижение давления от P_2 до P_1, жидкий хладагент частично испаряется и образуется парожидкостная смесь со степенью сухости $x_0 \approx 0{,}05$, а в процессе дросселирования (при $i = \text{const}$) температура хладагента снижается от $T_к = 55$ °С до $T_0 = 3$ °С. Парожидкостная смесь поступает в змеевик испарения хладагента *5*, где, получая теплоту от источника с низким потенциалом, вновь испаряется, и цикл повторяется.

Таким образом, в ТНУ реализуется непрерывный круговой процесс переноса теплоты с более низкого температурного уровня на более высокий (к теплоносителю). Для этого подводится энергия извне, которая затрачивается на повышение давления парообразного рабочего вещества (хладагента). Причем затраченная энергия может быть электрической, тепловой и любой другой.

Количество теплоты, отнятой от источника с низким потенциалом (НИЭ), в идеальном цикле ТНУ равно теплоте испарения жидкого хладагента, поступившего в испаритель: $q_и = r(x_1 - x_0)$, кДж/кг, где *r* – теплота парообразования. Холодильный коэффициент этого цикла

$$\varepsilon_с = q_и / Al = T_0 / (T_к - T_0) = 276 / (328 - 276) = 5{,}3,$$

где $q_и$ – теплота испарения хладагента, кДж/кг.

Для идеального (теоретического) цикла ТНУ и без учета потерь теплоты выполняется соотношение $\mu_с = \varepsilon_с + 1$.

Мерой энергетической эффективности реальной ТНУ служит коэффициент преобразования энергии $\mu_{тн}$, характеризующий отношение отданной потребителю теплоты $Q_к$ к затраченной (механической или электрической) энергии $N_э$. Оценки показывают, что для удачно спроектированных систем теплоснабжения коэффициент $\mu_{тн}$ изменяется от 2,5 до 6…8, а при $\mu_{тн} >$ 2,5…3 использование ТНУ может оказаться выгоднее, чем теплоснабжение от ТЭЦ и индивидуальных котельных.

Количество переданной потребителю полезной теплоты, или теплопроизводительность ТНУ, зависит от расхода теплоносителя $G_к$, кг/с, средней массовой изобарной теплоемкости $c_к$, кДж/(кг·К) и перепада температур $\Delta t_в$, °С. Так, при нагреве воды по схеме *а* (рис. 1.13)

$$Q_к = G_к c_к \Delta t_в = 0{,}25 \cdot 4{,}19 \cdot 15 = 15{,}7 \text{ кВт}.$$

При нагреве воздуха по схеме *б* (рис. 1.13), когда расход холодного воздуха $G_к = 0{,}5$ кг/с, теплоемкость $c_к = 1$ кДж/(кг·К) и перепад температур $\Delta t_в = 25$ °С, теплопроизводительность ТНУ составит

$$Q_к = G_к c_к \Delta t_в = 0{,}5 \cdot 1 \cdot 25 = 12{,}5 \text{ кВт}.$$

Коэффициент преобразования энергии $\mu_{тн}$, характеризующий отношение отданной потребителю теплоты $Q_к$ к потребляемой компрессором электрической энергии $N_э = 3{,}5$ кВт, составит соответственно:

- для воды $\mu_{тн} = Q_к / N_к = 15{,}7 / 3{,}5 = 4{,}5$;
- для воздуха $\mu_{тн} = Q_к / N_к = 12{,}5 / 3{,}5 = 3{,}6$.

Следовательно, если на механическую работу компрессора расходуется 1 кВт электроэнергии, то в систему теплоснабжения передается 4,5 кВт теплоты, т.е. в несколько раз больше, чем при чисто электрическом отоплении. Работа электрического компрессора теплового насоса позволяет потреблять в несколько раз меньше электрической энергии, если бы нагревали теплоноситель системы теплоснабжения в теплообменнике простым электрическим нагревателем.

Парокомпрессионные тепловые насосы (ПТН) с приводом от теплового двигателя (газовой турбины или дизеля) оказываются еще более экономичными. Хотя КПД этих двигателей не превышает 35 %, при работе в составе ТНУ может быть утилизирована и направлена в общий поток нагреваемой ТНУ среды большая часть потерь, которые воспринимаются охлаждающей двигатель жидкостью и выхлопными газами. В результате коэффициент использования первичной энергии привода возрастает в 1,5 раза, а экономичность ТНУ обеспечивается при $\mu_{тн} > 2$.

В условиях реальной рыночной экономики тепловые насосы имеют перспективу теплоэнергоснабжения в основных областях хозяйства: жилищно-коммунальном секторе, на промышленных предприятиях, в курортно-оздоровительных и спортивных комплексах, сельскохозяйственном производстве.

2. БЕЗОПАСНОСТЬ РАБОТЫ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

2.1. АРМАТУРА И ГАРНИТУРА

Арматура – устройства и приборы, обеспечивающие безопасное обслуживание, управление работой элементов котельного агрегата и теплоэнергетического оборудования, находящихся под давлением. К арматуре относят регулирующие и запорные устройства для подачи, продувки и спуска воды, включения, регулирования и отключения трубопроводов воды, пара, топлива и предохраняющие от превышения давления. К арматуре также принято относить основные контрольные и измерительные приборы – водоуказательные стекла, манометры, предохранительные клапаны. Количество арматуры, ее обязательные типы регламентированы Ростехнадзором.

По назначению арматура делится на *запорную* (кран, вентиль, задвижка), *регулирующую* (редукционный клапан), *защитную* (предохранительный и обратный клапан). По способу соединения с трубопроводами арматуру разделяют на *фланцевую* и *муфтовую*, а по материалу – на *латунную*, *чугунную*, *комбинированную*. В местах соединения с фланцами устанавливаются прокладки или уплотнения. Запорная арматура должна иметь паспорт и маркировку: завод-изготовитель, давление и температура среды, условный диаметр, направление потока.

1. *Вентиль* состоит из корпуса, внутри которого имеется перегородка с горизонтальным седлом, из клапана, шпинделя маховика, коронки, сальниковой гайки и втулки (рис. 2.1).

Вентиль для воды имеет клапан с мягким уплотнителем (кожа, резина, фибр), а для пара уплотнений нет. Маховик вентиля окрашивается красной краской для пара и голубой – для воды. Теплоноситель всегда должен подаваться под клапан, для чего на корпусе имеется указательная стрелка.

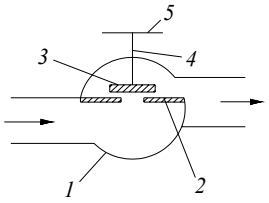


Рис. 2.1. Вентиль:
1 – корпус; *2* – горизонтальное седло;
3 – клапан; *4* – шпиндель; *5* – маховик

2. *Задвижка* имеет корпус (сталь или чугун), по два вертикальных седла и диска (из бронзы или латуни), клин, шпиндель маховика, коронку, сальник и втулки (рис. 2.2).

При вращении маховика с гайкой шпиндель перемещается вниз или вверх по отношению гайки крышки с подвешенными на шпинделе дисками. Когда диски полностью перекроют отверстие в корпусе, хвостовик клина, вставленного между дисками, упирается в дно корпуса задвижки, раздвигает диски и происходит уплотнение их с бронзовыми кольцами корпуса. Рабочее тело через задвижку может двигаться в любом направлении.

3. *Обратный клапан* служит для пропуска рабочей среды в одном направлении. Состоит из корпуса, внутри которого имеется перегородка с горизонтальным седлом, клапана, штока, крышки (рис. 2.3).

При повышении давления под клапаном он вместе со штоком перемещается вверх и пропускает рабочую среду (основное рабочее положение). При падении давления в трубопроводе или сосуде до обратного клапана рабочая среда (вода) давит на клапан, и он садится на седло, перекрывая тем самым проход рабочей среды. Работу обратного клапана можно определить по стуку клапана и штока о крышку.

4. *Запорный кран* имеет корпус, внутри которого установлена коническая пробка с отверстием для прохода жидкости (газа), а в верхней части – риска для указания направления движения рабочего тела. В сальниковых кранах пробка прижимается сверху крышкой сальника, а в натяжных – снизу натяжной гайкой. Запорный кран устанавливают обычно на газопроводе и продувочных линиях.

5. *Трехходовой кран* устанавливают для продувки, проверки и отключения манометров.

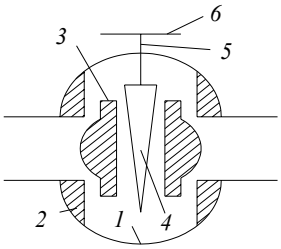


Рис. 2.2. Задвижка:
1 – корпус; *2* – вертикальное седло;
3 – диск; *4* – клин; *5* – шпиндель;
6 – маховик

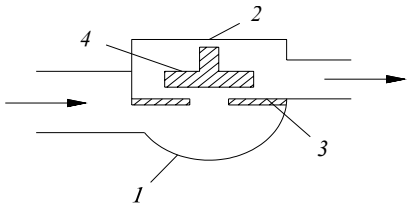


Рис. 2.3. Обратный клапан:
1 – корпус; *2* – крышка;
3 – седло; *4* – клапан

6. *Предохранительный клапан* – устройство для автоматического предотвращения повышения давления сверх допустимого путем выпуска рабочей среды в атмосферу (или в дренаж). Клапаны бывают рычажно-грузовые или пружинные и должны защищать котлы, пароперегреватели, экономайзеры от превышения в них давления более чем на 10 %. Методика их регулирования и начальное давление их открытия должны быть указаны предприятием-изготовителем в инструкции.

Рычажно-грузовой предохранительный клапан состоит из корпуса с фланцами, а внутри установлена перегородка с горизонтальным седлом и запрессованной втулкой, из клапана с тарелкой, шпинделя с шарниром, трех направляющих вилок, рычага с шарниром и груза (рис. 2.4).

Сила от веса груза (или пружины) через рычаг и шпиндель (шток) давит тарелкой сверху, и клапан садится на седло, а снизу под клапан давит пар (или вода). Если сила от давления рабочего тела (пара или воды) начинает превышать силу груза (пружины), то клапан поднимается и выпускает пар в атмосферу (воду в дренаж). После снижения давления до рабочего клапан автоматически закрывается. Пар, выходящий из клапана, выводится трубой в атмосферу на крышу котельной. Пружинный клапан имеет аналогичную конструкцию, но вместо рычага и груза на штоке установлена пружина.

Предохранительные клапаны устанавливаются на паровых котлах на верхнем барабане, в пароперегревателях – на стороне выхода пара, в экономайзерах – по одному на входе и выходе, на водогрейном котле – на выходных коллекторах. Предохранительных клапанов должно быть установлено не менее двух, один из которых контрольный (закрыт металлическим кожухом с замком или пломбой). Диаметр прохода предохранительных клапанов должен быть не менее 20 мм. Оператор с рабочего места воздействует на рычаг клапана (через систему блоков) и проверяет его методом принудительного кратковременного открытия «подрывом»: для котлов с давлением до 1,4 МПа не реже одного раза в смену, а с давлением от 1,4 до 4 МПа – одного раза в сутки.

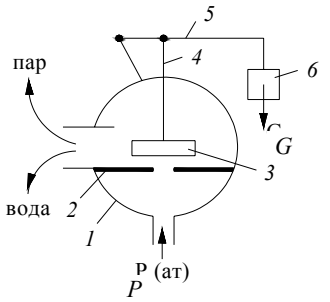


Рис. 2.4. Предохранительный клапан:
1 – корпус; *2* – горизонтальное седло;
3 – клапан; *4* – шпиндель;
5 – рычаг; *6* – груз

7. *Редукционный клапан* – применяется для понижения давления пара и поддержания сниженного давления в определенных заданных пределах. Он состоит из корпуса с тарелкой, свободно скользящей по штанге, на нижнем конце которой укреплен поршень с резиновым уплотнительным кольцом. Над цилиндром поршня находится поперечина, служащая опорой пружины. Пар выходит в отверстие под тарелку и одновременно проникает в цилиндр, где производит давление вверх – на тарелку и вниз – на поршень. При одинаковых диаметрах тарелки и поршня (площади их одинаковы) и свободном состоянии пружины клапан уравновешен. При вращении по часовой стрелке маховика штанга с тарелкой поднимается, и в образовавшийся зазор между седлом и тарелкой начнет поступать пар, давление которого повысится до предела, соответствующего натягу пружины, а установка клапана на требуемое понижение давления достигается вращением маховика. До и после редукционного клапана должны быть установлены запорные устройства, а за клапаном – предохранительный клапан и манометр.

8. *Редукционно-охладительная установка* (РОУ) предназначена для снижения давления пара до требуемого путем дросселирования – пропуска пара через сужение. В результате термодинамического изоэнтальпийного процесса пар переходит из состояния сухого насыщенного в область перегретого, с понижением давления и температуры. Для возврата его состояния в область насыщенного пара в него вспрыскивают конденсат или питательную воду.

Гарнитура – устройства, позволяющие безопасно обслуживать топочную камеру, газоходы котельного агрегата и газовоздушный тракт. К ней относят: топочные дверцы и лазы в обмуровке; смотровые лючки для визуального наблюдения за горением и состоянием поверхностей нагрева, футеровки и торкрета; шиберы и заслонки для регулирования тяги и дутья; лючки для обдувки.

К гарнитуре также относят и взрывной предохранительный клапан, который устанавливают на котлах, работающих без наддува (с разрежени-

ем), и в процессе работы он проверяется визуально. В процессе неправильного розжига и нарушения эксплуатации котельного агрегата возможно создание избыточного давления топочных газов (хлопок), что может привести к разрушению обмуровки котла, газоходов и дымовой трубы. Взрывные предохранительные клапаны служат для предохранения этих элементов от разрушения и обычно устанавливаются на обмуровке топки, газохода, водяного экономайзера и на борове (подземном канале движения топочных дымовых газов) перед дымовой трубой, в местах, исключающих травмы персонала.

Взрывной предохранительный клапан выполнен в виде металлической рамки (500 × 500 мм), закрытой листом асбеста. Асбест выдерживает высокие температуры, но не выдерживает избыточного давления. При взрыве топочной смеси (хлопок) создается избыточное давление внутри топочной камеры и в газоходах, в результате чего асбест разрывается и выпускает часть топочных газов в атмосферу через специальный канал, а обмуровка котла и оборудования при этом остается не нарушенной. Если асбест нарушен, то пропадает тяга и в этом случае необходимо установить новый лист асбеста и повторить розжиг.

2.2. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ

Контрольно-измерительные приборы и автоматика (КИПиА) предназначены для измерения, контроля и регулирования температуры, давления, уровня воды в барабане и обеспечения безопасной работы теплоэнергетического оборудования котельной.

Измерение температуры

Для измерения температуры рабочего тела используются манометрические и ртутные термометры. В трубопровод вваривают гильзу из нержавеющей стали, конец которой должен доходить до центра трубопровода, заполняют ее маслом и опускают в нее термометр.

Манометрический термометр состоит из термобаллона, медной или стальной трубки и трубчатой пружины овального сечения, соединенной рычажной передачей с показывающей стрелкой. Вся система заполняется инертным газом (азотом) под давлением 1…1,2 МПа. При повышении температуры давление в системе увеличивается, и пружина через систему рычагов приводит в движение стрелку. Показывающие и самопишущие манометрические термометры прочнее стеклянных и допускают передачу показаний на расстояние до 60 м.

Действие *термометров сопротивления* – платиновых (ТСП) и медных (ТСМ) основано на использовании зависимости электрического сопротивления вещества от температуры.

Действие *термоэлектрического термометра* основано на использовании зависимости термоЭДС термопары от температуры. Термопара как чувствительный элемент термометра состоит из двух разнородных проводников (термоэлектродов), одни концы которых (рабочие) соединены друг с другом, а другие (свободные) подключены к измерительному прибору. При различной температуре рабочих и свободных концов в цепи термоэлектрического термометра возникает ЭДС.

Наибольшее распространение имеют термопары типов ТХА (хромель-алюмель), ТХК (хромель-копель). Термопары для высоких температур помещают в защитную (стальную или фарфоровую) трубку, нижняя часть которой защищена чехлом и крышкой. У термопар высокая чувствительность, малая инерционность, возможность установки самопишущих приборов на большом расстоянии. Присоединение термопары к прибору производится компенсационными проводами.

Измерение давления

Для измерения давления используются барометры, манометры, вакуумметры, тягомеры и др., которые измеряют барометрическое или избы-

точное давление, а также разрежение в мм вод. ст., мм рт. ст., мм вод. ст., МПа, кгс/см^2, кгс/м^2 и др. Для контроля работы топки котла (при сжигании газа и мазута) могут быть установлены следующие приборы: 1) манометры (жидкостные, мембранные, пружинные) – показывают давление топлива на горелке после рабочего крана; 2) манометры (U-образные, мембранные, дифференциальные) – показывают давление воздуха на горелке после регулирующей заслонки; 3) тягомеры (ТНЖ, мембранные) – показывают разрежение в топке.

Тягонапоромер жидкостный (ТНЖ) служит для измерения небольших давлений или разрежений. Для получения более точных показаний применяют тягомеры с наклонной трубкой, один конец которой опущен в сосуд большого сечения, а в качестве рабочей жидкости применяют спирт (плотностью 0,85 г/см^3), подкрашенный фуксином. Баллончик соединяется штуцером «+» с атмосферой (барометрическое давление), и через штуцер заливается спирт. Стеклянная трубка штуцером «–» (разрежение) соединяется с резиновой трубкой и топкой котла. Один винт устанавливает «нуль» шкалы трубки, а другой – горизонтальный уровень на вертикальной стенке. При измерении разрежения импульсную трубку присоединяют к штуцеру «–», а барометрического давления – к штуцеру «+».

Пружинный манометр дает показания давления в сосудах и трубопроводах и устанавливается на прямолинейном участке. Чувствительным элементом служит овально-изогнутая латунная трубка, один конец которой вмонтирован в штуцер, а свободный конец под действием давления рабочего тела выпрямляется (за счет разности внутренней и наружной площадей) и через систему тяги и зубчатого сектора передает усилие на стрелку, установленную на шестеренке. Этот механизм размещен в корпусе со шкалой, закрыт стеклом и опломбирован. Шкала выбирается из условия, чтобы при рабочем давлении стрелка находилась в средней трети шкалы. На шкале должна быть установлена красная линия, показывающая допустимое давление (рис. 2.5).

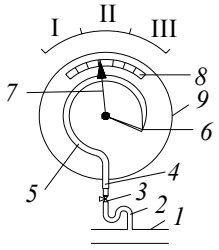


Рис. 2.5. Пружинный манометр:
1 – трубопровод (сосуд); *2* – сифонная трубка; *3* – трехходовой кран; *4* – штуцер; *5* – овально-изогнутая латунная трубка; *6* – тяга и зубчатый сектор; *7* – стрелка; *8* – шкала; *9* – корпус

В *электроконтактных манометрах* ЭКМ на шкале установлены два задаточных неподвижных контакта, а подвижный контакт – на рабочей стрелке. При соприкосновении стрелки с неподвижным контактом электрический сигнал от них поступает на щит управления и включается сигнализация.

Перед каждым манометром должен быть установлен трехходовой кран для продувки, проверки и отключения его, а также сифонная трубка (гидрозатвор, заполненный водой или конденсатом) диаметром не менее 10 мм для предохранения внутреннего механизма манометра от воздействия высоких температур. При установке манометра на высоте до 2 м от уровня площадки наблюдения диаметр его корпуса должен быть не менее 100 мм; от 2 до 3 м – не менее 150 мм; 3…5 м – не менее 250 мм; на высоте более 5 м – устанавливается сниженный манометр. Манометр должен быть установлен вертикально или с наклоном вперед на угол до 30° так, чтобы его показания были видны с уровня площадки наблюдения, а класс точности манометров должен быть не ниже 2,5 – при давлении до 2,5 МПа и не ниже 1,5 – от 2,5 до 14 МПа. Манометры не допускаются к применению, если отсутствует пломба (клеймо) или истек срок проверки, стрелка не возвращается к нулевому показанию шкалы (при отключении манометра), разбито стекло или имеются другие повреждения. Пломба или клеймо устанавливаются на год при проверке в центре метрологии и стандартизации.

Проверка манометра должна производиться оператором при каждой приемке смены, а администрацией – не реже одного раза в 6 месяцев с ис-

пользованием контрольного манометра. Проверка манометра производится в следующей последовательности (рис. 2.6):

1) заметить визуально положение стрелки (положение I);

2) ручкой трехходового крана соединить манометр с атмосферой – стрелка при этом должна стать на нуль (положение II);

3) медленно повернуть ручку в прежнее положение – стрелка должна стать на прежнее (до проверки) положение;

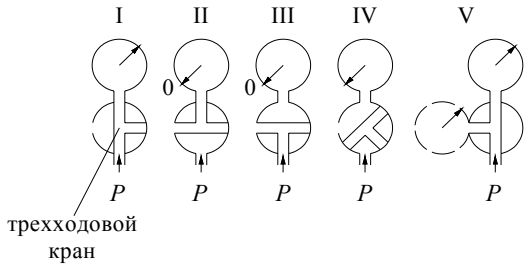


Рис. 2.6. Схема проверки манометра

4) повернуть ручку крана по часовой стрелке и поставить ее в положение, при котором сифонная трубка будет соединена с атмосферой – для продувки (положение III);

5) повернуть ручку крана в обратную сторону и установить ее на несколько минут в нейтральное положение, при котором манометр будет разобщен от атмосферы и от котла – для накопления воды в нижней части сифонной трубки (положение IV);

6) медленно повернуть ручку крана в том же направлении и поставить ее в исходное рабочее положение – стрелка должна стать на прежнее место.

Для проверки точности показаний манометра к контрольному фланцу манометра скобой присоединяют контрольный (образцовый) манометр, а ручку крана ставят в положение, при котором оба манометра соединены с пространством, находящимся под давлением (положение V). Исправный манометр должен давать одинаковые показания с контрольным манометром, после чего результаты заносят в журнал контрольных проверок.

Манометры должны устанавливаться на оборудовании котельной:

1) в паровом котельном агрегате: на барабане котла, а при наличии пароперегревателя – за ним, до главной задвижки; на питательной линии перед вентилем, регулирующим питание водой; на экономайзере – входе и выходе воды до запорного органа и предохранительного клапана; на водопроводной сети – при ее использовании;

2) в водогрейном котельном агрегате: на входе и выходе воды до запорного вентиля или задвижки; на всасывающей и нагнетательной линиях циркуляционных насосов, с расположением на одном уровне по высоте; на линиях подпитки теплосети.

На паровых котлах паропроизводительностью более 10 т/ч и водогрейных с теплопроизводительностью более 6 МВт обязательна установка регистрирующего манометра.

Водоуказательные приборы

При работе парового котла уровень воды колеблется между низшим и высшим положениями. Низший допускаемый уровень (НДУ) воды в барабанах паровых котлов устанавливается (определяется) для исключения перегрева металла стенок котла и обеспечения надежного поступления воды в опускные трубы контуров циркуляции. Положение высшего допускаемого уровня (ВДУ) воды в барабанах паровых котлов определяется из условий предупреждения попадания воды в паропровод или пароперегреватель. Объем воды, содержащийся в барабане между высшим и низшим уровнями, определяет «запас питания», т.е. время, позволяющее котлу работать без поступления в него воды.

На каждом паровом котле должно быть установлено не менее двух указателей уровня воды прямого действия. Водоуказательные приборы должны устанавливаться вертикально или с наклоном вперед, под углом не более 30°, чтобы уровень воды был хорошо виден с рабочего места. Указатели уровня воды соединяются с верхним барабаном котла с помощью

прямых труб длиной до 0,5 м и внутренним диаметром не менее 25 мм или более 0,5 м и внутренним диаметром не менее 50 мм.

В паровых котлах с давлением до 4 МПа применяют водоуказательное стекло (ВУС) – приборы с плоскими стеклами, имеющими рифленую поверхность, в которых продольные канавки стекла отражают свет, благодаря чему вода кажется темной, а пар светлым (рис. 2.7).

Стекло вставлено в рамку (колонку) с шириной смотровой щели не менее 8 мм, на которой должны быть указаны допустимые верхний ВДУ и нижний НДУ воды (в виде красных стрелок), а высота стекла должна превышать допускаемые пределы измерения не менее чем на 25 мм с каждой стороны. Стрелка НДУ устанавливается на 100 мм выше огневой линии котла. *Огневая линия* – это наивысшая точка соприкосновения горячих дымовых газов с неизолированной стенкой котла.

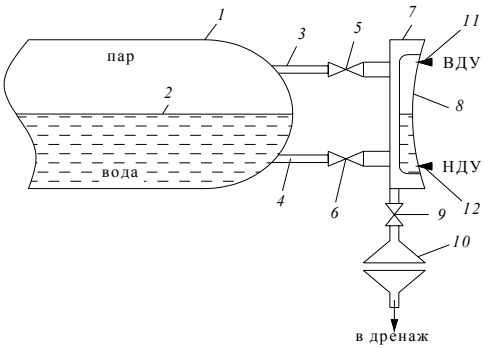


Рис. 2.7. Водоуказательное стекло:

1 – верхний барабан; *2* – зеркало испарения; *3*, *4* – патрубки; *5*, *6*, *9* – краны или вентили; *7* – колонка; *8* – стекло; *10* – воронка; *11*, *12* – стрелки

Водоуказательные приборы для отключения их от котла и проведения продувки снабжены запорной арматурой (кранами или вентилями). На арматуре должны быть четко указаны (отлиты, выбиты или нанесены краской) направления открытия или закрытия, а внутренний диаметр прохода должен быть не менее 8 мм. Для спуска воды при продувке предусматривается двойная воронка с защитными приспособлениями и отводная труба для свободного слива, а продувочный кран устанавливается на огневой линии котла.

Оператор котельной должен проверять водоуказательное стекло методом продувки не менее одного раза в смену, для чего следует:

1) убедиться, что уровень воды в котле не опустился ниже НДУ;
2) заметить визуально положение уровня воды в стекле;
3) открыть продувочный кран – продуваются паровой и водяной краны;
4) закрыть паровой кран, продуть водяной;
5) открыть паровой кран – продуваются оба крана;
6) закрыть водяной кран, продуть паровой;
7) открыть водяной кран – продуваются оба крана;
8) закрыть продувочный кран и наблюдать за уровнем воды, который должен быстро подняться и колебаться около прежнего уровня, если стекло не было засорено.

Не следует закрывать оба крана при открытом продувочном кране, так как стекло остынет и при попадании на него горячей воды может лопнуть. Если после продувки вода в стекле поднимается медленно или заняла другой уровень, или не колеблется, то необходимо повторить продувку, а если повторная продувка не дает результатов – необходимо прочистить засоренный канал.

Резкое колебание воды характеризует ненормальное вскипание за счет повышенного содержания солей, щелочей, шлама или отбора пара из котла больше, чем его вырабатывается, а также загорания сажи в газоходах котла.

Слабое колебание уровня воды характеризует частичное «закипание» или засорение водяного крана, а если уровень воды выше нормального – «закипание» или засорение парового крана. При полном засорении парового крана пар, находящийся над уровнем воды, конденсируется, вследствие

чего вода полностью и быстро заполняет стекло до самого верха. При полном засорении водяного крана уровень воды в стекле будет медленно повышаться вследствие конденсации пара или займет спокойный уровень. Опасность такого положения уровня воды в том, что оператор, не заметив колебания уровня воды или видя ее в стекле, может подумать, что воды в котле достаточно.

Недопустимо повышать уровень воды выше ВДУ, так как вода пойдет в паропровод, что приведет к гидравлическому удару и разрыву паропровода. При снижении уровня воды ниже НДУ *категорически запрещается* питать паровой котел водой, так как при отсутствии воды металл стенок котла сильно нагревается, становится мягким, а при подаче воды в барабан котла происходит сильное парообразование, что приводит к резкому увеличению давления, утончению металла, образованию трещин и разрыва труб.

Если расстояние от площадки наблюдения за уровнем воды более 6 м, а также в случае плохой видимости (освещения) приборов должны быть установлены два сниженных дистанционных указателя уровня; при этом на барабанах котла допускается установка одного ВУС прямого действия. Сниженные указатели уровня должны присоединяться к барабану на отдельных штуцерах и иметь успокоительное устройство.

Измерение и регулирование уровня воды в барабане

Уровнемерная колонка УК предназначена для позиционного регулирования уровня воды в барабане парового котла (рис. 2.8).

Она имеет цилиндрическую колонку (трубу) диаметром примерно 250 мм, в которой вертикально установлены четыре электрода, работа которых основана на электропроводности воды и которые способны контролировать высший и низший допускаемые уровни воды (ВДУ и НДУ), высший и низший рабочие уровни воды в барабане (ВРУ и НРУ). Колонка сбоку соединена с паровым и водным объемом барабана котла с помощью труб, имеющих краны. Внизу колонка имеет продувочный кран.

При достижении уровня воды ВРУ – включается реле и контактором разрывается цепь питания магнитного пускателя, отключая привод питательного насоса. Питание котла водой прекращается. Уровень воды в барабане понижается, и при снижении его ниже НРУ – происходит обесточивание реле и включение питательного насоса. При достижении уровня воды ВДУ и НДУ электрический сигнал от электродов через блок управления идет к отсекателю подачи топлива в топку.

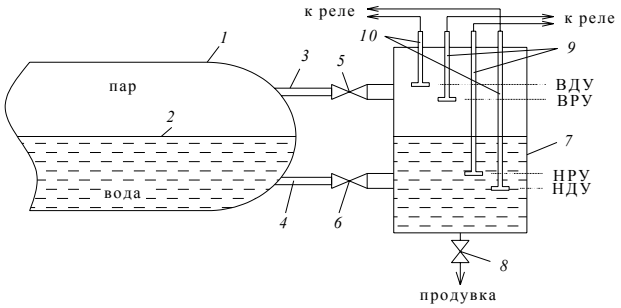


Рис. 2.8. Уровнемерная колонка:
1 – верхний барабан; *2* – зеркало испарения; *3*, *4* – патрубки; *5*, *6*, *8* – краны или вентили; *7* – колонка; *9*, *10* – электроды

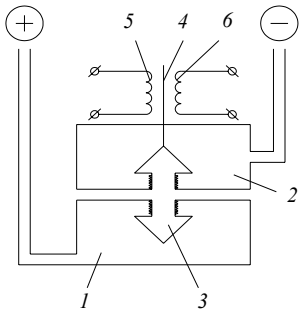


Рис. 2.9. Мембранный дифференциальный манометр:
1, *2* – плюсовая и минусовая камеры; *3* – диафрагма; *4* – сердечник; *5*, *6* – индукционные катушки

Мембранный дифференциальный манометр (ДМ) используется для пропорционального регулирования уровня воды в паровых котлах (рис. 2.9).

Манометр состоит из двух мембранных коробок, сообщающихся через отверстие в диафрагме и заполненных конденсатом. Нижняя мембранная коробка установлена в плюсовой камере, заполненной конденсатом, а верхняя – в минусовой камере, заполненной водой и соединенной с измеряемым объектом (верхним барабаном котла). С центром верхней мембраны соединен сердечник индукционной катушки. При среднем уровне воды в барабане котла перепада давления нет и мембранные коробки уравновешены.

При повышении уровня воды в барабане котла давление в минусовой камере увеличивается, мембранная коробка сжимается, и жидкость перетекает в нижнюю коробку, вызывая перемещение сердечника вниз. При этом в обмотке катушки образуется ЭДС, которая через усилитель подает сигнал на исполнительный механизм и прикрывает вентиль на питательной линии, т.е. уменьшает подачу воды в барабан. При понижении уровня воды ДМ работает в обратной последовательности.

Приборы для измерения расхода

Для измерения расхода жидкостей (воды, мазута), газов и пара применяют расходомеры:

1) скоростные объемные, измеряющие объем жидкости или газа по скорости потока и суммирующие эти результаты;

2) дроссельные, с переменным и постоянным перепадом давлений или ротаметры.

В рабочей камере *скоростного объемного расходомера* (водомера, нефтемера) установлена крыльчатая или спиральная вертушка, которая вращается от поступающей в прибор жидкости и передает расход счетному механизму.

Объемный ротационный счетчик (типа РГ) измеряет суммарный расход газа до 1000 $м^3$/ч, для чего в рабочей камере размещены два взаимно перпендикулярных ротора, которые под действием давления протекающего газа приводятся во вращение, каждый оборот которого передается через зубчатые колеса и редуктор счетному механизму.

Дроссельные расходомеры с переменным перепадом давления имеют сужающие устройства – нормальные диафрагмы (шайбы) камерные и бескамерные с отверстием меньше сечения трубопровода. При прохождении потока среды через отверстие шайбы скорость ее повышается, давление за шайбой уменьшается, а перепад давления до и после дроссельного устройства зависит от расхода измеряемой среды: чем больше количество вещества, тем больше перепад.

Разность давлений до и после диафрагмы измеряется дифференциальным манометром, по измерениям которого можно вычислить скорость протекания жидкости через отверстие шайбы. Нормальная диафрагма выполняется в виде диска (из нержавеющей стали) толщиной 3…6 мм с центральным отверстием, имеющим острую кромку, и должна располагаться со стороны входа жидкости или газа и устанавливаться между фланцами на прямом участке трубопровода. Импульс давления к дифманометру производится через отверстия из кольцевых камер или через отверстие с обеих сторон диафрагмы.

Для измерения расхода пара на импульсных трубках к дифманометру устанавливают уравнительные (конденсационные) сосуды, предназначенные для поддержания постоянства уровней конденсата в обеих линиях. При измерении расхода газа дифманометр следует устанавливать выше сужающего устройства, чтобы конденсат, образовавшийся в импульсных трубках, мог стекать в трубопровод, а импульсные трубки по всей длине должны иметь уклон к газопроводу (трубопроводу) и подключаться к верхней половине шайбы. Расчет диафрагм и монтаж на трубопроводах производят в соответствии с правилами [4].

Газоанализаторы

Газоанализаторы предназначены для контроля полноты сгорания топлива, избытка воздуха и определения в продуктах сгорания объемной доли углекислого газа, кислорода, окиси углерода, водорода, метана. По принципу действия они делятся: 1) на *химические* (ГХП, Орса, ВТИ), основанные на последовательном поглощении газов, входящих в состав анализируемой пробы; 2) *физические* – работающие по принципу измерения физических параметров (плотности газа и воздуха, их теплопроводности); 3) *хроматографические* – основанные на адсорбции (поглощении) компонентов газовой смеси определенным адсорбентом (активированным углем) и последовательной десорбции (выделении) их при прохождении колонки с адсорбентом газом.

2.3. СИСТЕМЫ АВТОМАТИКИ РЕГУЛИРОВАНИЯ

Надежная, безопасная и экономичная работа оборудования осуществляет персоналом в соответствии с инструкциями и правилами эксплуатации и обеспечивается с помощью КИП и аппаратуры для контроля и управления.

Технологическому контролю подлежат следующие параметры: давление, температура, расход пара; температура уходящих газов и продуктов сгорания; давление и температура воздуха; разрежение в топке и газоходах; количество и качество топлива; качество воды и пара; расход электроэнергии и др.

Для автоматизации управления работой теплоэнергетического оборудования котельных, кроме КИП, применяют:

1) устройства дистанционного управления (электродвигатели, электромагнитные приводы, гидравлические системы), предназначенные для пуска оборудования (топок, вентиляторов, дымососов, насосов) и воздействия на регулирующие и запорные органы;

2) устройства защиты, служащие для предохранения котельных агрегатов и оборудования от аварий;

3) автоматические устройства для управления периодическими операциями пуска и остановки оборудования;

4) автоматические блокировки – устройства, ограждающие оборудование от неправильных операций, выполненных по ошибке персонала, неправильного включения или отключения механизмов; обеспечивающие заданную последовательность операций при растопке котла и автоматическое прекращение подачи топлива при возникновении аварийных режимов;

5) автоматическое регулирование с помощью авторегуляторов для поддержания параметров на заданном значении или изменения их по определенной программе;

6) предупредительную, контрольную, аварийную и командную сигнализацию.

Предупредительная сигнализация служит для извещения персонала о нарушениях нормального режима работы оборудования, связанных с изменением параметров (давления, температуры воды, пара и др.). *Контрольная сигнализация* предназначена для извещения персонала в данный момент о работе или остановке оборудования, о положении запорных и регулирующих органов и др. *Аварийная сигнализация* извещает персонал об аварийной остановке оборудования. *Командная сигнализация* применяется для передачи сигналов (команд) от одного оперативного поста к другому.

Предупредительную и аварийную сигнализации выполняют световой и звуковой (сирена). Контрольная и командная сигнализации осуществляются обычно с помощью световых табло.

В систему автоматического регулирования процесса горения входят регуляторы давления, соотношения «топливо – воздух» или «пар – воздух» и разрежения в топке.

Автоматическое регулирование питания котельного агрегата водой производится авторегуляторами питания, которые воспринимают импульс по уровню воды в барабане котла и по расходу пара из него (двухимпульсные) или по расходу пара и расходу воды (трехимпульсные).

Регулирование температуры пара в пароперегревателе производится регулятором температуры, воздействующим на охлаждающую питательную воду, поступающую в пароохладитель.

Автоматическое регулирование непрерывной продувки производится при отклонении солесодержания котловой воды от установленной нормы. Основной импульс от датчика солемера котловой воды передается на регулятор, а второй импульс поступает от дифманометра, воспринимающего изменение расхода пара в котле. Регулятор воздействует на клапан непрерывной продувки, изменяя ее значение.

Для автоматического регулирования работы котельных агрегатов применяют различные системы: «Кристалл», АМК-У, КСУ, КУРС и др.

Система автоматического регулирования для котлов ДКВР, ДЕ и водогрейных с температурой воды более 115 ^{o}С поддерживает давление пара и уровень воды в барабане котла, разрежение в топке и соотношение «газ – воздух», температуру горячей воды. Система имеет комплекс датчиков (первичных приборов), усилителей, преобразователей, исполнительных механизмов и регулирующих органов.

Первичные приборы контролируют:

- давление пара в барабане котла – манометром электрическим, дистанционным (МЭД);
- соотношение «газ – воздух» и разрежение в топке – дифференциальными тягомерами (ДТ–2);
- уровень воды в барабане – дифманометром (ДМ);
- температуру наружного воздуха – термометром сопротивления (ТС).

Первичный прибор (датчик) реагирует на отклонение регулируемого параметра от заданного значения, преобразует это отклонение в электрический сигнал и подает его на усилитель.

Усилитель транзисторный (УТ) питает первичную обмотку датчика, суммирует сигналы, поступившие от вторичной обмотки датчика и задатчика, усиливает их и подает командный сигнал на исполнительный механизм (ИМ). С помощью УТ осуществляется дистанционное управление ИМ для воздействия на регулирующий орган. Исполнительный механизм может быть гидравлическим (ГИМ), электрическим (ЭИМ) или пневматическим (ПИМ). Регулирующими органами служат: а) мазутный клапан или газовая заслонка – изменяют подачу топлива; б) направляющий аппарат вентилятора – регулирует подачу воздуха в топку и соотношение «газ – воздух»; в) направляющий аппарат дымососа – обеспечивает поддержание устойчивого разрежения в топке в пределах 2…3 кгс/м^2 (мм вод. ст.); г) регулятор питания – поддерживает уровень воды в заданных пределах.

На передней панели прибора имеются: сигнальные лампочки, сигнализирующие отклонение того или иного параметра от заданного значения; ручка задатчика; тумблер-переключатель управления режимом работы – «автоматика» или «дистанционное»; тумблер дистанционного управления ИМ – «больше» или «меньше».

Так, например, при повышении давления пара в барабане котла МЭД подает сигнал на УТ, где он суммируется с сигналом устройства обратной связи (задатчика), при несовпадении усиливается, и командный сигнал поступает на ИМ, который воздействует на регулирующий орган, т.е. на газовую заслонку, прикрывает ее, и подача газа уменьшается. При этом нарушается соотношение «газ – воздух», а отклонение данного параметра контролируется датчиком ДТ-2, он срабатывает и дает электрический сигнал на свой УТ, откуда поступает командный сигнал на ИМ вентилятора. Лопатки направляющего аппарата прикрываются, уменьшая подачу воздуха пропорционально количеству газа, и соотношение «газ – воздух» восстанавливается. Разрежение в топке при этом увеличивается, так как количество газов уменьшилось, а дымосос работает с прежней производительностью. На это реагирует датчик разрежения ДТ-2 и подает сигнал на свой УТ, который подает командный сигнал на ИМ дымососа, и лопатки направляющего аппарата прикрываются, а разрежение в топке восстанавливается. При уменьшении горения процесс парообразования уменьшается, и

уровень воды в барабане возрастает. Реагирует ДМ и сигнализирует на УТ, откуда командный сигнал идет на ИМ регулятора питания, и подача питательной воды уменьшается.

Такое же пропорциональное регулирование работы системы происходит и при снижении давления пара в барабане.

Система АМК-У предназначена для комплексной автоматизации работы паровых котлов производительностью до 1,6 т/ч и водогрейных котлов, работающих на жидком и газообразном топливе. В зависимости от области применения предусматриваются восемь модификаций системы [8]. Комплект средств управления (КСУ) предназначен для паровых котлов паропроизводительностью до 2,5 т/ч [8]. Котлы с естественной циркуляцией, принудительной подачей топлива и принудительной тягой комплектуются средствами управления КСУ-2П-1, такие же котлы с топками под наддувом – КСУ-2П-2, а для прямоточных котлов с наддувом – КСУ-2П-3. В схемах автоматизации пароводогрейных котлов применяются управляющие устройства КУРС-101 [8]. Система автоматизации газомазутных водогрейных котлов типа КВ-ГМ (теплопроизводительностью 11,6; 23,3; 34,9 МВт) построена на базе комплекса КСУ-30-ГМ [8].

2.4. ПРИБОРЫ БЕЗОПАСНОСТИ

На каждом теплогенераторе должны быть предусмотрены приборы безопасности [11], обеспечивающие своевременное и надежное автоматическое отключение котла или его элементов при недопустимых отклонениях от заданных режимов эксплуатации. Паровые котлы должны иметь автоматические регуляторы питания и звуковые сигнализаторы верхнего и нижнего предельных положений уровней воды.

При камерном сжигании топлива все теплогенераторы оборудуются устройствами и приборами, которые автоматически прекращают подачу топлива к горелкам в случаях:

а) повышения или понижения давления газообразного топлива перед горелками за пределы установленных норм;

б) понижения давления жидкого топлива перед горелками до предельных значений (за исключением ротационных форсунок);

в) понижения или повышения уровня воды в барабане;

г) погасания факела горелок в топке;

д) отключения дымососов и вентиляторов, прекращения тяги, уменьшения разрежения в топке;

е) понижения давления воздуха перед горелками (с принудительной подачей воздуха).

Кроме того, в водогрейных котлах, во избежание гидравлического удара трубопроводов, автоматически прекращается подача топлива к горелкам в случае:

а) повышения давления воды в выходном коллекторе более чем на 5 % расчетного или разрешенного давления;

б) понижения давления воды в выходном коллекторе котла до значения, соответствующего давлению насыщения;

в) повышения температуры воды на выходе из котла до значения, меньшего на 20 ºС температуры насыщения;

г) уменьшения расхода воды через котел до значения, при котором недогрев воды до кипения на выходе из котла при максимальной нагрузке и рабочем давлении в выходном коллекторе достигает 20 °С.

Автоматика безопасности (АБ) состоит из датчиков, щита управления со звуковой и световой сигнализацией, клапанов-отсекателей газа. Датчики контролируют аварийные значения: газа среднего давления, давления пара в котле, давления воды на выходе из котла – электроконтактным манометром (ЭКМ); наличие пламени – фотодатчиком (ФД); газа низкого давления, давления воздуха перед горелкой, разрежения в топке – датчиком тяги (ДТ) или датчиком напора тяги (ДНТ); температуры на выходе из котла – электроконтактным термометром (ЭКТ).

Клапаны-отсекатели газа типа ПКН (ПЗК) с электромагнитом и газовые клапаны типа КГ или СВГМ регулируют и отсекают подачу газа.

При аварийном значении контролируемого параметра срабатывает соответствующий датчик и подает электросигнал на щит управления, где также срабатывает схема и отключает напряжение с электромагнита ПКН, который закрывает подачу газа (т.е. срабатывает клапан-отсекатель). Одновременно включается звуковая сигнализация и загорается лампочка, показывающая причину отсечки газа.

Оператор проверяет исправность АБ при приеме смены. Слесарь КИПиА один раз в 10 дней в присутствии оператора проверяет исправность АБ имитацией отсечки, а один раз в месяц в присутствии оператора и ответственного за газовое хозяйство проверяет исправность АБ с фактической отсечкой газа, в каждом случае делая запись в журнале АБ.

3. ОСНОВЫ ГОРЕНИЯ И ТЕПЛОВОГО БАЛАНСА

3.1. ОБЩИЕ ПОНЯТИЯ ТОПЛИВА И ГОРЕНИЯ

Топливом называют вещество, выделяющее при определенных условиях большое количество тепловой энергии, которую используют в различных отраслях народного хозяйства для получения водяного пара или горячей воды систем отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и производства электроэнергии. Топливо бывает горючее и расщепляющееся. Горючее – топливо, которое выделяет теплоту при взаимодействии с окислителем (воздухом), а расщепляющееся (ядерное) – выделяет теплоту в процессе торможения продуктов деления тяжелых ядер химических элементов, при взаимодействии их с нейтронами. Горючее топливо делится на органическое и неорганическое.

В теплогенерирующих котельных установках (ТГУ) применяют органическое топливо, которое по агрегатному состоянию делят на твердое, жидкое и газообразное, а по способу получения – на естественное и искусственное. Естественные: уголь, торф, сланцы, древесина, природный газ, попутный газ нефтяных месторождений. Искусственные (синтетические, композиционные): топливные брикеты, торфяной кокс, дизельное и соляровое топливо, мазут (топочный, бытовой), топливные эмульсии и суспензии, доменный, коксовый, сланцевый газ.

Горением называется быстрый процесс экзотермического окисления горючего вещества, сопровождающийся выделением значительного количества тепловой энергии. Особенности процесса горения, отличающее его от родственных процессов окисления: высокая температура; быстротечность по времени; неизотермичность; изменение концентрации компонентов, структуры и формы поверхности реагирования во времени.

По своей природе горение – процесс, протекающий при непрерывном подводе горючего и окислителя в зону горения и отводе газообразных продуктов сгорания. В основе процесса горения лежат экзотермические и эндотермические реакции, которые описываются стехиометрическими уравнениями и принципиальной особенностью которых является их обратимость (принцип Ле-Шателье). Основы теории цепных реакций разработаны Н.Н. Семеновым [3, 6, 13, 26]. Для протекания реакции необходимо перемешивание компонентов на молекулярном уровне, иными словами, необходим процесс массопереноса реагирующих компонентов в зону реакции и продуктов реакции из нее.

Процесс массопереноса осуществляется в турбулентном потоке за счет турбулентной диффузии, а в ламинарном потоке, неподвижной среде и в пограничном слое – за счет молекулярной диффузии, которые при постоянной температуре и давлении описываются законом Фика. Если реакция горения протекает мгновенно, то это явление называется *взрывом*.

В зависимости от фазового состояния реагирующих веществ химические реакции горения делят на: 1) *гомогенные* – протекающие в объеме между компонентами, находящимися в одной фазе (газ и воздух); 2) *гетеро-*

генные – протекающие на поверхности раздела фаз (уголь или капля мазута и воздух).

3.2. СОСТАВ ТВЕРДОГО И ЖИДКОГО ТОПЛИВА

В состав твердого и жидкого топлива входят горючие элементы: углерод C, водород H, сера S, а также негорючие элементы (внутренний и внешний балласт) – кислород O, азот N, влага W и зола A. Топливо, которое используется для сжигания, называется рабочим, и перечисленные элементы дают с индексом «р», т.е. на рабочую массу топлива. Расчеты ведут на 1 кг топлива. Если из топлива удалить влагу, то останется сухая масса. Если у сухой массы удалить золу, то получим горючую массу топлива. Если выделить из горючей массы топлива летучую и колчеданную серу, то оставшаяся часть органической серы определит органическую массу. Если пробу топлива долго хранить в сухом помещении, то оставшаяся внешняя и гигроскопическая влага дает аналитическую массу топлива.

Углерод C – главная составляющая топлив. При окислении с кислородом образуется углекислый газ CO_2 и 33 МДж теплоты. При недостатке воздуха или плохой тяге образуется окись углерода CO, или *угарный газ*, который без цвета, запаха и вкуса, токсичен, легче воздуха ($\rho = 1{,}25$ кг/м^3), горюч, взрывоопасен. Угарный газ скапливается в «мертвых» зонах газоходов и при взаимодействии с воздухом может произойти взрыв, поэтому в обмуровке не должно быть трещин и неплотностей. На человека действует отравляюще, так как соединяется с гемоглобином крови в 200 раз быстрее, чем кислород воздуха и тем самым блокирует гемоглобин, поэтому в котельной должен быть трехкратный воздухообмен (вентиляция). При содержании в воздухе CO в количестве 0,1 % – через час происходит легкое отравление, 0,5 % – через 0,5 часа тяжелое отравление, а при 1 % – через 0,5 часа смертельный исход.

Окись углерода может догореть (при $t = 650$ °C), если подвести добавочный воздух.

Водород H – его содержание небольшое, но дает теплоты в четыре раза больше, чем углерод, т.е. 120 МДж.

Сера S – встречается в трех видах: органическая и колчеданная или летучая горючая сера, а также сульфатная негорючая сера. Летучая сера дает 10 МДж теплоты. Сернистые соединения в сочетании с водяными парами вызывает коррозию стальных труб и повышает точку росы уходящих газов. Сернистый газ SO_2 вредно действует на окружающую среду.

Кислород O – находится в соединении с горючими элементами топлива, поэтому не способствует выделению химической энергии топлива.

Азот N – содержится в топливе в малых количествах, в горении не участвует и переходит в свободном состоянии в продукты сгорания.

Влага W – разделяется на внешнюю, попавшую в пласт при добыче, транспортировке, хранении, из атмосферного воздуха, и внутреннюю, входящую в состав кристаллогидратов минеральных примесей топлива. Влага отрицательно влияет на качество топлива и работу теплогенератора, так как на ее испарение в топке используется полезная теплота, увеличивается температура точки росы, увеличивается количество дымовых газов, что приводит к перерасходу электроэнергии для их удаления и т.д.

Зола A, или зольность, понятие условное, так как зола в топливе не содержится, а получается при сжигании. Легкоплавкая зола вызывает зашлаковывание котлов и колосниковых решеток, что препятствует доступу воздуха к топливу. Летучая зола – пылевидные фракции, выносимые продуктами сгорания из топки и осаждающиеся в газоходах на трубках котла, экономайзера, воздухоподогревателя, что снижает теплопередачу от топочных газов к воде, уменьшает КПД и увеличивает расход топлива. Для очистки от золы используют обдувку в паровых и дробеочистку в водогрейных и паровых котлах.

Если твердое топливо нагревать без доступа воздуха до 850 °C (сухая перегонка), то из топлива выделяются летучие вещества (углеводороды,

сера, водород, кислород, азот, влага) и остается твердый остаток (углерод и зола) – *кокс*. Количество летучих веществ определяют в процентах к рабочей или горючей массе топлива и называют *выходом летучих*. Чем больше выход летучих, тем легче воспламеняется топливо, и выше его реакционная способность при горении, но необходимо иметь более высокие топки.

3.3. СВОЙСТВА ЖИДКОГО ТОПЛИВА

Жидкое топливо получается из нефти методом термической разгонки (крекинга). В зависимости от температуры получают фракции: бензин (200…225 °С), керосин (140…300 °С), дизельные топлива (190…350 °С), мазуты (> 350 °С). Мазуты для котельных делятся на:

- флотские Ф-5 и Ф-12 – для использования в судовых котлах, газотурбинных установках и двигателях;
- топочные мазуты М-40, М-100 и другие, которые в зависимости от содержания серы делятся на малосернистые (S < 0,5 %), сернистые (S = 0,5…2 %), высокосернистые (S > 2 %);
- топочные печные бытовые (ТПБ).

Физические свойства жидких топлив приведены в табл. 2.8 [12]:

- теплота сгорания 39…42 МДж/кг;
- относительная плотность – отношение плотности нефтепродукта при 20 °С к плотности дистиллированной воды при 4 °С (0,9…1,02);
- вязкость условная (ВУ) – отношение времени истечения 200 $см^3$ нефтепродукта при определенной (50, 80, 100 °С) температуре, ко времени этого же объема дистиллированной воды при 20 °С; для обеспечения перекачки и сжигания топочного мазута (кроме ТПБ) в котлах его подогревают до 70…115 °С, для того чтобы ВУ = 3…6 °.
- температура вспышки (80…110 °С) – когда нагретое топливо выделяет пары, которые в смеси с воздухом могут вспыхнуть при подносе к ним пламени;
- температура застывания (от –10 до + 42 °С) – при которой оно загустеет настолько, что при наклоне пробирки с топливом на 45° к горизонту его уровень остается неподвижным в течение 1 мин.

3.4. СОСТАВ И СВОЙСТВА ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

В газообразном топливе газовых месторождений преобладает метан CH_4 (80…98 %), тяжелые углеводороды (этан, пропан, бутан и т.д.), водород, сероводород, в небольших количествах кислород, азот, углекислый газ и водяные пары. Состав газообразного топлива дается в процентах по объему [3, 12, 17], а расчеты ведут исходя из единиц объема сухого газа, взятого при нормальных условиях.

При окислении 1 $м^3$ метана образуется углекислый газ, водяные пары и 36 МДж теплоты; этана – 63,8 МДж, пропана – 91,4 МДж, бутана – 120 МДж и т.д.

Природный газ не имеет цвета, запаха, вкуса, легче воздуха (плотность 0,75 $кг/м^3$). Теплота сгорания 33…40 $МДж/м^3$. Природный газ на человека оказывает удушающее воздействие (смертельная доза – 25 % от объема помещения). *Температура воспламенения* в воздухе – это температура, которую должен иметь газ или газовое топливо, чтобы начался самопроизвольный процесс горения за счет выделения теплоты горящими частицами газа без подвода теплоты извне. Для метана температура воспламенения в воздухе 654…790 °С. При концентрации природного газа более 17 % – он огнеопасен.

Объемное содержание горючего газа в газовоздушной смеси, ниже (или выше) которого пламя не может самопроизвольно распространяться в этой смеси при наличии или внесении в нее источника высокой температуры, называется нижним (верхним) пределом воспламенения, или нижним (верхним) пределом взрываемости данного газа. Пределы взрываемости газов приведены в табл. 1.2 [26].

Для того чтобы своевременно обнаружить утечки, горючие газы подвергают *одоризации*, т.е. придают им резкий специфический запах. Газы одорируют после их очистки и осушки перед поступлением в магистральный газопровод при помощи одоранта – этилмеркаптана, в количестве 16 г на 1000 м^3 природного газа.

Содержание вредных примесей регламентируется ГОСТ 5542–87, ввиду того, что смола приводит к отложениям на стенках труб; пыль ухудшает процесс горения и засоряет приборы; аммиак NH_3 токсичен и воздействует на медные сплавы; влага увеличивает коррозию труб, арматуры и снижает теплоту сгорания. Поэтому газ до подачи осушают специальными поглотителями; относительная влажность газа должна быть не более 60 % при самой низкой температуре в газопроводе.

Основные недостатки и преимущества газообразного топлива перед другими видами топлива: недостатки – взрывоопасен, пожароопасен, оказывает удушающее воздействие на человека, трудно обнаружить утечку; преимущества – легко транспортируется, поддается автоматизированному процессу сжигания, не нужны склады для хранения, хорошие санитарные условия на рабочем месте.

Сжиженный газ имеет плотность 2,6 кг/м^3 (тяжелее воздуха в 1,5 раза), теплоту сгорания 110…120 МДж/м^3, предел взрываемости 1,5…9,5 % от объема помещения (при наличии искры), температуру вспышки 750…850 °С. Зимняя смесь состоит из 75 % пропана и 25 % бутана, летняя – 25 % пропана и 75 % бутана. Одорант (этилмеркаптан) в количестве 40 г на 1000 м^3 газа, для того чтобы ощутить запах при концентрации 0,5 % от объема помещения.

3.5. ТЕПЛОТА СГОРАНИЯ ТОПЛИВА

Количество теплоты, выделяемое при полном сгорании единицы топлива, называется его теплотворностью, или *теплотой сгорания* и измеряется в кДж/кг или кДж/м^3. Теплота сгорания – основной параметр органического топлива, характеризующий его энергетическую ценность, и для расчетов определяется по [12, табл. 2.1, 2.8, 2.9].

Различают высшую $Q_{\text{в}}^{\text{р}}$ и низшую $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ теплоту сгорания. Высшей теплотой сгорания топлива называют количество теплоты, выделенное 1 кг (или 1 м^3) рабочего топлива, с учетом конденсации водяных паров образующихся от окисления водорода и испарения влаги топлива. Низшей теплотой сгорания топлива называют количество теплоты, выделенное 1 кг (или 1 м^3) рабочего топлива, без учета конденсации водяных паров из топочных газов. Теплота сгорания $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ меньше $Q_{\text{в}}^{\text{р}}$ на теплоту парообразования водяных паров (2460 кДж/кг).

В реальных условиях дымовые газы и, в том числе, водяные пары уходят в атмосферу без конденсации и поэтому для расчетов расхода топлива используют низшую теплоту сгорания топлива.

Удельная теплота сгорания твердого и жидкого топлива определяется сжиганием 1 г топлива в калориметрической бомбе, заполненной кислородом, которая помещается в сосуд (калориметр) с водой, а приращение температуры воды измеряется метастатическим термометром. Удельная теплота сгорания газообразного топлива определяется в калориметре путем сжигания исследуемого газа в воздушной среде. Расход газа измеряется счетчиком, а выделившаяся при этом теплота передается потоку проточной воды, расход которой определяется взвешиванием, а приращение температуры – термометрами.

Учет запасов разных видов топлива ведут в пересчете на *условное топливо*, теплота сгорания которого принимается равным 29 308 кДж/кг (7000 ккал/кг). Для перевода натурального топлива $B_{\text{н}}$ в условное – $B_{\text{у}}$, используют тепловой эквивалент Э = $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ / 29308, и тогда $B_{\text{у}} = B_{\text{н}}$ Э.

3.6. СПОСОБЫ СЖИГАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ТОПЛИВА

Если за определяющий параметр взять скорость движения воздуха $w_в$ относительно скорости движения частиц топлива $v_т$, то по этому параметру выделяют четыре технологии сжигания топлива.

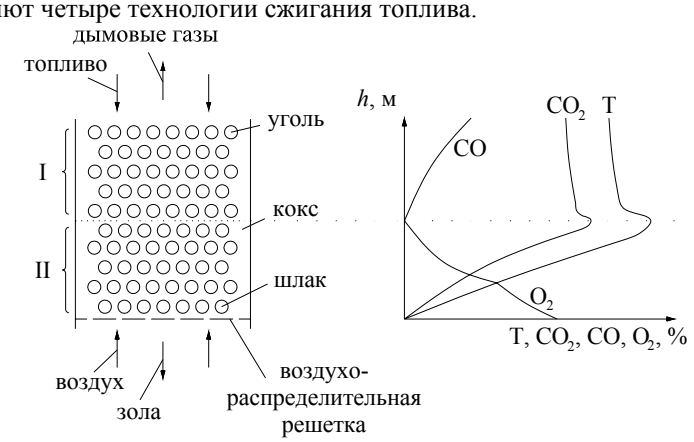


Рис. 3.1. Схема сжигания топлива в плотном фильтрующем слое

1. *В плотном фильтрующем слое* ($w_в >> v_т$).

Применяется только для кускового твердого топлива, которое распределяется на колосниковой решетке. На рис. 3.1 приведена схема такого сжигания и распределение концентрации газов по высоте слоя.

Слой топлива продувается воздухом со скоростью, при которой устойчивость слоя не нарушается и процесс горения имеет кислородную и восстановительную зону. Видимое тепловое напряжение колосниковой решетки составляет Q_R = 1,1…1,8 МВт/м^2.

2. *В кипящем или псевдоожиженным слое* ($w_в > v_т$).

При увеличении скорости воздуха динамический напор может достигнуть, а затем и превысить гравитационную силу частиц. Устойчивость слоя нарушится и начнется беспорядочное движение частиц, которые будут подниматься над решеткой, а затем совершать возвратно-поступательное движение вверх и вниз. Скорость потока, при которой нарушается устойчивость слоя, называется критической. Увеличение ее возможно до скорости витания частиц, когда они выносятся потоком газов из слоя. Значительная часть воздуха проходит через кипящий слой в виде «пузырей» (газовых объемов), сильно перемешивающих мелкозернистый материал слоя, в результате процесс горения по высоте протекает практически при постоянной температуре, что обеспечивает полноту выгорания топлива.

На рис. 3.2 приведена схема такого сжигания, а также распределение температуры и концентрации газов по высоте слоя.

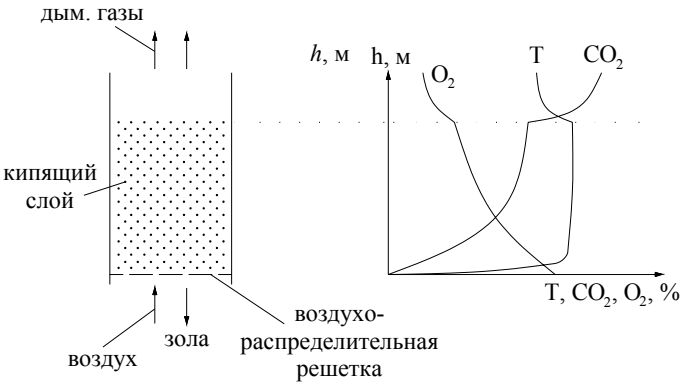


Рис. 3.2. Схема сжигания топлива в кипящем слое

В кипящий слой вводят негорючий заполнитель: мелкий кварцевый песок, шамотную крошку и др. Концентрация топлива в слое не превышает 5 %, что позволяет сжигать любое топливо (твердое, жидкое, газообразное, включая горючие отходы). Негорючий наполнитель в кипящем слое может

быть активным по отношению к вредным газам, образующимся при горении. Введение наполнителя (известняка, извести или доломита) дает возможность перевести в твердое состояние до 95 % сернистого газа.

Для кипящего псевдоожиженного слоя характерна скорость воздуха 0,5…4 м/с, размер частиц топлива 3…10 мм, высота слоя не более 0,3…0,5 м. Тепловое напряжение объема топки Q_V = 3,0…3,5 МВт/м^3.

3. *В потоке воздуха* ($w_в \approx v_т$) или факельный прямоточный процесс. На рис. 3.3 приведена схема такого сжигания, а также распределение температуры и концентрации газов по высоте слоя.

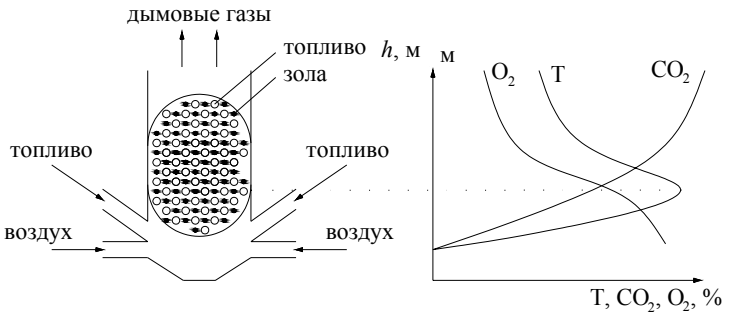


Рис. 3.3. Схема сжигания топлива в потоке воздуха

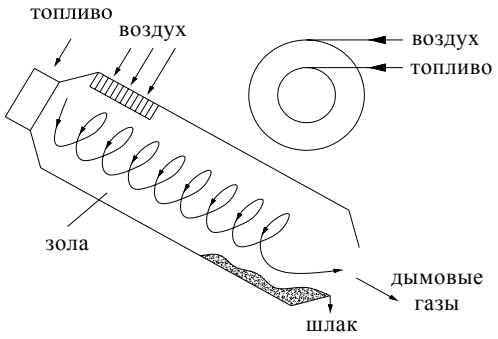


Рис. 3.4. Схема циклонного сжигания топлива

Частицы топлива оказываются взвешенными в газовоздушном потоке и начинают перемещаться вместе с ним, сгорая во время движения в пределах топочного объема. Способ отличается слабой интенсивностью, растянутой зоной горения, резкой неизотермичностью; требуется высокая температура среды в зоне воспламенения и тщательная подготовка топлива (распыливание и предварительное перемешивание с воздухом). Тепловое напряжение объема топки $Q_V \approx 0{,}5$ МВт/м^3.

4. *Циклонное сжигание топлива* ($w_в \le v_т$). Частица или капля топлива циркулирует по организованному контуру потока столько раз, сколько необходимо для ее полного сгорания. На рис. 3.4 приведена схема такого сжигания.

При этом достигается наибольшая скорость сгорания с одновременной интенсификацией массопереноса. Тепловое напряжение объема топки $Q_V \approx$ 1,3 МВт/м^3.

3.7. РАСЧЕТ ГОРЕНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ТОПЛИВА

Расчет сводится к определению количества воздуха, необходимого для полного сгорания топлива, продуктов горения, а также температуры и энтальпии дымовых газов. Расчет твердого и жидкого топлива ведут по соотношениям масс веществ, участвующих в реакциях, а для газообразного топлива – по объемным соотношениям.

Для полного сжигания 1 кг углерода C требуется 1,866 м^3 кислорода O_2, в результате чего образуется 1,866 м^3 двуокиси углерода CO_2 и выделяется 34 МДж (34000 кДж) теплоты: $C + O_2 = CO_2 + Q$.

Для полного сгорания 1 кг серы S требуется 0,7 м^3 кислорода O_2, в результате образуется 0,7 м^3 сернистого газа SO_2 и выделяется 10,5 МДж теплоты: $S + O_2 = SO_2 + Q$.

Для полного сгорания 1 кг водорода H_2 требуется 5,6 м^3 кислорода O_2, образуется 11,2 м^3 водяного пара H_2O и выделяется 121,5 МДж теплоты: $2H_2 + O_2 = 2H_2O + Q$.

Для полного сгорания 1 м^3 метана CH_4 требуется 9,52 м^3 воздуха V^o, образуется 10,52 м^3 дымовых газов, содержащих CO_2 и водяные пары H_2O, и выделяется 36,5 МДж теплоты: $CH_4 + 2O_2 = CO_2 + 2H_2O + Q$.

При полном сгорании топлива дымовые газы содержат углекислый газ CO_2, сернистый газ SO_2, азот топлива и воздуха N_2, неиспользованный при горении кислород O_2 воздуха, водяной пар H_2O, полученный за счет окисления водорода топлива, испарения влаги, содержащейся в топливе и внесенной с влажным воздухом и при распылении жидкого топлива (в паромеханических форсунках).

Для полного горения топлива необходимы: достаточное количество воздуха; хорошее перемешивание воздуха с топливом; высокая температура в топке (не менее 700 °С на выходе); достаточное время пребывания топлива и окислителя в топке; постоянный отвод продуктов сгорания из топки.

При неполном сгорании топлива образуются вредные для человека и окружающей среды оксиды азота (NO, NO_2), серы (SO_2), углерода CO (угарный газ), а также сажа, которая осаждается на экранных и конвективных трубах, снижает теплопередачу от топочных газов к теплоносителю, что приводит к уменьшению КПД и перерасходу топлива. Кроме того, сажа может самовозгораться, что приводит к авариям.

Полнота сгорания топлива определяется двумя способами:

1) с помощью газоанализаторов – по показаниям состава уходящих топочных газов оценивается полнота сгорания и избыток воздуха;

2) визуально – по цвету пламени и дыма. При полном сгорании цвет пламени в разогретой топке голубовато-фиолетовый или прозрачно-соломенный, а цвет дыма – бесцветный, прозрачный, невидимый для глаза – летом и светло-серый или белый – зимой. При неполном сгорании цвет пламени оранжево-красный, с темными язычками, непрозрачный, а цвет дыма – серый ближе к темному, непрозрачный.

Энтальпия воздуха и продуктов сгорания зависит от объема, теплоемкости и температуры компонентов горения и вычисляется по формулам, после чего строится график зависимости энтальпии от температуры топочных газов для каждого элемента котла (топки, газоходов, пароперегревателя, экономайзера и т.п.).

Различают теоретическую (калориметрическую) и действительную температуру горения топлива. Максимальную температуру, развиваемую при сжигании топлива, называют *жаропроизводительностью* топлива. Теоретическая – это та температура, которую приобрели бы дымовые газы, если бы вся теплота от полного сгорания топлива воспринималась бы только дымовыми газами. Калориметрическую температуру горения определяют из уравнения теплового баланса. В реальных условиях горения топлива действительная температура топочных газов всегда ниже теоретической, за счет теплообмена между топочными газами и радиационными поверхностями нагрева, а также различных потерь теплоты в топке (механический, химический недожог и др.).

3.8. КОЭФФИЦИЕНТ ИЗБЫТКА ВОЗДУХА

Для обеспечения полного сгорания топлива в топочное устройство подводят воздуха больше, чем теоретически необходимо. Отношение действительно поступившего количества воздуха $V_д$ к теоретически необходимому V^o называется *коэффициентом избытка воздуха* $\alpha_т$.

Топки паровых и водогрейных котлов, как правило, работают с разрежением 2…3 мм вод. ст., в связи с чем происходит подсос воздуха и в топку и во все элементы котельной установки по ходу газового тракта, вплоть до дымососа. Присосы воздуха для каждого элемента котла определяются по [17] и ориентировочно могут быть приняты:

- 0,05 – для первого конвективного пучка (газохода), фестона (с камерой догорания), пароперегревателя, воздухоподогревателя;

- 0,1 – для второго конвективного пучка (газохода), конвективной шахты, чугунного и стального экономайзера с обшивкой;
- 0,15…0,2 – для чугунного экономайзера без обшивки.

Поэтому коэффициент избытка воздуха в уходящих топочных газах – $\alpha_{ух}$ больше, чем в топке, на суммарное значение присосов воздуха $\Sigma\Delta\alpha$ и составляет: $\alpha_{ух} = \alpha_т + \sum\Delta\alpha$.

Разрежение в топке замеряется тягонапоромером ТНЖ. При разрежении менее 1 мм вод. ст. топочные газы могут выбиваться в помещение котельной, что недопустимо по технике безопасности. При разрежении более 8 мм вод. ст. будет происходить значительный подсос холодного наружного воздуха, что приведет к снижению температуры топочных газов, увеличению потерь теплоты, снижению КПД и др.

Таблицы расчета коэффициентов избытка воздуха, объемов и энтальпий воздуха и продуктов сгорания приведены в главе 8.

3.9. УРАВНЕНИЕ ТЕПЛОВОГО БАЛАНСА

Расход сжигаемого топлива должен обеспечивать получение необходимого количество полезной теплоты, а также восполнения тепловых потерь, сопровождающих работу котельной установки. Полезно используемая теплота в котельной установке Q_1 идет на подогрев воды, ее испарение, получение и перегрев пара. Соотношение, связывающее приход и расход теплоты носит название *теплового баланса*.

Тепловой баланс составляется на 1 кг твердого или жидкого топлива, на 1 м^3 газообразного топлива или в % от введенной теплоты. Суммарное количество введенной в топку теплоты называется располагаемой теплотой $Q_р^р$ и соответственно включает в себя:

- $Q_н^р$ – низшую рабочую теплоту сгорания топлива;
- $Q_{ф.т}$ – физическую теплоту, вводимую в теплогенератор с топливом, если топливо предварительно нагревается (мазут);
- $Q_{ф.в}$ – физическую теплоту, вводимую в теплогенератор с воздухом, если нагрев воздуха происходит вне котельного агрегата (воздухоподогреватель);
- $Q_{пар}$ – физическую теплоту, вводимую в теплогенератор с паром, при паровом распылении топлива (паромеханические форсунки).

Следовательно:

$$Q_р^р = Q_н^р + Q_{ф.т} + Q_{ф.в} + Q_{пар}.$$

Расходная часть теплового баланса $Q_{расх}$ включает в себя полезно использованную теплоту Q_1, а также потери теплоты с уходящими топочными газами Q_2, химической Q_3 и механической Q_4 неполнотой сгорания топлива, от наружного охлаждения Q_5, с физической теплотой шлаков Q_6, на аккумуляцию ограждающих конструкций $Q_{акк}$ (при нестационарных условиях работы установки).

Следовательно:

$$Q_{расх} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_{акк}.$$

Уравнение теплового баланса имеет вид

$$Q_р^р = Q_{расх}.$$

Разделив каждый член уравнения теплового баланса на $Q_р^р$ и умножив на 100 %, получим другую запись уравнения теплового баланса:

$$100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6.$$

Таблицы расчета теплового баланса котла приведены в главе 8.

3.10. КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ И РАСХОД ТОПЛИВА ТЕПЛОГЕНЕРАТОРА

Коэффициентом полезного действия брутто $\eta_{бр}$, %, называется отношение полезно используемой теплоты Q_1 к располагаемой $Q_р^р$:

$$\eta_{бр} = (Q_1 / Q_р^р) \cdot 100, \%.$$

Доля полезно используемой теплоты $q_1 = (Q_1 / Q_р^р)\ 100$, %.

Тогда имеем, что $q_1 = \eta_{бр}$.

Следовательно, коэффициент полезного действия брутто

$$\eta_{бр} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6), \%.$$

При выработке тепловой энергии следует учитывать расход тепловой энергии на собственные нужды $q_{с.н}$ (привод насосов, тягодутьевых устройств, на обдувку, деаэрацию, мазутное хозяйство и т.д.). В связи с этим введено понятие КПД нетто $\eta_{нетто} = \eta_{бр} - q_{с.н}$, %.

Натуральный расход топлива $B_н$, кг/с, м^3/с, при нормальных условиях сжигания (при t = 0 °С и P = 760 мм рт. ст), в паровом и водогрейном котельном агрегате определяется по формулам:

- для парового котла

$$B_н = (D\Delta i_п) / (Q_р^р \eta_{бр}),$$

- для водогрейного котла

$$B_н = (G\Delta i_в) / (Q_р^р \eta_{бр}),$$

где D – паропроизводительность теплогенератора, кг/с; $\Delta i_п$ – прирост энтальпии пара и питательной воды, кДж/кг; $Q_р^р$ – располагаемая теплота, кДж/кг, кДж/м^3; $\eta_{бр}$ – КПД брутто; G – расход воды через водогрейный котел, кг/с; $\Delta i_в$ – прирост энтальпии горячей и холодной воды, кДж/кг.

При сжигании газа и мазута, расчетный расход топлива $B_р$ равен натуральному расходу $B_н$, так как потери теплоты от механической неполноты сгорания $q_4 = 0$.

Для увеличения $\eta_{бр}$ необходимо снижать потери теплоты, а именно:

- работать по режимной карте, температурному графику, с наименьшим коэффициентом избытка воздуха: 1,05…1,1 – для природного газа; 1,1…1,15 – для мазута; 1,4…1,8 – для твердого топлива;
- следить за температурой уходящих топочных газов, полнотой сгорания топлива, обмуровкой котла.

3.11. ТЕПЛОВЫЕ ПОТЕРИ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРА

Работа теплогенерирующей установки сопровождается потерями теплоты, выраженными обычно в долях, %:

$$q_i = (Q_i / Q_р^р) \cdot 100.$$

1. *Потери теплоты с уходящими топочными газами теплогенератора* – $q_2 = (Q_2 / Q_р^р) \cdot 100$, %.

В теплогенераторе это, чаще всего, наибольшая часть тепловых потерь. Потери теплоты с уходящими топочными газами можно понизить за счет:

- снижения объема дымовых топочных газов, путем поддержания требуемого коэффициента избытка воздуха в топке $\alpha_т$ и уменьшения присосов воздуха;
- снижения температуры уходящих топочных газов, для чего применяют хвостовые поверхности нагрева: водяной экономайзер, воздухоподогреватель, контактный теплообменник.

Температура уходящих топочных газов (140…180 °С) считается рентабельной и во многом зависит от состояния внутренней и внешней поверхности нагрева труб котла, экономайзера. Отложение накипи на внутренней поверхности стенок труб котла, а также сажи (летучей золы) на внешней поверхности нагрева существенно ухудшают коэффициент теплопередачи от топочных газов к воде и пару. Увеличение поверхности экономайзера, воздухоподогревателя для более глубокого охлаждения дымовых газов не является целесообразным, так как при этом уменьшается температурный напор ΔT и увеличивается металлоемкость.

Повышение температуры уходящих топочных газов может произойти в результате неправильного процесса эксплуатации и сжигания топлива: большой тяги (топливо догорает в кипятильном пучке); наличия неплотности в газовых перегородках (газы напрямую идут по газоходам котельного агрегата, не отдавая теплоты трубам – поверхностям нагрева), а также при большом гидравлическом сопротивлении внутри труб (за счет отложения накипи и шлама).

2. *Химический недожог* – $q_3 = (Q_3 / Q_{\text{р}}^{\text{р}}) \cdot 100$, %.

Потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива, определяется по результатам анализа летучих горючих веществ H_2, CO, CH_4 в уходящих дымовых топочных газах. Причины химической неполноты сгорания: плохое смесеобразование, недостаток воздуха, низкая температура в топке.

3. *Механический недожог* – $q_4 = (Q_4 / Q_{\text{р}}^{\text{р}}) \cdot 100$, %.

Потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива, характерны для твердого топлива и зависят от доли провала топлива через колосниковую решетку в систему шлакозолоудаления, уноса частичек несгоревшего топлива с дымовыми газами и шлаком, который может оплавить частицу твердого топлива и не дать ей полностью сгореть.

4. *Потери теплоты от наружного охлаждения ограждающих конструкций* – $q_5 = (Q_5 / Q_{\text{р}}^{\text{р}}) \cdot 100$, %.

Возникают ввиду разности температуры наружной поверхности теплогенератора и окружающего наружного воздуха. Они зависят от качества изолирующих материалов, их толщины. Для поддержания q_5 в заданных пределах необходимо чтобы температура наружной поверхности теплогенератора – его обмуровки, не превышала 50 °С.

Потери теплоты q_5 уменьшаются по ходу движения топочных газов по газовому тракту, поэтому в теплогенераторе введено понятие коэффициента сохранения теплоты $\varphi = 1 - 0{,}01 q_5$.

5. *Потери с физической теплотой шлака* – $q_6 = (Q_6 / Q_{\text{р}}^{\text{р}}) \cdot 100$, %.

Возникают за счет высокой температуры шлаков порядка 650 °С и характерны только при сжигании твердого топлива.

Таблицы расчета тепловых потерь, коэффициента полезного действия брутто, натурального, расчетного и условного расхода топлива теплогенератора приведены в главе 8.

4. ТОПОЧНЫЕ И ГОРЕЛОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА

4.1. ТОПОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА

Топка – устройство, предназначенное для сжигания топлива с целью получения теплоты. Топка выполняет функцию горения и теплообменного аппарата – теплота излучением и конвекцией одновременно передается от факела горения и продуктов сгорания к экранным поверхностям, по которым циркулирует вода. Доля лучистого теплообмена в топке, где температура топочных газов порядка 1000 °С, больше чем конвективного, поэтому, чаще всего, поверхности нагрева в топке называют *радиационными*.

Для сжигания природного газа, мазута и пылевидного твердого топлива обычно используют камерные топки, общая принципиальная схема которой приведена на рис. 4.1.

В конструкции камерной топки можно выделить четыре основных элемента: топочную камеру, экранную поверхность, горелочное устройство и систему удаления шлака и золы.

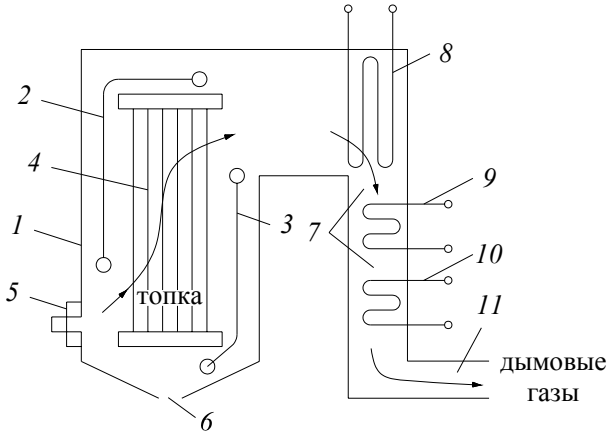


Рис. 4.1. Принципиальная схема камерной топки:
1 – обмуровка; *2* – фронтовой и потолочный экран;
3 – задний и подовый экран; *4* – левый боковой экран;
5 – горелка; *6* – система удаления шлака и золы;
7 – конвективная шахта – газоход; *8* – пароперегреватель;
9 – водяной экономайзер; *10* – воздухоподогреватель; *11* – боров

1. *Топочная камера* или топочный объем – пространство, отделенное обмуровкой от окружающей среды.

Обмуровкой называют ограждения, отделяющие топочную камеру и газоходы котельного агрегата от внешней среды. Обмуровку выполняют из красного или диатомового кирпича, огнеупорного материала или из металлических щитов с огнеупорами. Внутренняя часть обмуровки в топке, или *футеровка*, со стороны топочных газов и шлаков, выполняется из огнеупорных материалов: шамотного кирпича, шамотобетона и других огнеупорных масс. Обмуровка и футеровка должны быть достаточно плотными, особо высокоогнеупорными, стойкими к химическому воздействию шлаков и иметь малый коэффициент теплопроводности.

Обмуровка может опираться непосредственно на фундамент, на металлические конструкции (каркас) или крепиться на трубах экранов топочной камеры и газоходов. Поэтому существует три конструкции обмуровки: массивная – имеет свой фундамент; накаркасная (облегченная) – фундамента не имеет, крепится на металлический каркас; натрубная – крепится к экранным поверхностям.

Каркас служит для крепления и поддержания всех элементов котельного агрегата (барабанов, поверхностей нагрева, трубопроводов, обмуровки, лестниц и площадок) и представляет собой металлические конструкции обычно рамного типа, соединенные с помощью сварки или закрепленные болтами на фундаменте.

2. *Экранная радиационная поверхность нагрева* выполнена из стальных труб диаметром 51…76 мм установленным с шагом 1,05…1,1. Экраны воспринимают теплоту за счет радиации и конвекции и передают ее воде

или пароводяной смеси, циркулирующим по трубам. Экраны защищают обмуровку от мощных тепловых потоков.

3. *Система удаления шлака и золы* используется в камерных топках только при сжигании твердого пылевидного топлива.

4. *Горелочные устройства* устанавливаются на одной или двух противоположных (встречных) поверхностях нагрева, на поду, или в углах топки. На стенах топки котла устраивают амбразуру – отверстие в обмуровке, выложенное огнеупорным материалом, куда устанавливают воздушный регистр и горелочное устройство.

Воздушные регистры. При любом виде топлива (газообразное, жидкое или пылевидное) воздух в основном (кроме инжекционных горелок) нагнетается дутьевым вентилятором в топку через воздушные регистры или воздухонаправляющие аппараты, что обеспечивает интенсивное завихрение и выход (подачу) топливно-воздушной смеси в наиболее узком сечении амбразуры топки со скоростью 25…30 м/с.

Воздухонаправляющее устройство представляет собой лопаточный завихритель осевого типа с подвижными, поворачивающимися вокруг своей оси лопатками. Возможна и установка неподвижных профильных лопаток под углом 45…50° к потоку воздуха. Завихрение потока воздуха интенсифицирует процессы смесеобразования и горения, но при этом увеличивается сопротивление по воздушному тракту. Направляющие аппараты удобны для автоматического регулирования производительности вентиляторов и дымососов.

Таблица расчета топки приведена в главе 8.

4.2. ГОРЕЛОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА

В зависимости от вида сжигаемого топлива различают множество конструкций горелочных устройств.

1. При сжигании твердого пылевидного топлива применяют горелки смешивающего типа (рис. 4.2).

В амбразуре топочной камеры устанавливают улитку, в которой пылевоздушная смесь ПВС (пылевидное топливо с первичным воздухом) закручивается и по кольцевому каналу транспортируется к выходу горелки, откуда ПВС поступает в топку в виде закрученного короткого факела. Вторичный воздух, через другую аналогичную улитку, подается в топку со скоростью 18…30 м/с в виде мощного закрученного потока, где интенсивно перемешивается с пылевоздушной смесью, образуя факел горения. Производительность горелок – 2…9 т/ч угольной пыли.

2. При сжигании мазута применяют форсунки и мазутные горелки: механические, ротационные и паровоздушные (паромеханические). Любая мазутная форсунка должна иметь устройство для хорошего перемешивания топлива с воздухом, что достигается использованием разного вида завихряющих приспособлений – регистров. Комплект мазутной форсунки с воздушным регистром и другими вспомогательными приспособлениями называется *мазутной горелкой*.

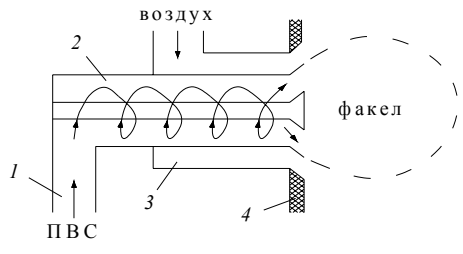


Рис. 4.2. Принципиальная схема горелки для сжигания пылевидного твердого топлива:
1 – канал подачи ПВС;
2 – кольцевой канал;
3 – канал вторичного воздуха;
4 – обмуровка

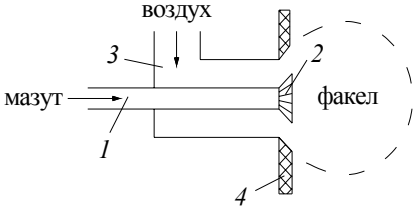


Рис. 4.3. Принципиальная схема механической форсунки:
1 – канал подачи мазута;
2 – распыливающая головка;
3 – канал подачи воздуха;

4 – обмуровка

Механическая форсунка. Принципиальная схема форсунки приведена на рис. 4.3.

Подогретый примерно до 100 °С мазут под давлением 2…4 МПа поступает в канал, перемещается в насадок (распыливающую головку), где установлен завихритель-распылитель. В результате прямолинейное движение мазута изменяется на вращательное, и мазут с большой скоростью (45…50 м/с) и сильным завихрением выбрасывается в топочную камеру. В топке мазут взаимодействует с воздушной средой и распыляется на мелкие капли. Достоинства: не нужен пар, нет движущихся частей. Недостатки: необходима двойная очистка мазута (грубая и тонкая); требуются мощные нефтенасосы; образование нагара; малый диапазон регулирования (60…100 %). Расход мазута – 0,2…4 т/ч.

Ротационная форсунка. Принципиальная схема форсунки приведена на рис. 4.4.

Топливо подается через канал и сопло на вращающуюся чашу (стакан), дробится и сбрасывается в топочную камеру. Давление топлива (мазута) составляет 0,15…1 МПа, а чаша вращается со скоростью 1500…4500 об/мин. Воздух поступает вокруг чаши через конус, охватывает вращающийся поток капель и перемешивается с ним. Расход мазута – 0,1…3,4 т/ч. Достоинства: не требуются мощные нефтяные насосы и тонкая очистка мазута от примесей; широкий диапазон регулирования (15…100 %). Недостатки: сложная конструкция и повышенный уровень шума.

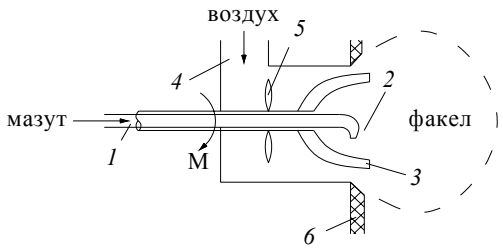


Рис. 4.4. Принципиальная схема ротационной форсунки:
1 – канал подачи мазута; *2* – сопло; *3* – стакан;
4 – канал подачи воздуха; *5* – вентилятор; *6* – обмуровка

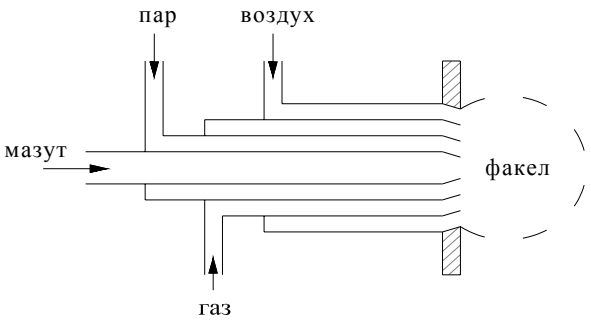


Рис. 4.5. Принципиальная схема паровоздушной форсунки

Паровоздушная или паромеханическая форсунка. Принципиальная схема форсунки приведена на рис. 4.5.

Топливо подается в канал, по внешней поверхности которого поступает пар (давлением 0,5…2,5 МПа) или сжатый воздух. Пар выходит из канала со скоростью до 1000 м/с и распыляет топливо (мазут) на мельчайшие частички. Природный газ также поступает по каналу в топку. Воздух нагнетается в топку вентилятором через амбразуру.

3. Газовые горелки. Газогорелочные устройства (горелки) предназначены для подачи к месту горения (в топку) газовоздушной смеси или раздельно газа и воздуха, устойчивого сжигания и регулирования процесса горения. Основной характеристикой является *тепловая мощность горелки*, т.е. количество теплоты, выделяемое при полном сжигании газа, поданного

через горелку, и определяется произведением расхода газа на его низшую теплоту сгорания.

Основные параметры горелок: номинальная тепловая мощность, номинальное давление газа (воздуха) перед горелкой, номинальная относительная длина факела, коэффициенты предельного и рабочего регулирования горелки по тепловой мощности, удельная металлоемкость, давление в камере сгорания, шумовая характеристика.

Существуют три основных метода сжигания газа [26].

1) *Диффузионный* – в топку газ и воздух в необходимых количествах подают раздельно, а смешение происходит в топке.

2) *Кинетический* – в горелку подают полностью подготовленную газовоздушную смесь с избыточным количеством воздуха. Воздух смешивается с газом в смесителях, и смесь быстро сгорает в коротком слабосветящемся пламени при обязательном наличии стабилизатора горения.

3) *Смешанный* – в горелку подают хорошо подготовленную смесь газа с воздухом, содержащую только часть (30…70 %) воздуха, необходимого для горения. Этот воздух называют первичным. Остальной (вторичный) воздух поступает к факелу (устью горелки) путем диффузии. К этой же группе относят горелки, у которых газовоздушная смесь содержит весь воздух, необходимый для горения, и смешение происходит и в горелке, и самом факеле.

Наличие устойчивого пламени является важнейшим условием надежной и безопасной работы котельного агрегата. При неустойчивом горении пламя может проскочить внутрь горелки или оторваться от нее, что приведет к загазованности топки и газоходов и взрыву газовоздушной смеси при последующем повторном розжиге. Скорость распространения пламени для различных газов неодинакова: наибольшая 2,1 м/с – для смеси водорода с воздухом, а наименьшая 0,37 м/с – для смеси метана с воздухом. Если скорость газовоздушного потока окажется меньше скорости распространения пламени, происходит *проскок пламени* в горелке, а если больше – *отрыв пламени*.

По способу подачи воздуха для горения различают следующие конструкции горелок [26].

1. Горелки с поступлением воздуха к месту горения за счет разрежения в топке, создаваемого дымовой трубой или дымососом, или конвекции. Смешение газа с воздухом происходит не в горелке, а за ней, в амбразуре или топке, одновременно с процессом горения. Такие горелки называют *диффузионными*, они равномерно прогревают всю топку, имеют простую конструкцию, работают бесшумно, факел устойчив по отношению к отрыву, проскок пламени невозможен.

2. Горелки с инжекцией воздуха газом, или *инжекционные*. Принципиальная схема инжекционной горелки приведена на рис. 4.6.

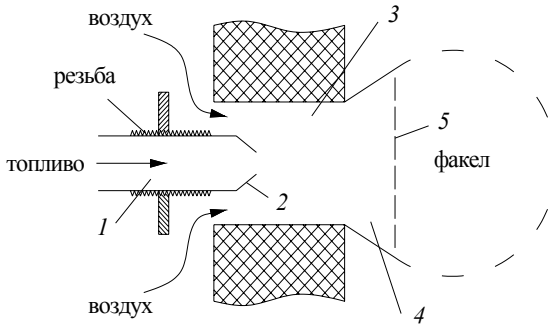


Рис. 4.6. Принципиальная схема инжекционной горелки:
1 – канал подачи газа; *2* – сопло; *3* – камера смешения;
4 – диффузор; *5* – рассекатель

Струя газа, поступающего из газопровода под давлением, выбрасывается из одного или нескольких сопл с большой скоростью, в результате скорость потока увеличивается, а давление в камере смешения снижается. За счет разрежения в камере наружный воздух подсасывается (инжектируется) в горелку и при движении по камере смешивается с газом. Объемный расход инжектируемого воздуха регулируется положением кольца, которое вращается на резьбе, уменьшая или увеличивая при этом сечение между

кольцом и обмуровкой. Смесь газа и воздуха проходит камеру смешения и поступает в его расширяющуюся часть – диффузор, где скорость смеси снижается, а давление при этом возрастает, после чего газовоздушная смесь проходит через распределительную решетку – рассекатель, или поступает в коллектор с огневыми отверстиями и попадает в топку, где сгорает в виде маленьких голубовато-фиолетовых факелов.

3. Горелки с инжекцией газа воздухом. В них для инжекции газа используется энергия струй сжатого воздуха, создаваемого вентилятором, а давление газа перед горелкой поддерживается постоянным с помощью специального регулятора. Достоинства: подача газа в смеситель возможна со скоростью, близкой к скорости воздуха; возможность использования холодного или нагретого воздуха с переменным давлением. Недостаток: использование регуляторов.

4. Горелки с принудительной подачей воздуха без предварительной подготовки газовоздушной среды. Смешение газа с воздухом происходит в процессе горения (т.е. вне горелки), и длина факела определяет путь, на котором это смешение заканчивается. Для укорочения факела газ подают в виде струек, направленных под углом к потоку воздуха, осуществляют закручивание потока воздуха, увеличивают разницу в давлениях газа и воздуха и т.п. По методу подготовки смеси, данные горелки являются диффузионными (проскок пламени невозможен), они применяются как резервные при переводе одного топлива на другое в котлах ДКВР, в виде подовых и вертикально-щелевых.

5. Горелки с принудительной подачей воздуха и предварительной подготовкой газовоздушной смеси, или *газомазутные горелки*. Они имеют наибольшее распространение и обеспечивают заранее заданное количество смеси до выхода в топку. Газ подается через ряд щелей или отверстий, оси которых направлены под углом к потоку воздуха. Для интенсификации процесса смесеобразования и горения топлива воздух к месту смешения с газом подают закрученным потоком, для чего используют: лопаточные аппараты с постоянным или регулируемым углом установки лопаток, улиточную форму корпуса горелки, тангенциальную подачу или тангенциальные лопаточные закручиватели.

4.3. ГАЗОВЫЕ ЗАПАЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

Газовые запальные устройства предназначены для розжига основных горелок и контроля наличия пламени. Их можно разделить:

- по принципу установки – переносные и стационарные;
- по методу зажигания – ручные (от горящей спички, жгута, бумаги) и электрические (от искры, раскаленной спирали);
- по способу подачи воздуха – диффузионные, инжекционные, с принудительной подачей воздуха, с активной воздушной средой;
- по функциональному назначению – без контроля факела и с контролем;
- по условиям работы – для топок с разрежением и топок с наддувом (избыточным давлением в топке).

1. *Переносные газовые запальники* соединяются с газопроводом резинотканевыми шлангами. Штуцер на газопроводе и запальник должны иметь накатку (для натягивания конца шланга), а на газопроводе до шланга обязательна установка отключающего крана. Для введения запальника в топку в кладке обмуровки должно быть отверстие диаметром $d \geq 50$ мм.

Для топок, работающих с разрежением до 8 кгс/м^2 (мм вод. ст.), применяется однофакельный запальник среднего или низкого давления. Он представляет собой горелку с частичной инжекцией воздуха. Газ выходит из сопла, подсасывая воздух через отверстия в корпусе инжектора, образующаяся газовоздушная смесь проходит смеситель и выходит из огневого насадка в защитный кожух с отбортовкой, где начинается горение газа. При изменении давления и состава газа в запальнике необходимо изменить только диаметр сопла. При наличии в топке избыточного давления запальник должен выдавать полностью подготовленную газовоздушную смесь, что обеспечивается при среднем давлении газа в инжекционном запальнике, а при низком – в запальнике с принудительной подачей воздуха.

2. *Стационарный запальник* повышает безопасность и облегчает розжиг основной горелки. Факел должен быть устойчивым на всех режимах работы агрегата, надежно поджигать газовоздушную смесь основной горелки, легко зажигаться переносным запальником или электрическим устройством. Стационарный запальник может быть: отдельным блоком газовой горелки или ее частью; однофакельным или многофакельным; включаться от основной горелки (в период розжига) или работать постоянно; зажигаться электрически или дистанционно. Газ к стационарному запальнику подают от газопровода до запорных устройств основной горелки.

Применяют запальники:

а) с ручным зажиганием, без контроля пламени – в виде трубок с просверленными в них отверстиями вдоль оси (трубки «бегущего огня»);

б) с электрическим зажиганием, без контроля пламени – основной поток газовоздушной смеси (90 %) поступает из смесителя к устью запальника, а остальная часть смеси поступает из смесителя в камеру зажигания, где воспламеняется от искры свечи напряжением 10 кВ;

в) с электрическим зажиганием и контролем пламени – запально-защитные устройства (ЗЗУ), предназначенные для автоматического или дистанционного розжига газовых и мазутных горелок, в комплект которых входит управляющий прибор с датчиком, осуществляющий контроль, за наличием в топке факела.

Также применяются электрозапальник ЭЗ или запально-контрольная горелка типа ЗК-Н. Основные показатели запально-защитного устройства типа ЗЗУ приведены в [12, табл. 7.60].

4.4. ГАЗОМАЗУТНЫЕ ГОРЕЛКИ

В настоящее время на водотрубных котлах (ДЕ, ДКВР) и водогрейных агрегатах (КВ-ГМ) устанавливаются газомазутные горелки различных конструкций, удовлетворяющие требованиям экономичной и безопасной эксплуатации. Главным при этом является обеспечение примерно равного качества сжигания и длины факела на обоих видах топлива (природном газе и мазуте).

Газомазутные горелки представляют собой комплекс из газовой горелки и мазутной форсунки и в зависимости от конструкции предназначены для раздельного или совместного сжигания газового и жидкого топлива. Для установки горелки во фронтовой стенке (обмуровке) котла выполняют амбразуру.

В теплогенераторах ДКВР наибольшее распространение получили короткофакельные газомазутные горелки ГМГ и их модернизированный вариант ГМГм, установка которых показана на рис. П21, а основные характеристики приведены в [12, табл. 7.52].

Горелка ГМГм отличается от ГМГ устройством газового насадка, имеющего два ряда газовыпускных отверстий, направленных под углом 90° друг к другу, которые закручивают поток первичного и вторичного воздуха, что обеспечивает снижение коэффициента избытка воздуха до 1,05, повышение КПД котла на 1 %, а также улучшает его эксплуатационные показатели.

Площадь сечения трубопровода вторичного воздуха должна быть в 1,5…2 раза больше площади сечения патрубка первичного воздуха горелки. При установке на котле несколько горелок их производительность регулируют изменением тепловой мощности всех горелок одновременно, так как включение или отключение части горелок приводит к их перегреву и выходу из строя оставшихся в работе. Регулирование тепловой мощности производится изменением расхода топлива и количеством соответственно вторичного воздуха (шибер первичного воздуха открыт полностью).

Устройство горелки ГМГм приведено на рис. П22, *а*. Газомазутная горелка ГМГм состоит из газовоздушной части *1*, паро-механической форсунки *6*, лопаточных завихрителей первичного *5* и вторичного *2* воздуха, монтажной плиты *3* со стаканом *7* для установки запально-защитного устройства и заглушки для закрывания форсуночного канала при снятии фор-

сунки. Закрутка воздуха в горелке обоими регистрами производится в одну сторону (правого или левого вращения в зависимости от компоновки завихрителя). В качестве стабилизатора пламени используется конический керамический туннель *4*.

Зажигание горелки производят при закрытых воздушных шиберах: плавно открывают запорное устройство на газопроводе, после воспламенения газа – шибер первичного воздуха, а затем с помощью шибера вторичного воздуха и регулирующего устройства на газопроводе устанавливают заданный режим. Во избежание отрыва факела при пуске тепловая мощность горелки не должна превышать 25…50 % от номинальной мощности, а давление газа должно быть больше давления вторичного воздуха. При работе горелки на газе мазутную форсунку удаляют из топки, а торцевое отверстие канала закрывают заглушкой.

Устройство мазутной форсунки ГМГм приведено на рис. П22, *б*. Мазут под давлением 1,25…2 МПа по внутренней трубе форсунки подводится к распыливающей головке, где последовательно установлены: шайба распределительная *8* с отверстиями (от одного до двенадцати), а также завихрители – топливный *9* и паровой *10*, имеющие по три тангенциальных канала. Шайба и завихрители крепятся с помощью накидной гайки *11*. Мазут проходит через отверстия распределительной шайбы, далее по тангенциальным каналам попадает в камеру завихрения и, выходя через сопловое отверстие, распыляется за счет центробежных сил. При снижении тепловой мощности до 70 % от номинальной по наружной трубе форсунки подается пар, который через каналы накидной гайки проходит к каналам парового завихрителя и, выходя закрученным потоком, участвует в процессе распыливания мазута.

При переходе с газового топлива на жидкое (мазут) в форсунку предварительно подают пар, затем мазут под давлением 0,2…0,5 МПа. После его воспламенения отключают газ и регулируют режим. Для перехода с жидкого топлива на газовое снижают давление мазута до 0,2…0,5 МПа и постепенно подают газ. После воспламенения газа прекращают подачу мазута и устанавливают заданный режим.

Перед розжигом горелки на мазуте следует проверить положение мазутной форсунки и продуть ее паром. Первоначально розжиг рекомендуется производить на газе или легком топливе (дизельное топливо, керосин). При их отсутствии растопку производят дровами с последующим переходом на мазут. При работе горелок на мазуте в пределах 70…100 % от номинальной тепловой мощности, достаточно механического распыления мазута, а на более низких нагрузках (менее 70 %) для распыления применяют пар под давлением 0,15…0,2 МПа. Расход пара около 0,3 кг на 1 кг мазута. Для распыления не рекомендуется использовать пар с высокой влажностью (увеличение влажности снижает качество распыления) и пар с температурой более 200 °С (возрастает опасность коксования распылителей).

Горелку ГМГм выключают плавным, пропорциональным уменьшением подачи топлива и вторичного воздуха. После полного прекращения подачи топлива воздух должен поступать в горелку для охлаждения 10…12 минут. После этого полностью закрывают шибер вторичного, а затем первичного воздуха и вынимают форсунку из горелки для того, чтобы в топке не образовалась газовоздушная, огнеопасная смесь.

Уменьшение угла раскрытия туннеля, неправильная установка или засорение форсунки при сжигании мазута способствуют образованию кокса в туннеле, вибрации и росту сопротивления горелки по воздуху.

В котлах ДЕ устанавливают горелки ГМ или ГМП, конструкции которых одинаковы, а основные характеристики даны в [12, табл. 7.53]. На фронтовой стене каждого котла расположена одна горелка, которая крепится с помощью специального фланца. Отверстие, образующееся при снятии фланца с завихрителем, используется в качестве лаза.

Общий вид горелки ГМ приведен на рис. П23. Угол раскрытия амбразур для горелок ГМ – 50°, общая длина амбразуры – 250 мм, цилиндрической части – 115 мм. Горелка состоит из форсуночного узла, периферийной газовой части и однозонного (для всех горелок ГМ) воздухонаправляющего

устройства. В форсуночный узел входит паро-механическая (основная) форсунка *1*, расположенная по оси горелки и устройство *2*, смещенное относительно оси, предусматривающее установку сменной форсунки, которая включается на непродолжительное время, необходимое для замены основной форсунки.

Газовая часть горелки состоит из газового кольцевого коллектора *3* прямоугольной формы (в сечении) с газовыпускными отверстиями и подводящей трубы. К торцу коллектора приварен кольцевой обод полукруглой формы. Внутри коллектора имеется разделительная обечайка, которая способствует более равномерному распределению газа по коллектору. Воздухонаправляющее устройство *4* представляет собой лопаточный завихритель осевого типа с неподвижными профильными лопатками, установленными под углом 45°. Воздух, поступающий по воздуховоду, ограниченному фронтом *5* котла и металлической стенкой *6*, делится на два потока: первичный направляется в воздушный короб *7* горелки, закручивается в завихрителе *4* и, смешиваясь с газом, участвует в процессе сжигания в первой половине футерованной камеры сгорания котла; вторичный воздух поступает в камеру сгорания через щель, обеспечивая полное сгорание газа.

Мазутные форсунки могут быть паро-механические или акустические. Паро-механические форсунки конструктивно идентичны форсункам горелок ГМГм (рис. П22). Акустические форсунки отличаются от паромеханических форсунок отсутствием парового завихрителя, который заменяется специальной втулкой.

Паро-механическая форсунка состоит из распыливающей головки, ствола и корпуса. Распыливающая головка является основным узлом форсунки и состоит из парового и топливного завихрителей, распределительной шайбы, прокладки, втулки и накидной гайки. Мазут проходит по внутренней трубе ствола и попадает в топливную ступень форсунки. Пар проходит по наружной трубе ствола и попадает в паровую ступень форсунки.

Все горелки ГМ оборудованы запально-защитным устройством *8* с ионизационным датчиком ЗЗУ-4.

В водогрейных котлах КВ-ГМ-10 (-20, -30) устанавливают ротационные газомазутные горелки РГМГ, устройство которых представлено на рис. П24, а основные характеристики приведены в [12, табл. 7.51]. В теплогенераторах КВ-ГМ-10 (-20, -30) коллекторы фронтового экрана образуют квадрат, в котором размещена амбразура горелки, выполненная из пластичной хромитовой массы, нанесенной по шипам. В амбразуру (рис. П19) устанавливают ротационные газомазутные горелки РГМГ-10 (-20, -30). Горелки состоят из ротационной мазутной форсунки *11*, газовой части *7*, завихрителя вторичного воздуха *10*, короба первичного воздуха, кольца рамы *3*, переднего кольца *8* и запально-защитного устройства (ЗЗУ) *5*. Из комплекта ЗЗУ на трубе *6* горелки устанавливают газовый запальник и фотодатчик. Труба *6* закреплена на крышке *19*.

Газовая часть состоит из газораздающей кольцевой камеры *7* и двух газоподводящих труб *4*, соединенных с приемным патрубком *1*. Газораздающая камера расположена у устья горелки и имеет один ряд газовыпускных отверстий *12*. Опорная труба *14* поддерживает газораздающую камеру снизу, а рамки *13* служат для центровки завихрителя вторичного воздуха. Воздухонаправляющее устройство вторичного воздуха состоит из воздушного короба *2*, завихрителя *10*, переднего кольца *8*, образующего устье горелки и амбразуры *9*. Завихритель вторичного воздуха (осевого типа с гнутыми лопатками, установленными под углом 40° к оси горелки) можно перемещать вручную вдоль оси горелки по направляющим рамы *16* с помощью подшипников *15*, тяг и рукояток. Задняя часть *17* наружного обода завихрителя служит воздушным шибером.

Ротационная мазутная форсунка *11* представляет собой полый валротор, на котором закреплены гайки питателя и распыливающий стакан. Распыливающий стакан – это полый цилиндр, полость которого полирована, хромирована и образована двумя усеченными конусами. В торце стакана просверлены отверстия для прохода части первичного воздуха в воздушные каналы гайки – питателя, что уменьшает возможность коксования внутренних поверхностей стакана и самой гайки. Крутящий момент от электродвигателя к валу-ротору форсунки передается клиноременной пере-

дачей. Топливо в форсунку подается по консольной топливной трубке, размещенной в центральном отверстии вала-ротора, и далее, под действием центробежных сил, через четыре радиальных канала вытекает на внутреннюю стенку распыливающего стакана, образуя пленку, которая движется в осевом направлении (в топку). Пленка топлива стекает с выходной кромки стакана, становится тонкой и затем распадается на капли. Для получения необходимого угла раскрытия конуса к выходной кромке стакана подается первичный воздух, который способствует более тонкому распыливанию топлива.

В передней части форсунки к кожуху на резьбе крепится завихритель первичного воздуха, лопатки которого наклонены к оси форсунки на 30°, а корпус имеет окна *18* для подвода воздуха к завихрителю. Первичный воздух к форсунке подается от вентилятора высокого давления, а для регулирования его количества внутри патрубка первичного воздуха установлен шибер. При сжигании мазута недопустимо нагарообразование на внутренней стенке стакана. После отключения форсунки ее выводят из воздушного короба и очищают внутреннюю поверхность стакана деревянным или алюминиевым ножом и промывают соляркой. Повышенный шум и вибрация свидетельствуют об износе подшипников, несимметричности факела, смещения ротора форсунки.

4.5. ТЯГОДУТЬЕВЫЕ УСТРОЙСТВА

Подача воздуха в топку для горения топлива (дутье) и удаление топочных дымовых газов (тяга) могут быть естественными – с помощью дымовой трубы и искусственными – с применением дутьевого вентилятора и дымососа. Дымовые газы, пройдя газоходы теплогенератора, направляются в боров, дымосос и дымовую трубу.

Дымовые трубы предназначены для удаления топочных дымовых газов и рассеивания вредных соединений (содержащихся в продуктах сгорания) в атмосферном воздухе, с целью снижения их концентрации в атмосфере на уровне дыхания до необходимых параметров.

Продукты сгорания содержат токсичные вещества, оказывающие вредное воздействие на биосферу (оксиды углерода, серы и азота и др.). Содержание вредных веществ в воздухе определяется их концентра-цией – количеством вещества (мг) находящегося в 1 $м^3$ воздуха ($мг/м^3$). Максимальная концентрация вредных веществ, не оказывающих вредного влияния на здоровье человека, называется предельно допустимой концентрацией (ПДК). Высота дымовой трубы проектируется таким образом, чтобы предупредить недопустимое загрязнение воздушного бассейна в районе котельной.

Дымовая труба, сама по себе и всегда, создает естественную тягу, а движение топочных газов, при этом, происходит за счет гравитационных сил обусловленных разностью плотностей холодного наружного атмосферного воздуха и горячих газообразных продуктов сгорания, заполняющих газоходы, дымовую трубу, считая от уровня горелки до устья трубы. Чем ниже температура наружного воздуха и выше его атмосферное давление, выше температура продуктов сгорания топлива, выше дымовая труба – тем естественная тяга больше. В ясную морозную погоду тяга лучше, а в туманную, ветреную, влажную – хуже.

При работе котельных агрегатов с давлением в топочной камере выше давления атмосферного воздуха или при небольшой производительности котельной, когда оказывается достаточной тяга, развиваемая дымовой трубой, дымососы не устанавливаются. В котельных малой производительности иногда для обеспечения тяги и дутья достаточно использования только дымовой трубы и ее – самотяги, и тогда можно обойтись и без дутьевых вентиляторов. Естественная тяга (измеряется в Па, мм вод. ст., $кгс/м^2$) в этом случае регулируется шибером, установленным в газоходе за котлом, а управление выведено на фронт котла, где должен быть фиксатор и указатель открывания заслонки. В верхней части шибера должно быть отверстие диаметром не менее 50 мм для вентиляции топки неработающего котла (при закрытом шибере).

Дымовые трубы работают в сложных условиях: при перепадах температуры, давления, влажности, агрессивном воздействии дымовых газов,

ветровых нагрузках и нагрузках от собственного веса. Для котельной проектируется обычно одна общая для всех котлов дымовая труба. Дымовые трубы сооружаются по типовым проектам из кирпича, железобетона или металла.

Кирпичная дымовая труба имеет фундамент (цоколь) и ствол в виде усеченного конуса. Минимальная толщина стенок 250 мм. Нижнюю часть трубы футеруют огнеупорным кирпичом для защиты от действия горячих газов. В цоколе предусматривают окна для газоходов (боровов), а также направляющие перегородки (пандусы), в боровах и у основания трубы – лазы для удаления золы. Кирпичные дымовые трубы сооружают диаметром не менее 0,6 м, высотой 30…75 м, они применяются при сжигании любого топлива (газа, мазута).

Железобетонные трубы обладают высокой механической прочностью, однако они не способны противостоять воздействию сернистых соединений, влаги и повышенной температуре дымовых газов. Поэтому внутреннюю поверхность железобетонного ствола футеруют красным или кислотоупорным кирпичом либо покрывают изоляцией (стеклотканью).

Металлические дымовые трубы изготавливают из стальных листов толщиной 3…15 мм. Труба состоит из отдельных звеньев, соединенных между собой сварными швами. Ствол трубы устанавливают на чугунной плите, а для устойчивости на высоте, равной 2/3 трубы, крепят растяжки из стального прутка диаметром 5…7 мм.

Для предупреждения проникновения дымовых газов в толщу стен кирпичных и железобетонных труб не допускается положительное статическое давление на стенки ствола дымовой трубы. Для устранения избыточного статического давления наиболее целесообразно устанавливать диффузоры в верхней части трубы. Они позволяют уменьшить сопротивление газового тракта в случае его заноса золой или при подключении дополнительных котлов, а также снизить расход энергии на транспортировку дымовых газов по тракту.

Высота дымовых труб зависит от высоты застройки, предельно допустимых концентраций вредных веществ (ПДК) и может быть от 30 до 180 м. При сжигании природного газа возможна установка любых труб, а для мазута и твердого топлива – только кирпичные или железобетонные трубы. Однако применение высоких труб не всегда оправдано и поэтому чаще используют невысокие трубы с установкой дутьевого вентилятора и дымососа.

Установка дутьевого вентилятора и дымососа обеспечивает более надежную и эффективную работу котельных установок, позволяет поддерживать заданное разряжение или давление в топке, автоматизировать подачу воздуха и топлива в топку, а также использовать КИПиА.

Дутьевой вентилятор имеет металлический корпус в виде улитки, в котором установлен ротор с лопатками, а на оси – электродвигатель. При вращении рабочего колеса в центре создается разряжение, куда через круглое отверстие поступает новая порция воздуха, и за счет центробежных сил он отбрасывается к стенкам корпуса и переходит в нагнетательное прямоугольное отверстие. Производительность дутьевого вентилятора должна обеспечивать с 10 %-ным запасом подачу действительного объема воздуха, необходимого для горения с учетом его температуры, а напор вентилятора должен преодолеть сопротивление воздушного тракта (воздуховода, заслонки, горелки, направляющего аппарата). В качестве дутьевых вентиляторов обычно используют центробежные вентиляторы среднего давления. Забор воздуха для дутья осуществляется из верхней зоны котельного зала и частично снаружи с помощью специального клапана.

Дымосос – центробежный вентилятор, только с массивными лопатками ротора. Производительность дымососа должна быть на 10 % больше полного объема топочных дымовых газов, удаляемых из котла, с учетом их температуры, а напор должен преодолеть гидравлическое сопротивление всего газового тракта (топки, газохода, экономайзера, воздухоподогревателя, борова, шибера, дымовой трубы) за вычетом самотяги дымовой трубы.

Дутьевой вентилятор и дымосос должны синхронно работать так, чтобы в топке котла поддерживалось разрежение 1,5…3 мм вод. ст., а за котлом 4…6 мм вод. ст., чтобы при открытых дверках или гляделках пламя не выбрасывалось из топки. При разрежении в топке более 8…10 мм вод. ст. происходит значительный подсос холодного воздуха в топку, что резко снижает температуру топочных газов и увеличивает расход топлива. Для измерения небольших давлений или разрежений и получения точных показаний применяют жидкостный тягонапоромер с наклонной трубкой (ТНЖ).

Отдельные котельные агрегаты (МЗК-7АГ и др.), имеющие герметичную стальную обшивку, работают с наддувом воздуха и обеспечивают избыточное давление внутри котла 40 мм вод. ст., а сопротивление воздушного и газового трактов (воздуховода, горелок, газохода, дымовой трубы) преодолевается за счет напора, создаваемого только дутьевым вентилятором.

5. ПАРОВЫЕ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРЫ

5.1. ПРИНЦИП РАБОТЫ ПАРОВЫХ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРОВ

Устройство, имеющее топку для сжигания топлива, обогреваемое продуктами сгорания топлива, предназначенное для получения пара с давлением выше атмосферного и используемого вне самого устройства, называют паровым котельным агрегатом (котлом). Теплота от топочных газов в топке передается радиационным поверхностям нагрева, а за топкой – конвективным поверхностям нагрева, к которым относят кипятильные трубы и пароперегреватель. К конвективным, или хвостовым, поверхностям нагрева также относят водяные экономайзеры, контактные теплообменники, воздухоподогреватели, которые предназначены для снижения потерь теплоты с уходящими топочными газами, увеличения КПД котельного агрегата и снижения расхода топлива.

Элементы парового котельного агрегата представляют собой цилиндры (трубы и сосуды) разного диаметра, соединенные между собой с помощью сварки или вальцовки. Основными деталями парового котельного агрегата являются барабан, коллекторы и трубы. Для возможности осмотра и очистки барабанов и коллекторов выполняют отверстия, называемые лазами, или люками. Внутренний объем парового котла, заполненный водой, называют водным пространством, занятый паром – паровым пространством; поверхность, отделяющую паровое пространство от водного, – зеркалом испарения. В паровом пространстве устанавливают устройства для сепарации пара и влаги.

Основное условие, обеспечивающее надежную, безопасную и экономичную работу парового котельного агрегата, – поддержание за счет интенсивного охлаждения теплоносителем на заданном расчетном уровне температуры металлических поверхностей нагрева, подвергающихся постоянному воздействию высоких температур топочных газов. Охлаждение металла достигается путем непрерывной и постоянной циркуляции теплоносителя внутри обогреваемых труб. Теплота от дымовых топочных газов передается трубам, а теплоноситель должен непрерывно отводить эту теплоту от стенок. Если отвод теплоты происходит недостаточно интенсивно, то металл труб может сильно перегреться и потерять свою механическую прочность. Это может привести к появлению на трубах отдулин, свищей и даже к разрыву труб, что в свою очередь приведет к аварийной остановке котла.

На рис. 5.1 показана принципиальная схема паровых теплогенераторов, работающих с естественной циркуляцией.

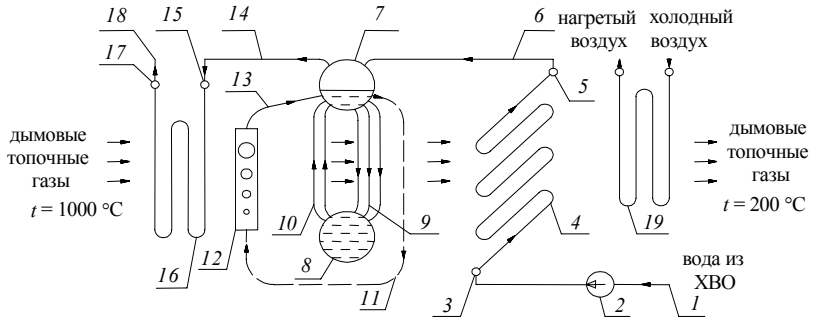


Рис. 5.1. Принципиальная схема парового теплогенератора с естественной циркуляцией:

1 – вода после умягчения ХВО; *2* – питательный насос;*3*, *5* – нижний и верхний коллекторы водяного экономайзера; *4* – водяной экономайзер; *6* – питательная линия; *7* – верхний барабан; *8* – нижний барабан; *9*, *10* – кипятильные трубы второго и первого газоходов; *11* – опускные трубы; *12* – экранные трубы; *13* – подъемные трубы; *14* – паропровод; *15*, *17* – коллекторы пароперегревателя; *16* – пароперегреватель; *18* – перегретый пар; *19* – воздухоподогреватель

Питательная вода *1* из деаэратора после водоподготовки ХВО питательным насосом *2* подается вначале в водяной экономайзер *4*, где нагревается за счет теплоты уходящих топочных газов, а затем по питательной линии *6* идет в верхний барабан *7* парового котла, где смешивается с котловой водой. Одна часть котловой воды из верхнего барабана по кипятильным трубам *9*, расположенным в области более низких температур топочных газов, опускается в нижний барабан *8*, откуда по подъемным трубам *10*, расположенным в области более высоких температур топочных газов, нагретая вода и пароводяная смесь поднимаются в верхний барабан. Другая часть котловой воды из верхнего барабана *7*, по опускным трубам *11*, расположенным вне топки (обычно снаружи или в обмуровке), подводится к нижним коллекторам экранных труб *12*, распределяется по коллекторам, нагревается в экранных трубах *12*, а образующиеся пузырьки пара и пароводяная смесь поднимаются в верхний барабан *7* котла. Путь, по которому совершается движение теплоносителя, называется циркуляционным контуром.

Пар, полученный в испарительных поверхностях нагрева, в верхнем барабане котла проходит через паросепарационные устройства, где из него отделяются капельки влаги. После осушки полученный сухой насыщенный пар по паропроводу *14* идет к потребителю или в пароперегреватель *16*, где при этом же давлении пар нагревается до более высокой (чем при состоянии сухого насыщенного пара) температуры.

При работе парового котла уровень воды в верхнем барабане колеблется между низшим и высшим положениями. Низший допускаемый уровень (НДУ) воды в барабанах паровых котлов устанавливается (определяется) для исключения перегрева металла стенок верхнего барабана, кипятильного пучка, а также обеспечения надежного поступления воды в опускные трубы контуров циркуляции. Обычно низший допускаемый уровень располагается выше на 100 мм над огневой линией. *Огневая линия* – это наивысшая горизонтальная линия соприкосновения горячих топочных газов с неизолированной стенкой верхнего барабана котла.

Положение высшего допускаемого уровня (ВДУ) воды в барабанах паровых котлов определяется из условий предупреждения попадания воды в паропровод или пароперегреватель, что может привести к гидравлическому удару паропровода, вибрации, нарушению нормальных условий работы и возможной аварии. Объем воды, содержащейся в барабане между высшим и низшим уровнями, определяет «запас питания», т.е. время, позволяющее котлу работать без поступления в него воды. Для повышения КПД теплогенератора возможна также и установка воздухоподогревателя *19*.

Естественная циркуляция в паровом котле осуществляется за счет гравитационных сил, обусловленных разностью плотностей воды и пароводяной смеси. Плотность воды в опускных трубах выше плотности пароводя-

ной смеси в подъемных трубах, хотя давление и температура насыщения в любой точке контура одинаковы. Поэтому вода идет вниз, а пароводяная смесь поднимается вверх. Кроме того, пузырьки пара всегда стремятся занять верхнее положение, что улучшает естественную циркуляцию.

В котле может быть несколько контуров циркуляции. Отношение циркулирующей воды в контуре к количеству образовавшегося пара называется *кратностью циркуляции* и в паровых котлах может составлять K = 10…100.

Для обеспечения надежной естественной циркуляции в контурах котлов ДКВР, ДЕ, серии Е, обычно используют трубы с наружным диаметром 51 мм с толщиной стенки 2,5…3,5 мм. При большем диаметре труб естественная циркуляция будет лучше за счет меньшего гидравлического сопротивления внутри труб, но это экономически неоправданно. Интенсивность циркуляции зависит от нагрузки котла: при номинальной паровой нагрузке движение теплоносителя в контурах и работа котла происходят более устойчиво.

Нарушение нормальной циркуляции может быть вызвано:

- неравномерным прогревом поверхностей испарения, что обычно имеет место при шлаковании отдельных участков труб;
- неравномерным распределением воды по трубам экранов и коллекторов, что имеет место при загрязнении шламом;
- несимметричным заполнением факелом горения топочного объема и др.

Весьма опасным является выпуск (или упуск) воды из барабана котла вследствие халатного отношения персонала. В этом случае в опускные трубы может попасть пар из барабана, образуется кавитация, циркуляция совершенно прекращается, что приводит к перегреву труб и верхнего барабана и в конечном итоге – к аварии.

Номинальная производительность, основные технические характеристики, планы и разрезы паровых теплогенераторов серии Е, ДЕ, ДКВР и других приведены в справочной литературе [3, 6, 8, 12, 21, 32, 33], а также в приложении.

5.2. УСТРОЙСТВО И РАБОТА ТЕПЛОГЕНЕРАТОРА ДКВР-10-13-250 ГМ

Газомазутные (ГМ) котельные агрегаты серии ДКВР предназначены для выработки сухого насыщенного или слабо перегретого пара на технологические нужды промышленных предприятий, систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения. Паровой котельный агрегат ДКВР-10-13-250 – двухбарабанный котел, водотрубный, реконструированный. Первая цифра после ДКВР: 2,5; 4; 6,5; 10; 20 – означает паропроизводительность котла в т/ч, вторая цифра: 13 или 23 – показывает избыточное давление пара в ати, а третья цифра (если она есть): 250 или 225 – характеризует температуру перегретого пара в °С.

Основные характеристики котлов серии ДКВР и их комплектация приведены в табл. П1 [12, табл. 8.17 – 8.19].

Принципиальная схема устройства и работы теплогенератора ДКВР-10-13-250 ГМ приведена на рис. 5.2, а ДКВР-20 – в [21, рис. 4].

Теплогенератор ДКВР-10-13-250 ГМ состоит из верхнего *1* (длинного) и нижнего *2* (укороченного) барабанов, которые соединены между собой изогнутыми кипятильными трубами в количестве 594 шт., и образуют соответственно первый *3* и второй *4* газоходы конвективной поверхности нагрева. Газоходы разделены между собой чугунной перегородкой *5* по всей высоте газохода котла с окном (от фронта котла) справа.

Передняя часть нижнего барабана крепится неподвижно, а остальные части котла имеют скользящие опоры, а также реперы, которые контролируют удлинения элементов при температурном расширении.

Топка сформирована 118-ю экранными трубами, которые образуют соответственно: *6* – передний или фронтовой экран; *12* – левый боковой экран; *16* – правый боковой экран (аналогично левому); *9* – задний экран топки. Все трубы радиационной и конвективной поверхности нагрева имеют наружный диаметр 51 × 2,5 мм, чем достигается лучшая естественная циркуляция в контурах котла.

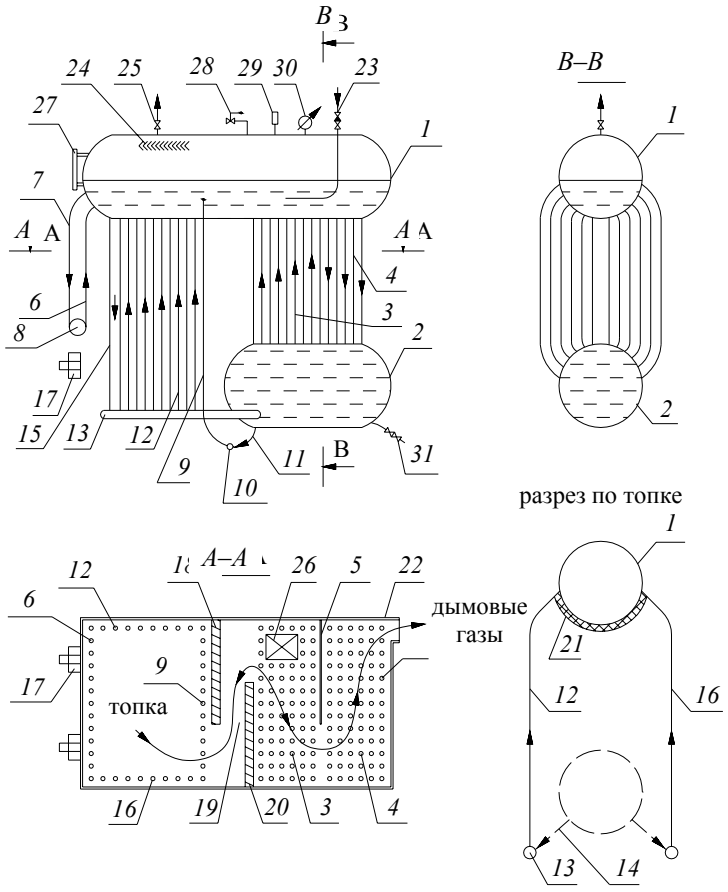


Рис. 5.2. Принципиальная схема теплогенератора ДКВР-10-13-250 ГМ:
1, *2* – верхний и нижний барабаны; *3*, *4* – кипятильные трубы первого и второго газохода; *5* – чугунная перегородка; *6* – фронтовой экран топки; *7* , *8* – опускные трубы и коллектор фронтового экрана; *9* – задний экран; *10* , *11* – коллектор и перепускные трубы заднего топочного экрана; *12* – левый боковой экран топки; *13* , *14* – коллектор и перепускные трубы левого бокового экрана; *15* – опускные трубы бокового топочного экрана; *16* – правый боковой экран топки; *17* – горелки; *18*, *20* – шамотные перегородки; *19* – камера догорания; *21* – торкрет; *22* – обмуровка; *23* – питательная линия; *24* – паросепарационные устройства; *25* – паропровод; *26* – пароперегреватель; *27* – водоуказательное стекло; *28* – предохранительный клапан; *29* – термометр; *30* – манометр; *31* – трубопровод периодической продувки

Все экранные трубы топки своими верхними концами развальцованы в верхнем барабане *1*, а нижними концами приварены к четырем нижним коллекторам: фронтовому – *8*, левому боковому – *13* (аналогично и правому) и заднему топочному – *10*. Кроме того, фронтовой коллектор *8* соединен с верхним барабаном четырьмя опускными трубами *7*, расположенными снаружи обмуровки, а нижний коллектор левого бокового топочного экрана *13* (аналогично, как и правого) соединен с верхним барабаном одной опускной трубой *15*, проложенной в обмуровке. Нижний коллектор *10* заднего топочного экрана соединен с нижним барабаном перепускными трубами *11*. Поперечный фронтовой коллектор *8* расположен над горелками *17*.

Обмуровка *22* – тяжелая, из красного кирпича, а футеровка – из шамотного кирпича. Верхний барабан в топке закрыт торкретом *21* во избежание перегрева металла верхнего барабана. Оператор перед приемом смены визуально должен проверить состояние торкрета. Кроме того, в верхнем барабане над топкой установлены две легкоплавкие вставки (смесь олова и свинца), которые плавятся при температуре около 300 °С, что приводит к выпуску воды в топку, прекращению горения топлива и предохранению барабана от перегрева.

Камера догорания *19* предназначена для снижения потерь теплоты от химической неполноты сгорания топлива (химического недожога) и отделена от топки кирпичной перегородкой *18* (с окном справа, для прохода топочных газов), а от первого газохода *4* – кирпичной перегородкой – *20* (с окном слева).

Подача питательной воды производится по линии *23*, с установкой на ней обратного клапана и вентиля. В верхнем барабане *1* котла установлены паросепарационные устройства *24*. Отбор пара производится по паропроводу *25*. Для получения перегретого пара используют пароперегреватель *26*, который устанавливают обычно за одним или двумя рядами кипятильных труб первого газохода котла.

На верхнем барабане установлена арматура: водоуказательные приборы *27*, предохранительные клапаны *28*, термометр *29*, манометр *30*. На всех котлах ДКВР над топкой и газоходом установлены взрывные предохранительные клапаны. Обдувка внешних поверхностей нагрева кипятильного пучка труб в газоходах производится паром, с использованием обдувочных аппаратов.

Работа теплогенератора

1. *Газовоздушный тракт или движение топочных газов*.

Топливо и воздух подаются в горелки *17*, а в топке образуется факел горения. Теплота от топочных газов в топке, за счет радиационного и конвективного теплообмена, передается всем экранным трубам (радиационным поверхностям нагрева), где эта теплота за счет теплопроводности металлической стенки и конвективного теплообмена от внутренней поверхности труб передается воде, циркулирующей по экранам.

Затем топочные газы с температурой 900…1050 °С выходят из топки и через окно справа в кирпичной перегородке *18* переходят в камеру догорания *19*, огибают кирпичную перегородку *20* с левой стороны и входят в первый газоход *3*, где передают теплоту конвективному пучку труб. С температурой около 600 °С топочные дымовые газы, огибая чугунную перегородку *5* с правой стороны, входят во второй газоход *4* кипятильного пучка труб и с температурой около 200…250 °С, с левой стороны, выходят из котла и направляются в водяной экономайзер.

2. *Основные контуры естественной циркуляции*.

Питательная вода после умягчения и деаэрации (из деаэратора и водяного экономайзера) по двум трубопроводам питательной линии *23* подается в водный объем верхнего барабана *1*, где смешивается с котловой водой. В котле имеется пять контуров естественной циркуляции.

- 1-й контур (по кипятильным трубам). Котловая вода из верхнего барабана *1* опускается в нижний барабан *2* по кипятильным трубам *4* конвективного пучка, расположенным во втором газоходе – в области более низких температур топочных газов. Образующаяся пароводяная смесь (ПВС) поднимается в верхний барабан по кипятильным трубам *3*, расположенным в первом газоходе – в области более высоких температур топочных газов.
- 2-й контур (по фронтовому экрану) – котловая вода из верхнего барабана *1* по четырем опускным трубам *7* подводится к фронтовому коллектору *8*, распределяется по нему, а образующаяся ПВС по экранным трубам *6*, установленным в топке, поднимается в верхний барабан.
- 3-й контур (по заднему экрану топки) – котловая вода из нижнего барабана *2* по перепускным трубам *11* подводится к нижнему коллектору *10*, распределяется по нему, а образующаяся ПВС по экранным трубам *9*, расположенным в топке, поднимается в верхний барабан.
- 4-й контур (по левому боковому топочному экрану) – котловая вода из верхнего барабана *1* по опускной трубе *15* (находится внутри обмуровки или снаружи) подводится к нижнему коллектору *13* левого бокового экрана; к коллектору *13* также подводится вода и из нижнего барабана *2*, по перепускным трубам *14*, после чего вода распределяется по коллектору, а образующаяся ПВС по трубам *12* левого бокового экрана, расположенным в топке, поднимается в верхний барабан.

- 5-й контур (по правому боковому экрану топки *16*) – осуществляется аналогично левому боковому топочному экрану.

Вода и пароводяная смесь (ПВС) из всех контуров циркуляции поднимается в верхний барабан, где в паросепарационных устройствах *24* отделяется пар, а вода смешивается с котловой водой и процесс циркуляций повторяется. После паросепарационных устройств полученный сухой насыщенный пар идет к потребителю по паропроводу *25* или направляется в пароперегреватель *26* для получения перегретого пара.

Непрерывная продувка производится из верхнего барабана в расширитель (сепаратор) непрерывной продувки и регулируется вентилем. Периодическая продувка производится из пяти точек котла: четырех нижних коллекторов и нижнего барабана. В нижнем барабане над продувочной линией установлен паропровод, который используется для нагрева воды паром от соседних котлов во время растопки котла.

Котел снабжен двумя предохранительными клапанами *28* и соответствующей арматурой: термометр *29*, манометр *30*, водоуказательное стекло *27*. На задней стенке котла установлен обдувочный аппарат, а на обмуровке, в верхней части топки и газода – взрывные предохранительные клапаны.

У котлов паропризводительностью 2,5; 4; 6,5 т/ч пара конструкция аналогична ДКВР-10-13 и отличается количеством кипятильных и экранных труб, а также отсутствием фронтового и заднего топочных экранов, в связи с этим существуют только три контура естественной циркуляции: по конвективному пучку и по двум боковым топочным экранам. Периодическая продувка соответственно производится из трех точек: двух нижних боковых коллекторов и нижнего барабана.

5.3. УСТРОЙСТВО И РАБОТА ТЕПЛОГЕНЕРАТОРА ДЕ-10-14 ГМ

Газомазутные котлы ДЕ конструкции котельного завода г. Бийска и ЦКТИ предназначены для выработки насыщенного или слабо перегретого пара с абсолютным давлением 14 кгс/см^2 или 24 кгс/см^2, паропроизводительностью 1; 4; 6,5; 10; 16 и 25 т/ч и сжигания газообразного и жидкого топлива. Основные характеристики котлов серии ДЕ и их комплектация приведены в табл. П1, табл. 8.20, 8.22 [12].

Принципиальная схема устройства и работы теплогенератора ДЕ-10-14 ГМ приведена на рис. 5.3, а ДЕ-25-14 – в [21, рис. 6].

Все газомазутные котлы ДЕ имеют опорную наклонную раму, которая опирается на фундамент. На раму передается масса элементов котла и воды, обвязочного каркаса, натрубная обмуровка и обшивка. Переднее днище нижнего барабана имеет неподвижную опору, а остальные опоры скользящие. На заднем днище нижнего барабана установлен репер (указатель) для контроля теплового расширения элементов котла при работе и растопке.

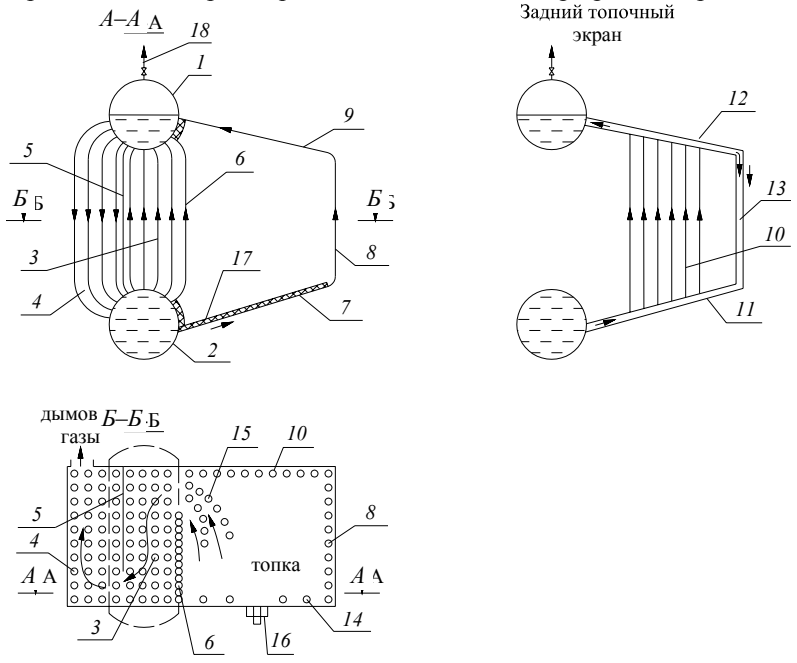


Рис. 5.3. Принципиальная схема теплогенератора ДЕ-10-14 ГМ:
1, *2* – верхний и нижний барабаны; *3*, *4* – кипятильные трубы первого и второго газохода; *5* – металлическая перегородка; *6* – газоплотный экран; *7*, *8*, *9* – подовый, правый боковой и потолочный экраны топки; *10* – задний топочный экран; *11*, *12* – нижний и верхний коллекторы заднего топочного экрана; *13* – рециркуляционная трубка; *14* – фронтовой экран топки; *15* – направляющие экраны; *16* – горелка; *17* – торкрет; *18* – паропровод

Теплогенераторы состоят из верхнего *1* и нижнего *2* барабанов одинаковой длины, которые соединены между собой коридорно-расположенными вертикальными изогнутыми трубами и образуют соответственно первый *3* и второй *4* газоходы конвективной поверхности нагрева. Продольный шаг кипятильных труб вдоль барабана 90 мм, а поперечный – 110 мм. Котлы паропроизводительностью 4; 6,5; 10 т/ч в конвективных пучках имеют продольные металлические перегородки *5* по всей высоте газохода с окном (от фронта котла) спереди, что обеспечивает разворот топочных газов в пучке на 180° и выход газов в экономайзер через заднюю стенку котла. Котлы паропроизводительностью 16 и 25 т/ч таких перегородок не имеют, и газы идут по всему сечению газохода к фронту котла, выходят из котла, а затем по газовому коробу, размещенному над топочной камерой, направляются в водяной экономайзер, расположенный в хвостовой части котла.

Для всех типоразмеров газомазутных котлов ДЕ диаметры верхнего и нижнего барабанов – 1000 мм, расстояние между барабанами по осям – 2750 мм. Ширина топочной камеры всех котлов по осям экранных труб – 1790 мм, средняя высота топочной камеры – 2400 мм. Барабаны котлов изготавливают из стали 16 ГС, толщиной стенки 13 и 22 мм, соответственно для избыточного давления 13 и 23 кгс/см^2. Все трубы радиационной и конвективной поверхности нагрева развальцованы в барабанах и имеют наружный диаметр 51 × 2,5 мм, чем достигается лучшая естественная циркуляция в контурах котла. В нижнем барабане размещены перфорированные трубы для периодической продувки и парового прогрева воды от соседних котлов при растопке, а также штуцеры для спуска воды.

Топочная камера находится сбоку (справа) от конвективного пучка и отделена от него слева газоплотной перегородкой *6* из труб, установленных с шагом 55 мм и сваренных между собой металлическими полосками. Концы труб газоплотного экрана *6* обсажены до 38 мм, выведены в два ряда и уплотнены гребенкой, примыкающей к трубам и барабану. В задней части газоплотного экрана, на расстоянии 700 мм от задней стенки котла, имеется окно для выхода топочных газов из топки в конвективный пучок.

Подовый *7*, правый боковой топочный экран *8* и потолок топки *9* образованы длинными изогнутыми трубами, установленными с шагом 55 мм. Концы этих труб разведены в два ряда и соединены непосредственно с верхним и нижним барабанами на вальцовке. Под (нижняя часть топки) в топке выложен слоем огнеупорного кирпича – торкрет *17*. Шамотный кирпич также укладывается на боковую часть нижнего барабана в топке и крепится на шпильках на боковую часть верхнего барабана в топке между газоплотным *6* и потолочным *9* экранами.

Вертикальные трубы заднего топочного экрана *10* не имеют обсадных концов и приварены к нижнему *11* и верхнему *12* наклонным коллекторам диаметром 159 × 6 мм. Верхний коллектор заднего топочного экрана приварен к верхнему барабану с наклоном вниз, а нижний коллектор – к нижнему барабану с наклоном вверх. Кроме того, верхний и нижний коллекторы объединены не обогреваемой трубой *13* диаметром 76 × 3,5 мм, которая замурована в шамотный кирпич обмуровки. По рециркуляционной трубе *13* происходит сток воды из верхнего коллектора в нижний при отделении ее из пароводяной смеси. Для защиты от теплового излучения коллекторов заднего топочного экрана они снабжены двумя изогнутыми трубами, развальцованными в нижний и верхний барабаны (на схеме не показаны).

Фронтовой экран топки котлов образован четырьмя изогнутыми трубами *14*, развальцованными в верхний и нижний барабаны, что позволяет разместить на фронтовой стене амбразуры горелки *16* и лаз. Лаз совмещен с взрывным клапаном. (В первой серии котлов производительностью 4…10 т/ч фронтовой экран имел вертикальные трубы, приваренные к коллекторам, аналогично конструкции заднего топочного экрана). Котлы производительностью 4…10 т/ч имеют по две модернизированные горелки ГМГ

или по одной ГМ, а котлы производительностью 16 и 25 т/ч – горелки ГМ-10 и ГМП-16.

Кроме того, у котлов производительностью 4…10 т/ч в топке впереди заднего топочного экрана установлены два ряда труб *15* по шесть штук (всего двенадцать труб), которые развальцованы в верхний и нижний барабаны и являются направляющими экранами для закрутки и хода движения топочных газов из топки в кипятильный пучок труб.

Котлы ДЕ производительностью 4…10 т/ч выполнены с одноступенчатым испарением, а в котлах с производительностью 16 и 25 т/ч применено двухступенчатое испарение с внутрибарабанным солевым отсеком.

У котлов ДЕ паропроизводительностью 16 и 25 т/ч в барабанах на расстоянии 1,5 м от задней стенки установлены перегородки, которые образуют чистый, расположенный в передней части котла, и солевой отсеки. В верхнем барабане перегородка установлена до середины парового пространства, а в нижнем – сплошная перегородка, отделяющая вторую ступень испарения от первой. Опускная система первой ступени испарения состоит из последних по ходу газов рядов труб конвективного пучка. Во вторую ступень испарения выделены первые по ходу топочных газов ряды труб конвективного пучка. Опускная система контура солевого отсека состоит из трех не обогреваемых труб диаметром 159 × 4,5 мм, по которым вода из верхнего барабана опускается в нижний. Отсеки ступенчатого испарения сообщаются между собой по пару через окно над поперечной перегородкой, а по воде – через сопло, расположенное в нижней части перегородки водяного объема верхнего барабана. Это сопло выполняет роль продувки из чистого отсека в солевой.

В качестве сепарационных устройств первой ступени испарения используются установленные в верхнем барабане щитки и козырьки, направляющие пароводяную смесь из экранных труб на уровень воды. Для выравнивания скоростей пара по всей длине барабана все котлы (всех производительностей) снабжаются верхним дырчатым пароприемным потолком. На всех котлах, кроме котлов до 4 т/ч, перед пароприемным потолком установлен горизонтальный жалюзийный сепаратор. Сепарационными устройствами второй ступени испарения являются продольные щитки, направляющие движение пароводяной смеси в торец барабана к поперечной перегородке, разделяющей отсеки.

На котлах паропроизводительностью 4…10 т/ч периодическая продувка совмещается с трубой непрерывной продувки. На котлах 16 и 25 т/ч периодическая продувка производится из чистого и солевого отсеков, а непрерывная продувка осуществляется из солевого отсека верхнего барабана. Качество котловой (продувочной) воды нормируется по общему солесодержанию (сухому остатку) без учета абсолютной щелочности.

Для производства перегретого пара устанавливают пароперегреватель. На котлах 4…10 т/ч пароперегреватель выполнен змеевиковым из труб диаметром 32 × 3 мм, а на котлах 16 и 25 т/ч – двухрядным из труб 51 × 2,5 мм. В качестве хвостовых поверхностей нагрева применяются стандартные чугунные водяные экономайзеры ЭП 2.

Обмуровка боковых стен, общей толщиной 100 мм, выполнена натрубной и состоит из шамотобетона (25 мм) по сетке и изоляционных (асбестовермикулитовых) плит. Обмуровка фронтовой и задней стен, общей толщиной 100 мм, состоит из шамотобетона (65 мм) и изоляционных плит; для котлов производительностью 16 и 25 т/ч толщина теплоизоляционных плит 256…300 мм. Обмуровка котла снаружи покрывается металлической листовой обшивкой для уменьшения присосов воздуха в газовый тракт.

Котлы оборудованы стационарными обдувочными аппаратами, расположенными с левой стороны конвективного пучка. Обдувочная труба, с целью повышения надежности работы, выполняется из жаропрочной стали. Вращение трубы для обдувки производится вручную при помощи шкива и цепи. Для обдувки труб котла используется сухой насыщенный или перегретый пар с давлением не менее 0,7 МПа. Котлы оборудованы индивидуальным дутьевым вентилятором и дымососом.

Каждый котел ДЕ снабжен согласно [11] и правилам котлонадзора:

- двумя пружинными предохранительными клапанами, из которых один является контрольным; на котлах без пароперегревателя оба клапана устанавливаются на верхнем барабане (и любой может быть выбран как контрольный); на котлах с пароперегревателем контрольным служит клапан на выходном коллекторе пароперегревателя;

- двумя водоуказательными приборами;
- необходимым количеством термометров, манометров, запорной, дренажной и сливной арматуры;
- приборами регулирования и безопасности.

*Газовоздушный тракт***.** Топливо и воздух подаются в горелки *16* топки, где образуется факел горения. Теплота от топочных газов в топке, за счет радиационного и конвективного теплообмена, передается всем экранным трубам (радиационным поверхностям нагрева), где эта теплота за счет теплопроводности металлической стенки труб и конвективного теплообмена от труб передается воде, циркулирующей по экранам.

Затем топочные газы тремя потоками проходят через два ряда труб направляющего экрана *15*, откуда с температурой 980…1060 °С выходят из топки и через окно переходят в первый газоход *3*, где передают теплоту конвективному пучку труб. С температурой около 650 °С топочные газы огибают металлическую перегородку *5*, входят во второй газоход *4* кипятильного пучка труб и с температурой около 270…370 °С выходят из котла и направляются в водяной экономайзер.

В котлах 16 и 25 т/ч топочные газы идут по всему сечению общего газохода к фронту котла, а затем по газовому коробу, размещенному над топочной камерой, направляются в водяной экономайзер,

Основные контуры естественной циркуляции котлов ДЕ-10-14 ГМ. После умягчения и деаэрации (из деаэратора и водяного экономайзера) по двум трубопроводам питательной линии питательная вода подводится в водный объем верхнего барабана *1*, где смешивается с котловой водой. В водном объеме верхнего барабана находится и труба ввода фосфатов, а паровом объеме – сепарационные устройства.

В котле имеются пять контуров естественной циркуляции.

- 1-й контур (по кипятильным трубам). Котловая вода из верхнего барабана *1* опускается в нижний барабан *2* по кипятильным трубам *4* конвективного пучка, расположенным во втором газоходе – в области более низких температур топочных газов. Образующаяся пароводяная смесь (ПВС) поднимается в верхний барабан по трубам газоплотного экрана *6* и кипятильным трубам *3*, расположенным в первом газоходе – в области более высоких температур топочных газов.
- 2-й контур (по фронтовому топочному экрану) – котловая вода из нижнего барабана поднимается по четырем трубам *14* вверх и в виде ПВС поступает в верхний барабан.
- 3-й контур (по подовому, правому боковому и потолочному экрану) – котловая вода из нижнего барабана заполняет все трубы и в виде ПВС поступает в верхний барабан.
- 4-й контур (по заднему топочному экрану) – котловая вода из нижнего барабана поступает в нижний коллектор *11* экрана, распределяется по экранным трубам, а образующаяся в них ПВС поднимается в верхний коллектор *12*. За счет расслоения потока в верхнем коллекторе *12* пар идет в верхний барабан, а отделившаяся из ПВС вода опускается в нижний коллектор *11* по опускной необогреваемой трубе *13*.
- 5-й контур (по трубам направляющего экрана) – котловая вода из нижнего барабана заполняет все двенадцать труб *15*, а образующаяся ПВС поднимается в верхний барабан.

Полученный влажный насыщенный пар в верхнем барабане проходит паросепарационные устройства, в результате чего его влажность уменьшается и образуется сухой насыщенный пар, который по паропроводу идет к потребителю или в пароперегреватель, если потребителю нужен перегретый пар.

Основные контуры естественной циркуляции котлов ДЕ-25-14 ГМ. Питательная вода подается в водный объем чистого отсека верхнего барабана, где смешивается с котловой водой. В котле шесть контуров естественной циркуляции: три в чистом и три в солевом отсеке:

- *Чистый отсек*, *первая ступень испарения*.

1-й контур (по кипятильным трубам чистого отсека). Котловая вода из верхнего барабана опускается в нижний барабан, по кипятильным трубам расположенным ближе к фронту котла – в области более низких температур топочных газов, а по кипятильным трубам, расположенным ближе к

перегородке – в области более высоких температур, вода и пароводяная смесь (ПВС) поднимаются в верхний барабан.

2-й контур (по фронтовому экрану) – котловая вода из нижнего барабана по четырем трубам поднимается вверх и в виде ПВС поступает в верхний барабан.

3-й контур (по подовому, правому боковому и потолочному экрану, расположенным до перегородки) – котловая вода из нижнего барабана заполняет трубы и в виде ПВС поступает в верхний барабан.

- *Солевой отсек*, *вторая ступень испарения*.

4-й контур (по кипятильным трубам солевого отсека) – котловая вода из верхнего барабана по трем опускным необогреваемым трубам идет в нижний барабан, а по кипятильным трубам, расположенным за перегородкой, образующаяся ПВС поднимается в верхний барабан.

5-й контур (по заднему топочному экрану) – котловая вода из нижнего барабана поступает в нижний коллектор экрана, распределяется по экранным трубам, а образующаяся в них ПВС поднимается в верхний коллектор. За счет расслоения потока в верхнем коллекторе пар идет в верхний барабан, а отделившаяся из ПВС вода опускается в нижний коллектор по опускной необогреваемой трубе.

6-й контур (по подовому, правому боковому и потолочному экрану, расположенным за перегородкой) – котловая вода из нижнего барабана заполняет трубы и в виде ПВС поступает в верхний барабан.

Влажно-насыщенный пар в верхнем барабане проходит паросепарационные устройства, а полученный сухой насыщенный пар отбирается из чистого отсека и по паропроводу идет к потребителю.

5.4. УСТРОЙСТВО И РАБОТА ТЕПЛОГЕНЕРАТОРА БГМ-35

Газомазутные котлы БГМ конструкции котельного завода г. Белгорода предназначены для выработки сухого насыщенного или перегретого пара до 440 °С, с производительностью 35 т/ч и абсолютным давлением 4 МПа (40 кг/см^2). Котел экранного типа имеет П-образную компоновку с экранированной топкой настолько, что в ней передается вся теплота, необходимая для получения пара, в результате чего отпадает необходимость в установке конвективной поверхности нагрева, а вместо кипятильных труб установлены хвостовые поверхности: пароперегреватель, водяной экономайзер, воздухоподогреватель. Котел имеет барабан, каркас, фундамент, обмуровку, необходимую арматуру и гарнитуру. Размеры габаритные: верхняя отметка – 15,8 м, ширина по осям колонн – 5,31 м, глубина – 12,28 м. Основные характеристики теплогенератора БГМ-35 приведены в [12, табл. 8.23]. Принципиальная схема унифицированного котла БГМ-35 приведена на рис. 5.4.

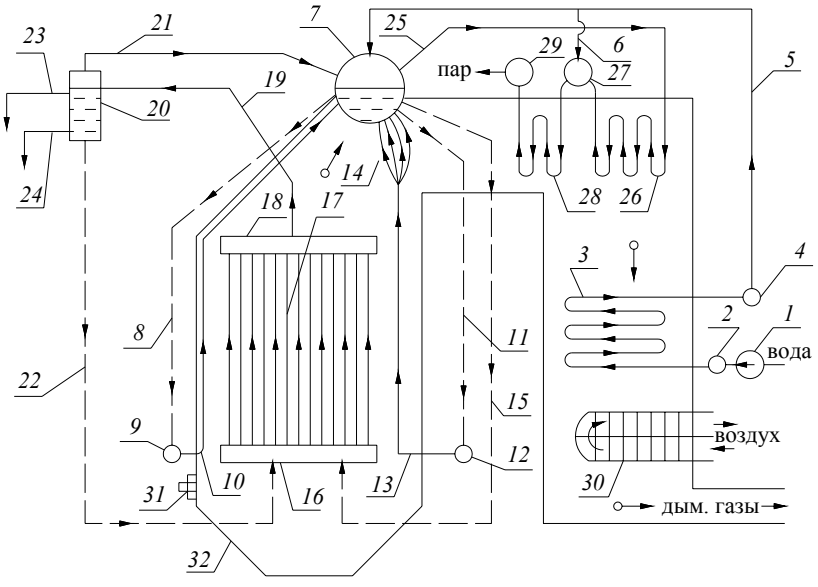


Рис. 5.4. Принципиальная схема теплогенератора БГМ-35:

1 – питательный насос; *2*, *4* – коллекторы водяного экономайзера;*3* – водяной экономайзер; *5* – питательные линии;
6 – питательная линия к пароохладителю; *7* – барабан котла;
8, *11*, *15*, *22* – опускные трубы; *9* – нижний коллектор фронтового экрана;
10 – фронтовой экран; *12* – нижний коллектор заднего экрана;
13 – задний топочный экран; *14* – фестон;
16, *18* – нижний и верхний коллекторы левого бокового экрана;
17 – боковой экран; *19* – пароотводящие трубы; *20* – выносной циклон;
21 – пароотводящие линии; *23*, *24* – непрерывная и периодическая продувка;
25 – паропровод; *26*, *28* – пароперегреватель; *27* – пароохладитель;
29 – сборный коллектор перегретого пара; *30* – воздухоподогреватель;
31 – горелки; *32* – обмуровка

В котле БГМ-35 двухступенчатая схема испарения. К первой ступени испарения (чистый отсек) относят передний *10* и задний *13* экраны топки. Трубы переднего экрана внизу вварены в нижний коллектор *9*, а вверху образуют потолочный экран и концы труб потолочного экрана развальцованы в барабан. Трубы заднего экрана внизу вварены в нижний коллектор *12*, а вверху, в зоне прохода топочных газов, разведены в четырехрядный фестон *14* и развальцованы в барабан.

Кроме того, фронтовой коллектор *9* соединен с верхним барабаном четырьмя опускными трубами *8*, расположенными снаружи обмуровки, а нижний коллектор *12* заднего топочного экрана соединен с верхним барабаном шестью опускными трубами *11*, также расположенными снаружи обмуровки. Поперечный фронтовой коллектор *9* расположен над горелками *31*.

Ко второй ступени испарения (солевой отсек) отнесены два боковых экрана – левый *17* и правый, выполненный аналогично левому. Трубы боковых экранов вварены в нижний *16* и верхний *18* коллекторы. Кроме того, нижние коллекторы боковых экранов соединены с верхним барабаном двумя опускными трубами *15*, расположенными снаружи обмуровки. Левый и правый боковые экраны имеют в отдельности выносной циклон *20* и соединены между собой тремя пароотводящими трубами *19*. Все экраны в топке выполнены из труб 60 × 3 мм.

Газовоздушный тракт. Воздух дутьевым вентилятором нагнетается в трубчатый двухступенчатый воздухоподогреватель *30*, где нагревается примерно до 170 °С и подается в горелки *31*, установленные на фронте котла в количестве пяти штук: три вверху и две внизу (причем нижние – растопочные). Топочные газы отдают теплоту в топке всем экранным поверхностям нагрева, а затем, пройдя фестон *14*, трубки пароперегревателя *28* и *26*, водяной экономайзер *3*, воздухоподогреватель *30*, с температурой 158.. 180 °С дымососом удаляются в атмосферу через дымовую трубу.

*Основные контуры естественной циркуляции***.** Питательная вода из бака деаэратора питательным насосом *1* подается в коллектор *2*, а затем в трубы *3* кипящего водяного экономайзера, где вода нагревается примерно до 145 °С и пройдя сборный коллектор *4*, по трем питательным линиям *5* подается в барабан котла *7*, где смешивается с котловой водой. Одна (из трех) питательная труба *6* подводится к пароохладителю *27*, установленному в рассечку пароперегревателя, для регулирования температуры перегретого пара.

Чистый отсек. Часть котловой воды из барабана по четырем опускным трубам *8* подводится в нижний коллектор *9*, распределяется по трубам переднего топочного экрана *10*, который экранирует фронт и потолок топки, а образующаяся пароводяная смесь (ПВС) по этому экрану идет в барабан.

Часть котловой воды из барабана по шести опускным трубам *11* подводится в нижний коллектор *12*, распределяется по трубам заднего топочного экрана *13*, а образующаяся ПВС по этому экрану и фестону *14* идет в барабан.

Солевой отсек. Часть котловой воды из барабана по двум опускным трубам *15* подводится в нижний коллектор *16*, распределяется по трубам левого бокового топочного экрана *17*, а образующаяся ПВС по этому экрану поднимается в верхний коллектор *18*, откуда по трем пароотводящим трубам *19* идет в выносной циклон *20*. В циклоне происходит разделение пара и воды: пар по двум пароотводящим линиям *21* идет в барабан *7*, а

вода из циклона *20* по трем опускным трубам *22* возвращается в нижний коллектор *16* бокового экрана. Аналогично работает и правый боковой топочный экран. Непрерывная продувка *23* производится только из двух выносных циклонов, а периодическая *24* – из нижних частей двух циклонов и из всех (четырех) нижних коллекторов котла.

Пар и пароводяная смесь из всех контуров циркуляции поднимается в барабан, где в паросепарационных устройствах отделяется пар, а вода смешивается с котловой водой и процесс циркуляций повторяется. После паросепарационных устройств полученный сухой насыщенный пар по паропроводу *25* направляется в пароперегреватель для получения перегретого пара. Сухой насыщенный пар вначале проходит дальнюю часть пароперегревателя *26*, где вначале противотоком, а затем прямотоком (на схеме не показано) нагревается и поступает в пароохладитель *27* поверхностного типа. Из пароохладителя, после регулирования температуры, пар идет в ближнюю часть *28* пароперегревателя, где после движения прямотоком и противотоком (на схеме не показано) нагревается топочными газами и поступает в сборный коллектор перегретого пара *29*, откуда идет к потребителю. На сборном коллекторе установлены предохранительный контрольный клапан, термометр, манометр, вентиль для продувки паропровода во время растопки котла и вентиль, соединяющий с главным паропроводом котельной.

Котлы БГМ-35 выпускаются и без циклонов, и у них нет верхних боковых коллекторов, а трубы боковых экранов развальцованы в барабан котла. Но в барабане котла имеются две поперечные перегородки с переливными трубами (соплами) в водном объеме, которые делят пространство котла на три отсека: один чистый и два солевых.

Очистка пароперегревателя осуществляется стационарными паровыми обдувочными аппаратами. Котел также оборудован устройством для очистки поверхностей нагрева водяного экономайзера и воздухоподогревателя дробью. Обмуровка котла *32* облегченная, закрепленная на каркасе, со стальной обшивкой.

5.5. УСТРОЙСТВО И РАБОТА ТЕПЛОГЕНЕРАТОРА Е-1-9

Паровые двухбарабанные вертикально-водотрубные котлы серии Е-1-9, с естественной циркуляцией (Е), предназначены для сжигания газа (Е-1-9Г) или мазута (Е-1-9М) и выработки сухого насыщенного пара производительностью 1 т/ч, давлением 0,9 МПа или 9 кгс/см^2. Изготовители – «Бийскэнергомаш» и Монастырищенский машиностроительный завод. Основные характеристики котлов серии Е-1-9 и их комплектация приведены в [12, табл. 8.13]. Принципиальная схема устройства и работы теплогенератора Е-1-9Г приведена на рис. 5.5.

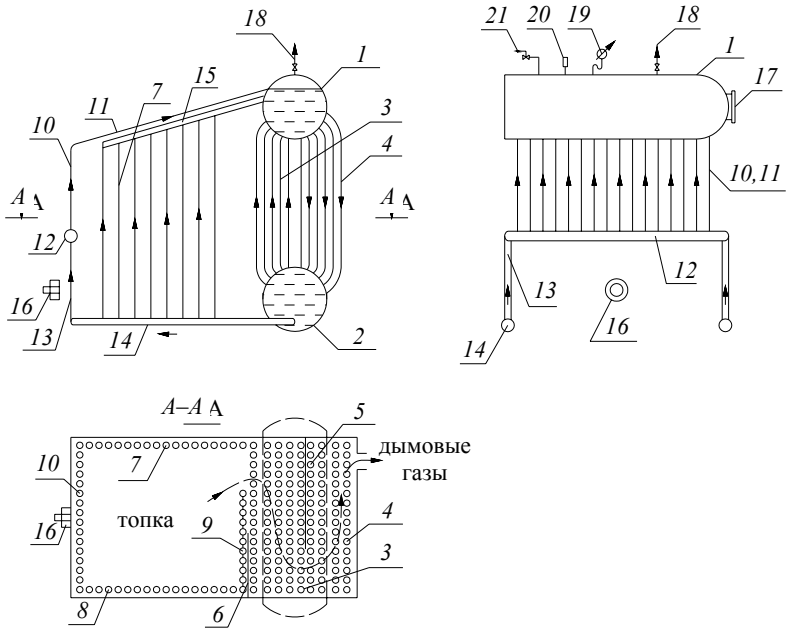


Рис. 5.5. Принципиальная схема теплогенератора Е-1-9Г:
1, *2* – верхний и нижний барабаны;
3, *4* – кипятильные трубы первого и второго газоходов;
5, *6* – металлические перегородки;
7, *8* – левый и правый боковые топочные экраны;
9 – задний топочный экран; *10*, *11* – фронтовой и потолочный экраны;
12 – фронтовой коллектор; *13* – перепускные трубы;
14, *15* – нижний и верхний коллекторы бокового экрана; *16* – горелка; *17* – водоуказательное стекло; *18* – паропровод; *19* – манометр; *20* – термометр;
21 – предохранительный клапан

Котел состоит из верхнего *1* и нижнего *2* барабанов одинаковой длины, диаметром 650 × 8 мм, которые размещены на одной вертикальной оси. Барабаны соединены между собой изогнутыми кипятильными трубами (одиннадцать рядов по четырнадцать штук), образующими соответственно первый *3* и второй *4* газоходы конвективной поверхности нагрева. Газоходы разделены между собой стальной перегородкой *5* по всей высоте газохода котла с окном (от фронта котла) справа. Трубы кипятильного пучка отделены от топки вертикальной перегородкой *6* из жаростойкой стали по всей высоте топки, которая не доходит до левой стенки котла, оставляя окно слева для прохода топочных газов из топки в газоход.

Вся трубная система собрана на одной раме – сварном металлическом каркасе. Часть нижнего барабана крепится неподвижно, а остальные части котла имеют скользящие опоры и реперы, которые контролируют удлинения элементов при температурном расширении. Объем воды в котле – 1,1 м^3. Габаритные размеры: длина – 4,16 м, ширина – 2,4 м, высота – 2,8 м.

Топка сформирована экранными трубами, которые образуют соответственно: *7* – левый боковой экран; *8* – правый боковой экран (аналогично левому); *9* – задний экран топки; *10*, *11* – передний или фронтовой и потолочный экраны. Все трубы в радиационной и конвективной поверхности нагрева имеют наружный диаметр 51 × 2,5 мм, что обеспечивает лучшую естественную циркуляцию в контурах котла.

Экранные трубы заднего топочного экрана *9* развальцованы в верхнем и нижнем барабанах. Экранные трубы фронтового и потолочного экрана *10* и *11* выполнены из наклонных изогнутых труб, которые своими верхними концами развальцованы в верхнем барабане *1*, а нижними концами приварены к нижнему поперечному фронтовому коллектору *12*, расположенному на фронтовой стене котла. Фронтовой коллектор *12* по углам топки соединен двумя перепускными трубами *13* с двумя нижними коллекторами *14* боковых экранов для обеспечения необходимой циркуляции воды в котле.

Левый боковой экран топки выполнен из вертикальных труб *7*, приваренных к нижнему горизонтальному коллектору *14* и верхнему наклонному коллектору *15*. Правый боковой экран топки выполнен аналогично левому. Нижние коллекторы боковых экранов топки вварены в нижний барабан, а верхние коллекторы – в верхний барабан. Все коллекторы имеют диаметр 159 × 6 мм. Верхние коллекторы экранов имеют лючки для очистки труб и осмотра коллектора. Горелка *16* диффузионного типа Г-1 расположена под фронтовым коллектором *12*.

Обмуровка фронтовой, задней и боковых стенок котла выполнена трехслойной, а потолочного экрана – из четырех слоев, причем в первом слое применяется огнеупорный кирпич, все остальные слои состоят из изоляционных плит. Нижняя часть в топке – под – выкладывается огнеупорным (диатомовым) кирпичом. Обмуровка котла снаружи покрывается металлической листовой обшивкой для уменьшения присосов воздуха в газовый тракт. Обмуровка, изоляция и металлическая обшивка котла закрепляются на каркасе.

Газовоздушный тракт. Топливо и воздух подаются в горелку *16*, а в топке образуется факел горения. Теплота от топочных газов в топке, за счет радиационного и конвективного теплообмена, передается всем экранным трубам (радиационным поверхностям нагрева), где эта теплота передается воде, циркулирующей по экранам. Топочные газы выходят из топки и через окно слева в металлической перегородке *6* переходят в первый газоход *3*, где передают теплоту конвективному пучку труб, затем огибая перегородку

5 с правой стороны и поворотом на 180°, входят во второй газоход *4* кипятильного пучка труб и с температурой примерно 250 °С через заднюю стенку выходят из котла и направляются к дымососу, а затем в дымовую трубу.

Основные контуры естественной циркуляции. Питательная вода после умягчения по трубопроводам питательной линии, питательным насосом подается в водный объем верхнего барабана *1*, где смешивается с котловой водой. На питательной линии установлен обратный клапан и вентиль.

В котле имеется четыре контура естественной циркуляции.

- 1-й контур (по кипятильным трубам). Котловая вода из верхнего барабана *1* опускается в нижний барабан *2* по кипятильным трубам *4* конвективного пучка, расположенным во втором газоходе – в области более низких температур топочных газов. Образующаяся пароводяная смесь (ПВС) поднимается в верхний барабан по трубам заднего экрана топки *6* и кипятильным трубам *3*, расположенным в первом газоходе – в области более высоких температур топочных газов.
- 2-й контур (по левому боковому топочному экрану) – котловая вода из нижнего барабана подводится к нижнему коллектору *14*, распределяется по нему, а образующаяся ПВС по трубам *7* левого бокового экрана, расположенным в топке, поднимается в верхний коллектор *15*, откуда в верхний барабан.
- 3-й контур (по правому боковому экрану топки *8*) – осуществляется аналогично левому боковому топочному экрану.
- 4-й контур (по фронтовому и потолочному экрану топки) – котловая вода из нижних коллекторов боковых экранов по перепускным трубам *13* подводится к фронтовому коллектору *12*, распределяется по нему, а образующаяся ПВС по трубам фронтового *10* и потолочного *11* экрана идет в верхний барабан.

Вода и пароводяная смесь (ПВС) из всех контуров циркуляции поднимается в верхний барабан, где в паросепарационных устройствах отделяется пар, а вода смешивается с котловой водой и процесс циркуляций повторяется. После паросепарационных устройств полученный сухой насыщенный пар по паропроводу *18* идет к потребителю.

Котел снабжен двумя пружинными предохранительными клапанами *21* и соответствующей арматурой: термометр *20*, манометр *19*, водоуказательное стекло *17*. На задней стенке котла установлен обдувочный аппарат, а на обмуровке, в верхней части топки – взрывной предохранительный клапан. В котле три точки периодической продувки: из нижнего барабана и двух нижних коллекторов боковых экранов.

Котел поставляется в комплекте с автоматикой КСУ-14, КСУМ 2-П, системой питания, включая питательный насос, дымосос, горелочным устройством и пр. В случае необходимости завод поставляет водоумягчительную установку и дымовую трубу.

Аналогичную конструкцию имеют паровые котлы ПКН, предназначенные для обеспечения паром и горячей водой буровых установок и объектов нефтехимической промышленности.

5.6. УСТРОЙСТВО И РАБОТА КОТЛА МЗК-7АГ-1

МЗК – марка Монастырищенского машиностроительного завода и ПО «Красный котельщик». Котел МЗК-7АГ-1 с естественной циркуляцией поставляется с питательным насосом, дутьевым вентилятором, системой автоматики АМК-У или КСУ-2П, трубопроводами и арматурой в пределах котла, световой сигнализацией и защитой от повышения давления пара, понижения давления газа и воздуха, обеспечивая нормальный режим работы и полуавтоматический пуск и остановку.

Основные технические характеристики приведены в [12, табл. 8.4]. Паропроизводительность – 1 т/ч; водяной объем – 0,39 м^3; абсолютное давление пара – 9 кгс/см^2; расход топлива (газа) – 90 м^3/ч; КПД – 86 %; масса – 2,5 т; габаритные размеры: длина – 2,3, ширина – 1,525, высота – 2,75 м.

Принципиальная схема котла МЗК-7АГ-1 приведена на рис. 5.6.

Котел состоит из верхнего *1* и нижнего *2* кольцеобразных коллекторов, которые соединены между собой тремя рядами прямых кипятильных

труб *3* и *4*, приваренных к трубным решеткам коллекторов. Диаметр и толщина стенки наружного корпуса – 1166 × 8 мм; стенки внутреннего корпуса – 700 × 10 мм; кипятильных труб – 38 × 3 мм.

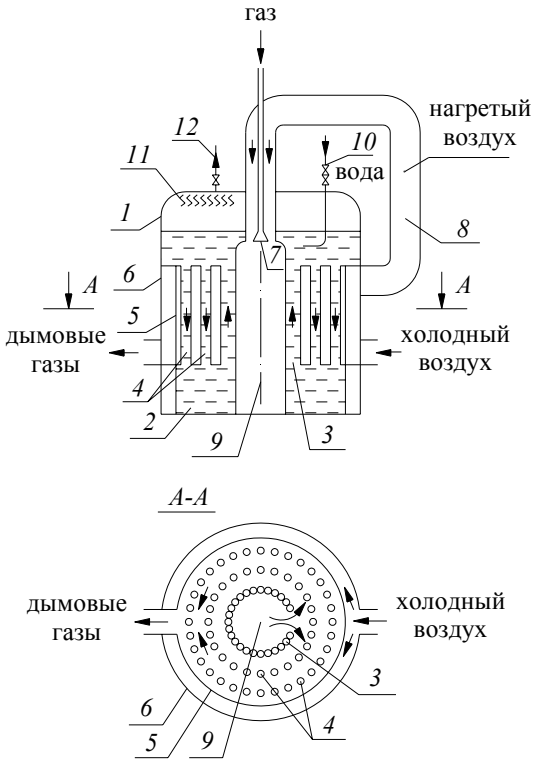


Рис. 5.6. Принципиальная схема теплогенератора МЗК-7АГ-1:
1, *2* – верхний и нижний кольцевые коллекторы; *3* – газоплотный экран; *4* – кипятильные трубы; *5* – обшивка; *6* – кожух; *7* – горелка; *8* – короб; *9* – топка; *10* – питательная линия с обратным клапаном и вентилем; *11* – паросепарационное устройство; *12* – паропровод

Внутренний ряд труб *3* выполнен газоплотным, для чего в промежутках между трубами приварены стальные полосы по всей высоте этих труб, а внутри этого экрана образуется цилиндрическая топка *9*. Четыре трубы внутреннего ряда не соединены между собой стальными полосами, в результате чего образуется окно, через которое топочные газы выходят из топки. Вокруг крайнего, третьего, ряда труб *4* установлена металлическая обшивка *5* из жаростойкой стали. Снаружи котла, коаксиально металлической обшивке *5*, установлена стальная обшивка *6*, которая покрыта слоем изоляции и декоративным металлическим кожухом.

Горелка *7* установлена в верхней части котла, во внутреннем пространстве верхнего кольцеобразного коллектора. В горелку подводится газ (или мазут), а по коробу – воздуховоду *8* нагретый воздух с давлением 90…110 мм вод. ст. Топка работает под избыточным давлением до 40 мм вод. ст. Топочные газы выходят из топки *9* через окно и, огибая газоплотный экран *3*, двумя потоками входят в межтрубное пространство между газоплотным экраном *3* и металлической обшивкой *5*, затем проходят кипятильный пучок труб *4*, состоящий из двух рядов и, отдавая теплоту трубам, удаляются из котла в дымовую трубу. Между обшивками *5* и *6* имеется свободное пространство, куда дутьевым вентилятором нагнетается холодный воздух, который нагревается от обшивки *5* и, выполняя два поступательных хода внизу и вверху, поступает в короб *8*, откуда нагретый идет в горелочное устройство *7*.

Основные контуры естественной циркуляции. Питательная вода после умягчения по трубопроводам питательной линии *10*, с установкой на ней фильтра, обратного клапана и вентиля, питательным насосом ПН 1,6-16 подается в водный объем верхнего кольцеобразного коллектора *1*, над дырчатым листом, где смешивается с котловой водой. В котле один контур естественной циркуляции.

Котловая вода из верхнего кольцеобразного коллектора *1* опускается в нижний коллектор *2* по кипятильным трубам крайнего, третьего и среднего рядов труб, расположенных в области более низких температур топочных газов. Образующаяся пароводяная смесь (ПВС) поднимается в верхний кольцеобразный коллектор *1* по трубам газоплотного экрана *3* и среднего ряда кипятильных труб, расположенных в области более высоких температур топочных газов. ПВС проходит дырчатый лист, установленный в водном объеме, и направляется в паровое пространство коллектора, где установлен сепаратор *11* в виде полукольца из трубы с отверстиями. Полученный сухой насыщенный пар уходит через запорный вентиль в паропровод *12*.

Котел имеет необходимую арматуру и гарнитуру. На верхнем коллекторе котла установлены два предохранительных клапана, термометр, манометр, водоуказательный прибор (ВУС). Взрывной клапан находится на газоходе за котлом. Котел имеет две точки периодической продувки на нижнем съемном кольце коллектора. Котел может крепиться к фундаменту или полу на анкерных болтах и его можно устанавливать непосредственно в производственном помещении, при условии его ограждения металлической оградой.

6. ВОДОГРЕЙНЫЕ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРЫ

6.1. ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ВОДОГРЕЙНЫХ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРОВ

Устройство, имеющее топку для сжигания органического топлива, обогреваемое продуктами сгорания, предназначенное для получения горячей воды с давлением выше атмосферного, называют водогрейным котлом (теплогенератором). Горячая вода от водогрейных котлов – теплогенераторов идет на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение жилых, общественных и промышленных зданий и сооружений. Для унификации водогрейных котлов утверждена следующая шкала теплопроизводительности в Гкал/ч: 4; 6,5; 10; 20; 30; 50; 100; 180.

В производственно-отопительных котельных с паровыми котлами для получения горячей воды используется пар как промежуточный теплоноситель, что требует установки сетевых пароводяных подогревателей. Водогрейные котельные агрегаты осуществляют непосредственный подогрев сетевой воды, благодаря чему капитальные затраты на водогрейные котельные агрегаты и вспомогательное оборудование ниже, чем при использовании паровых котельных агрегатов, а тепловые схемы проще. Однако при отсутствии пара усложняется процесс подогрева мазута, требуется вакуумная деаэрация воды и др.

Водогрейный котел состоит из топочного и конвективного блоков, и может иметь горизонтальную, П-образную или башенную компоновку. Топочный блок – это топка в виде параллелепипеда, полностью экранированная трубами, которые установлены на боковых экранах вертикально, а на подовом (внизу) и потолочном – горизонтально или с наклоном. Все эти экранные трубы приварены обычно к нижним и верхним коллекторам большего диаметра.

Конвективный блок устанавливается в шахте, где температура топочных газов ниже, чем в топке. Конвективная шахта состоит из экранов с нижними и верхними коллекторами, к которым приварены вертикальные стояки, а в эти стояки вварены горизонтально расположенные U-образные трубы диаметром 28 мм. Экраны топки и конвективной шахты всех водогрейных котлов выполняются с подъемным и опускным движением воды. Надежность работы всех труб котла обеспечивается при скорости воды в подъемных трубах – 0,6…1 м/с, а в опускных – 1…1,6 м/с. Многоходовое движение воды по экрану достигается установкой заглушек и перегородок

в коллекторах.

Правильный подбор скоростей воды обеспечивает минимальное гидравлическое сопротивление всего контура водогрейного котла, которое составляет 1,5…2 кгс/см^2. Гидродинамический режим работы должен исключить снижение давления и расхода воды, проходящей через водогрейный котельный агрегат, ниже допустимого. Кипение воды в водогрейном котле недопустимо, так как это приводит к гидравлическим ударам, нарушению опускного движения, созданию замкнутых циркуляционных контуров, отложению накипи и пережогу отдельных труб. В соответствии с этим трубная часть водогрейных котлов до 20 Гкал/ч рассчитывается на давление 16 кгс/см^2, а котлов 30 Гкал/ч и выше – 25 кгс/см^2. Исключено и повышение давления выше допустимого во избежание разрыва труб.

Температура воды на выходе из экранов должна быть ниже температуры насыщения (кипения при соответствующем давлении) на 20…30 °С, что достигается выбором соответственного давления воды на выходе из водогрейного котла. Для стальных водогрейных котлов 20 Гкал/ч и ниже температура воды на выходе принимается до 150 °С, а для котлов 30 Гкал/ч и выше допускается повышение температуры воды до 200 °С. Котлы производительностью 4…20 Гкал/ч должны обеспечивать работу только в основном режиме, а котлы 30 Гкал/ч и выше допускают работу как в основном, так и в пиковом режимах.

Во избежание низкотемпературной коррозии минимальная температура воды на входе в стальной водогрейный котел должна быть не ниже 70 °С при работе на газе и не ниже 90 и 110 °С при работе соответственно на сернистом и высокосернистом мазутах. Это достигается путем рециркуляции – подачи расчетного количества уже подогретой в котельном агрегате воды на ввод обратной сетевой воды водогрейного котла с помощью рециркуляционных насосов.

После подогрева в котельном агрегате вода разделяется на три потока: в теплосеть, на рециркуляцию, на собственные нужды котельной.

Для определения расхода воды, проходящей через котел, расчетов гидродинамических режимов и других характеристик вспомогательного оборудования водогрейные котельные агрегаты рассчитываются на пять режимов [14, 16] для следующих температур наружного воздуха:

- максимально-зимнего – при температуре наружного воздуха в наиболее холодную пятидневку;
- наиболее холодного месяца – при температуре наружного воздуха в холодном месяце;
- при средней температуре за отопительный период;
- в точке излома температурного графика и летнего.

По расчетным температурам заданного города [16] выстраивается температурный график. При расчетной температуре наружного воздуха для максимально-зимнего режима температура воды в подающем и обратном трубопроводах принимается максимальной – 150 и 70 °С.

При температуре наружного воздуха, отличной от расчетной, температура воды в подающем трубопроводе регулируется путем перепуска части воды из обратного трубопровода в подающий по подмешивающей перемычке, на которой установлен регулятор температуры.

Зная расход воды через котельные агрегаты, установленные в котельной, определяются единичная теплопроизводительность водогрейного котла и расход воды через каждый агрегат.

На водогрейных котлах установлена автоматика регулирования и автоматика безопасности (блокировки), которая прекращает подачу топлива в топку в следующих случаях [11]:

- при снижении давления воды ниже допустимого (так как при этом вода закипит);
- при повышении давления выше допустимого (во избежание разрыва труб на прочность);
- при снижении расхода воды через водогрейный котел ниже допустимого (так как это приведет к закипанию воды);
- при повышении температуры воды на выходе из котла до значения

на 20 °С ниже температуры насыщения, соответствующей рабочему давлению воды в выходном коллекторе котла;

- при снижении давления газа или мазута перед горелками ниже допустимого и др.

На всех водогрейных котлах устанавливается следующая арматура:

- на *входе воды в котел*: запорная задвижка, манометр (с трехходовым краном), термометр;
- *на выходе воды из котла*: запорная задвижка, обратный клапан, манометр (с трехходовым краном), термометры (показывающий и регистрирующий), два предохранительных клапана, расходомер воды.

Кроме того, в верхней части котла и перепускных трубах устанавливаются воздушные вентили для выпуска воздуха при заполнении котла в режиме пуска, а в нижней части котла и нижних коллекторах – спускные вентили для выпуска воды при остановке и ремонте котла.

Гарнитура: взрывной предохранительный клапан на топке и конвективной шахте, люки, гляделки и пр. в соответствующих местах.

Основные технические характеристики, профили стальных водогрейных котлов КВ-ГМ, ПТВМ, БЭМ и других приведены в справочной литературе [3, 6, 8, 12, 19, 20, 32, 33], а также в приложении.

6.2. УСТРОЙСТВО И РАБОТА ТЕПЛОГЕНЕРАТОРА ПТВМ-50

Пиковый, теплофикационный, водогрейный, газомазутный котел: теплопроизводительность 50 Гкал/ч; температура воды на входе в котел: в основном режиме – 70 °С, в пиковом – 105 °С; температура воды на выходе из котла в основном и пиковом режимах – 150 °С; давление воды на входе – 25 кгс/см^2, а минимальное – 8 кгс/см^2; расход воды в основном режиме – 625 т/ч, а в пиковом – 1250 т/ч; расход топлива: мазута – 6340 кг/ч, природного газа – 6720 м^3/ч; расход воздуха – 84 000 м^3/ч; гидравлическое сопротивление котла 2 кгс/см^2; температура уходящих топочных газов 180…190 °С; количество горелок – 12; избыточное давление перед горелками: газа – 0,2 кгс/см^2, мазута – 20 кгс/см^2; площадь поверхности нагрева: радиационной – 138 м^2, конвективной – 1110 м^2; диаметр и толщина стенок экранов – 60 × 3 мм, а конвективного пакета – 28 × 3 мм; габаритные размеры: длина – 9,2 м, ширина – 8,7 м, высота – 12,54 м; масса – 83,5 т.

Принципиальная схема устройства и работы теплогенератора ПТВМ-50 приведена на рис. 6.1, а ПТВМ-30 – в [21, рис. 16].

Котел имеет башенную компоновку, стальной каркас, который опирается на фундамент. На каркас при помощи специальных подвесок – ригелей крепится трубная часть котла и обмуровка. В верхней части каркаса, на отметке примерно 15 м, с помощью перехода установлена дымовая труба диаметром 2,5 м, высотой до 40 м.

Трубная часть котла состоит из радиационной и конвективной поверхностей нагрева, расположенных одна над другой до отметки примерно 13 м.

Топка имеет вид прямоугольной шахты с основанием 5 × 5 м и сформирована экранными трубами, которые образуют соответственно: *1* – левый боковой экран; *2* – правый боковой экран (аналогично левому); *5* – передний (фронтовой) экран; *6* – задний экран топки.

Трубы боковых экранов *1* и *2* вварены в нижний *3* и верхний *4* боковые коллекторы. В верхних боковых коллекторах *4* установлены заглушки *16* для обеспечения двухходового движения воды по экрану. Трубы боковых экранов имеют амбразуры для установки горелок *12*, с каждой стороны по шесть штук, в два яруса (четыре вверху, две внизу). Каждая горелка ГМГ оборудована индивидуальным дутьевым вентилятором, а горелки нижнего яруса – растопочные. Трубы боковых экранов в нижней части изогнуты и экранируют под (низ) топки.

Вертикальные трубы фронтового экрана *5* расположены в топке и вварены в нижний *7* и промежуточный *8* коллекторы. Трубы заднего экрана топки *6* расположены симметрично фронтовому экрану.

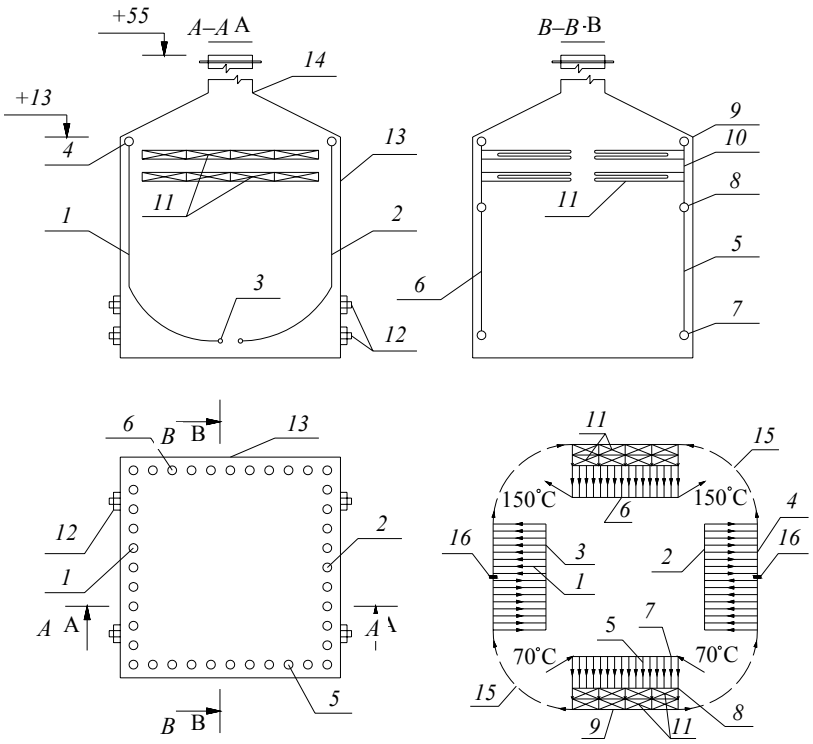


Рис. 6.1. Принципиальная схема теплогенератора ПТВМ-50:

1, *2* – левый и правый боковые экраны;
3, *4* – нижние и верхние коллекторы боковых экранов;
5, *6* – передний и задний экраны топки;
7, *8* и *9* – нижний, промежуточный и верхний коллекторы переднего экрана;
10 – стояк конвективной поверхности нагрева; *11* – конвективные пакеты;
12 – горелки; *13* – обмуровка; *14* – дымовая труба;
15 – перепускные трубы; *16* – заглушки

Конвективная поверхность нагрева расположена над топкой, по ходу движения газов, и сформирована четырьмя пакетами секций *11* в два яруса с расстоянием 600 мм, между которыми установлены люки-лазы. Выше переднего экрана *5*, между промежуточным коллектором *8* и верхним коллектором *9*, установлены (приварены) вертикальные стояки *10*, а в эти стояки *10* вварены два пакета *11* горизонтально расположенных U-образных труб диаметром 28 × 3 мм. Аналогичную конструкцию, два конвективных пакета секций, имеет задний экран топки.

Котел имеет легкую натрубную обмуровку толщиной δ = 110 мм: первый слой – шамотобетон по металлической сетке, второй – минеральная вата, а третий – газонепроницаемая обмазка или штукатурка. Снаружи помещения котельной обмуровка котла покрывается влагонепроницаемым материалом. Котел имеет обмывочные устройства для удаления сажи с конвективной поверхности нагрева. Основные характеристики котлов серии ПТВМ приведены в [12, табл. 8.32].

Газовоздушный тракт. Котел имеет башенную компоновку. Топливо и воздух подаются в горелки *12*, а в топке образуется факел горения. Теплота от топочных газов в топке, за счет радиационного и конвективного теплообмена, передается всем экранным трубам (радиационным поверхностям нагрева), и от труб теплота передается воде, циркулирующей по экранам.

Затем топочные газы проходят конвективную поверхность нагрева, где теплота передается воде, циркулирующей по пакетам секций *11*, откуда с температурой 180…190 °С топочные дымовые газы проходят дымовую трубу и удаляются в атмосферу.

Контуры принудительной циркуляции воды. Возможна работа в двух режимах: *основной* – по четырехходовой схеме (рис. 6.1) и *пиковый* – по

двухходовой схеме движения воды.

Четырехходовая схема (теплофикационный режим):

1-й ход – обратная сетевая вода с температурой 70 °С сетевым насосом подается в нижний коллектор *7* переднего (фронтового) экрана, откуда поднимается по трубам *5* до промежуточного коллектора *8*, и далее, пройдя стояки *10* и конвективные U-образные пакеты секций *11*, поступает в верхний коллектор *9* переднего экрана.

2-й ход – из крайних точек верхнего коллектора *9* двумя потоками по перепускным трубам *15* вода переходит в верхние коллекторы *4* левого и правого боковых экранов, распределяется по коллекторам до заглушек *16*, откуда по ближней (относительно фронта котла) части экранных труб опускается в нижние коллекторы *3*.

3-й ход – из нижних коллекторов *3* левого и правого боковых экранов, вода поднимается по дальней части труб в верхние коллекторы *4* боковых экранов и распределяется по коллекторам после заглушек *16*.

4-й ход – из верхних коллекторов *4* боковых экранов, двумя потоками по перепускным трубам *15*, вода переходит в верхние коллекторы заднего экрана, проходит промежуточный коллектор, и далее, пройдя стояки и конвективные U-образные пакеты секций *11*, опускается в нижний коллектор заднего экрана, откуда нагретая до 150 °С вода идет в теплосеть.

Двухходовая схема движения воды (пиковый режим):

1-й ход – обратная сетевая вода с температурой 105 °С сетевым насосом, двумя параллельными потоками подается в нижние коллекторы переднего и заднего экранов, откуда по трубам экранов поднимается в промежуточные коллекторы, а затем проходит по стоякам и конвективным U-образным пакетам секций, после чего попадает в верхние коллекторы переднего и заднего экранов.

2-й ход – из двух верхних коллекторов переднего и заднего экранов параллельными потоками по перепускным трубам вода переходит в верхние коллекторы левого и правого боковых экранов, по экранным трубам опускается в нижние коллекторы левого и правого боковых экранов, откуда нагретая до 150 °С вода идет в теплосеть.

6.3. УСТРОЙСТВО И РАБОТА КОТЛА КВ-ГМ-10-150

Котлы водогрейные газомазутные КВ-ГМ-10-150, КВ-ГМ-20-150, КВ-ГМ-30-150 предназначены для нагрева воды систем теплоснабжения до 150 °С, выполнены в горизонтальной компоновке и имеют топочную камеру с горизонтальным потоком топочных газов и конвективную шахту, по которым топочные газы идут снизу вверх. Котлы поставляются двумя транспортабельными блоками, имеют одинаковую конструкцию и отличаются лишь глубиной топочной камеры и конвективной шахты. Ширина между осями труб боковых экранов составляет 2580 мм. В табл. 6.1 и П2 приведены технические характеристики, а на рис. П18 – профиль котлов КВ-ГМ-10 (-20, -30).

Таблица 6.1

Характеристика котла	КВ-ГМ-10	КВ-ГМ-20	КВ-ГМ-30
Теплопроизводительность, Гкал/ч,МВт	10 / 11,63	20 / 23,3	30 / 34,9
КПД, %: на газе / на мазуте	91,9 / 88,4	91,9 / 88	91,2 / 87,7
Расход топлива: газ, $м^3$/ч / мазут, кг/ч	1260 / 1220	2520 / 2450	3680 / 3490
Расход воды, т/ч	123,5	247	370
Радиационная поверхность, $м^2$	53,6	106,6	126,9
Конвективная поверхность, $м^2$	221,5	406,5	592,6
Температура уходящих газов: газ/мазут	185 / 230	190 / 242	160 / 250

Гидравлическое сопротивление, кгс/см^2	1,5	2,3	1,9
Глубина топки $L1$, мм	3904	6384	8484
Глубина конвективной шахты $L2$, мм	768	1536	2300
Длина котла $L3$, мм	6500	9700	11 800
Общая длина котла $L4$, мм	8350	10 540	13 530

Топочная камера (топочный блок) полностью экранирована трубами диаметром 60 × 3 мм с шагом 64 мм, которые образуют:

- левый и правый боковые экраны топки – вертикальные трубы, приваренные к нижним и верхним коллекторам;
- передний (фронтовой) экран – изогнутые трубы, которые экранируют фронт и под (низ) топки; трубы приварены к переднему (фронтовому) и дальнему (подовому) коллекторам; передний (фронтовой) коллектор расположен ближе к поду, а над ним установлена горелка;
- промежуточный (поворотный) экран – вертикально-изогнутые трубы, установленные в два ряда, которые приварены к верхнему и нижнему коллекторам и выполнены в виде газоплотного экрана; поворотный экран не доходит до потолка топки, оставляя окно для прохода топочных газов из топки в камеру догорания.

Конвективный блок (шахта) имеет:

- фестонный экран – вертикально-изогнутые трубы, приваренные к верхнему и нижнему коллекторам, причем в верхней части трубы выполнены в виде газоплотного цельносварного экрана, а в нижней части стены трубы разведены в четырехрядный фестон; фестонный экран является одновременно задним экраном топки;
- заднюю стенку – вертикальные трубы, приваренные к верхнему и нижнему коллекторам;
- левую и правую боковые стенки шахты – вертикальные стояки (трубы диметром 83 × 3,5 мм, установленные с шагом 128 мм), приваренные к верхним и нижним коллекторам, а в эти стояки вварены три пакета горизонтально расположенных U-образных ширм, выполненных из труб диаметром 28 × 3 мм.

На фронтовой стенке топки устанавливается одна газомазутная горелка РГМГ. Между промежуточным (поворотным) экраном топки и фестонным экраном расположена камера догорания. В соответствующих местах верхних и нижних коллекторов экранов топки и стенок конвективной шахты установлены заглушки (перегородки) для обеспечения многоходового движения воды по трубам – вверх, вниз и так далее. Для поддержания скоростей движения в пределах 0,9…1,9 м/с каждый тип котла имеет различное число ходов воды.

Трубы задней стенки шахты имеют диаметр 60 × 3 мм и установлены с шагом 64 мм, а трубы фестонного экрана – диаметр 60 × 3 мм и установлены с шагом s_1 = 256 мм и s_2 = 180 мм. Все коллекторы и перепускные трубы котла имеют диаметр 219 × 10 мм. Все верхние коллекторы топки и конвективной шахты имеют воздушники для выпуска воздуха (при заполнении котла водой), а нижние – спускные вентили.

Газовоздушный тракт. Топливо и воздух подаются в горелку, а в топке образуется факел горения. Теплота от топочных газов в топке передается всем экранным трубам (радиационным поверхностям нагрева), а от труб теплота передается воде, циркулирующей по экранам. Из топки, огибая сверху промежуточный (поворотный) газоплотный экран, топочные газы входят в камеру догорания, затем внизу проходят четырехрядный фестон, попадают в конвективную шахту, где теплота передается воде, циркулирующей по пакетам секций (ширм) и, пройдя шахту снизу вверх, топочные газы дымососом удаляются в дымовую трубу и в атмосферу.

Для удаления загрязнений и отложений с наружной поверхности труб конвективной шахты котлы оборудуются дробеочисткой, использующей чугунную дробь, которая подается в конвективную шахту.

Движение воды в котле КВ-ГМ-10-150 показано на рис. 6.2.

Обратная сетевая вода с температурой 70 °С сетевым насосом подается в дальнюю (от фронта) часть нижнего коллектора левого бокового топочного экрана и распределяется по нему до заглушки. После ряда подъемно-опускных движений по левому боковому экрану вода из нижнего коллектора по перепускной трубе переходит в фронтовой верхний коллектор переднего (фронтового) экрана.

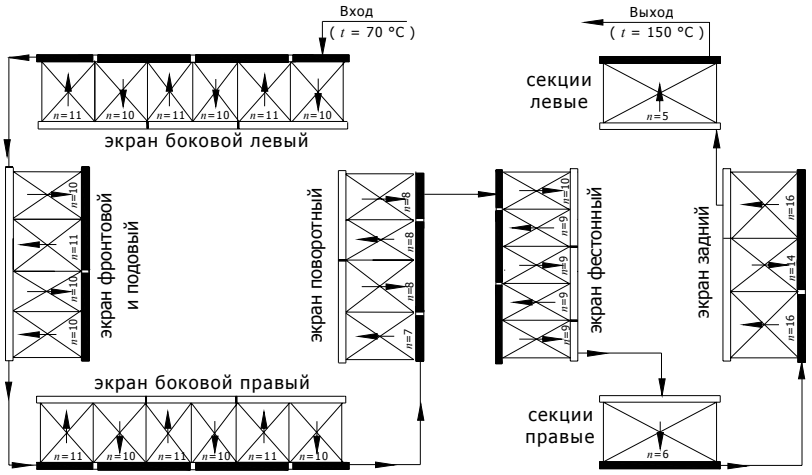


Рис. 6.2. Схема циркуляции воды в котле КВ-ГМ-10-150 (КВ-ГМ-11,6-150):

– нижние коллекторы;

– верхние коллекторы

По левой стороне фронтового и подового экрана вода поступает в нижний, дальний коллектор, откуда после ряда подъемно-опускных движений по правой стороне экрана вновь возвращается в фронтовой верхний коллектор. По перепускной трубе вода поступает в нижний коллектор правого бокового топочного экрана и после ряда подъемно-опускных движений по нему, из нижнего коллектора, по перепускной трубе, переходит в нижний коллектор поворотного (промежуточного) экрана. После ряда подъемно-опускных движений по промежуточному экрану вода из нижнего коллектора, по перепускной трубе переходит в нижний коллектор фестонного экрана, проходит его, поднимаясь и опускаясь, и из верхнего коллектора фестонного экрана поступает в верхний коллектор правой боковой стены конвективной шахты.

По стоякам и U-образным пакетам секций вода проходит сверху вниз правую боковую стенку шахты и из нижнего коллектора переходит в нижний коллектор задней стены конвективной шахты. После ряда подъемно-опускных движений из верхнего коллектора заднего экрана вода переходит в верхний коллектор левой боковой стены конвективной шахты и, проходя по стоякам и U-образным ширмам сверху вниз, вода из нижнего коллектора с температурой 150°С идет в теплосеть.

Движение воды в водогрейном газомазутном котле КВ-ГМ-20-150 показано на рис. 6.3.

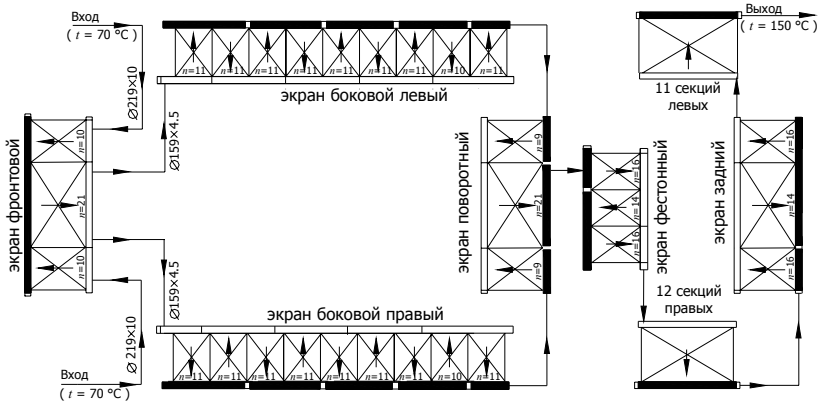


Рис. 6.3. Схема циркуляции воды в котле КВ-ГМ-20-150 (КВ-ГМ-23,3-150):

– нижние коллекторы;

– верхние коллекторы

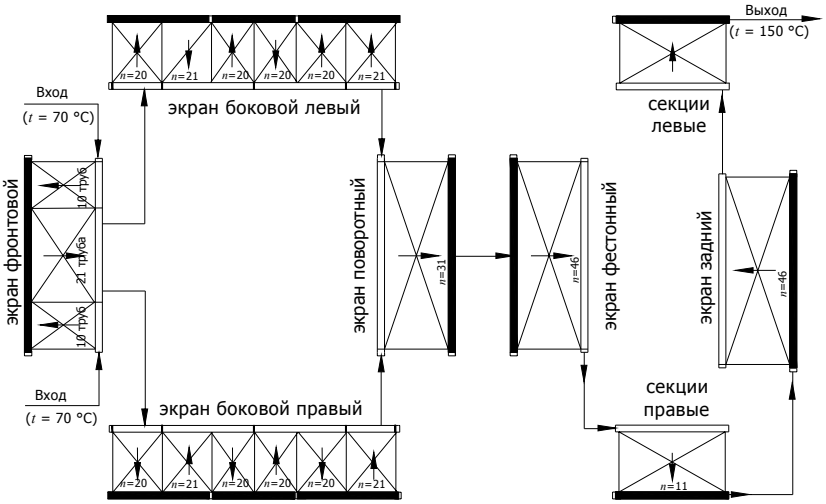


Рис. 6.4. Схема циркуляции воды в котле КВ-ГМ-30-150 (КВ-ГМ-35-150):

– нижние коллекторы;

– верхние коллекторы

Движение воды в водогрейном газомазутном котле КВ-ГМ-30-150 показано на рис. 6.4.

Обмуровка всех котлов облегченная, закрепляемая на трубах. Кирпичная кладка имеется лишь под трубами подового экрана и на фронтовой стене, в которой выкладывается амбразура для горелки.

6.4. УСТРОЙСТВО И РАБОТА КОТЛА КВ-ГМ-50-150

Котел водогрейный газомазутный КВ-ГМ-50-150, теплопроизводительностью 50 Гкал/ч (58 МВт), предназначен для нагрева воды систем теплоснабжения до 150 °С и может быть использован как в отопительном основном режиме – 70…150, так и в пиковом – 100…150 °С. Теплогенератор имеет П-образную компоновку, включающую топочный и конвективный блоки. Котел КВ-ГМ-100-150 имеет аналогичную конструкцию и отличается лишь глубиной топочной и конвективной шахты, а ширина обоих котлов по осям колонн – 5700 мм.

Котлы рассчитаны на рабочее давление воды 2,5 МПа (25 кгс/см^2).

В табл. П3 и [12, табл. 8.30, 8.33] приведены технические характери-

стики и комплектация котлов КВ-ГМ-50, КВ-ГМ-100, а на рис. П19 представлен профиль котла КВ-ГМ-100.

Топочная камера экранирована трубами диаметром 60 × 3 мм с шагом 64 мм, которые соответственно образуют:

- передний (фронтовой) экран – вертикальные трубы, приваренные к верхнему, нижнему, а также двум (верхнему и нижнему) промежуточным коллекторам; промежуточные коллекторы по краям соединены между собой перепускными трубами, а между коллекторами установлены горелки;
- левый боковой экран – вертикально-изогнутые трубы, приваренные к верхнему и нижнему коллекторам, которые экранируют левую боковую стенку и потолок топки до середины, причем верхний коллектор длиннее нижнего на 1/3 и эта удлиненная часть коллектора находится в конвективной шахте, являясь одновременно верхним коллектором бокового экрана конвективной поверхности нагрева;
- правый боковой экран – выполнен аналогично левому;
- промежуточный экран – вертикальные (укороченные) трубы, приваренные к верхнему и нижнему коллекторам, которые выполнены в виде газоплотного экрана, разделяющего топку от конвективной шахты; причем промежуточный экран не доходит до потолка топки, оставляя окно для прохода топочных газов из топки в конвективную шахту.

В соответствующих местах верхнего и нижнего коллекторов боковых топочных экранов установлены заглушки для обеспечения многоходового движения воды по экранным трубам – вниз и вверх.

Конвективный блок (конвективная шахта) имеет:

- правую боковую стенку шахты – вертикальные стояки-трубы диметром 83 × 3,5 мм, установленные с шагом 128 мм, приваренные к верхним и промежуточным коллекторам, а в эти стояки вварены три пакета горизонтально расположенных U-образных ширм, выполненных из труб диаметром 28 × 3 мм; кроме того, все стояки сдвинуты относительно друг друга поперек продольной оси экрана на 64 мм, что обеспечивает размещение U-образных пакетов ширм в виде гребенок – в шахматном порядке с шагом $s_1 = 64$ и $s_2 = 40$ мм;
- правый потолочный экран конвективной шахты – изогнутые трубы, которые экранируют правую стенку и потолок до середины конвективной шахты, и приварены соответственно к промежуточному и верхнему коллекторам конвективной шахты;
- левую боковую стенку и левый потолочный экран конвективной шахты – выполнены аналогично правой стенки;
- заднюю стенку – вертикальные трубы диаметром 60 × 3 мм, установленные с шагом 64 мм, которые приварены к верхнему и нижнему коллекторам задней стенки шахты.

Все экранные трубы топки и стояки конвективной шахты приварены непосредственно к коллекторам-камерам диаметром 273 × 11 мм. Все верхние коллекторы топки и конвективной шахты имеют воздушники для выпуска воздуха, а нижние – спускные вентили.

Котлы не имеют каркаса. Обмуровка котла облегченная, натрубная, толщиной 110 мм, состоит из трех слоев: шамотобетона, совелитовых плит, минераловатных матрацев и магнезиальной обмазки. Взрывные предохранительные клапаны установлены на потолке топочной камеры. Нижние коллекторы фронтового, промежуточного и заднего экранов, а также боковых стен конвективной шахты опираются на портал. Опора, расположенная в середине нижнего коллектора промежуточного экрана, является неподвижной, а остальные опоры – скользящие. На фронтовой стенке котлов КВ-ГМ-50 установлены две газомазутные горелки с ротационными форсунками, на котлах КВ-ГМ-100 – три такие же горелки, причем третья горелка размещается во втором ряду сверху – на верхнем ярусе.

Газовоздушный тракт. Топливо и воздух подаются в горелки, а в топке образуется факел горения. Теплота от топочных газов в топке, за счет радиационного и конвективного теплообмена, передается всем экранным трубам (радиационным поверхностям нагрева), и от труб теплота передается воде, циркулирующей по экранам. Из топки, огибая сверху промежуточный газоплотный экран, топочные газы входят в конвективную шахту, где

теплота передается воде, циркулирующей по пакетам секций (ширм), и, пройдя шахту сверху вниз, топочные газы дымососом удаляются в дымовую трубу, а затем в атмосферу.

Для удаления загрязнений, летучей сажи и отложений с наружной поверхности труб конвективной шахты котлы оборудуются очистительной установкой, использующей чугунную дробь, которая подается в конвективную шахту сверху – дробеочистка.

Принудительная циркуляция воды в котле возможна в основном (70…150 °С) и пиковом (100…150 °С) режимах работы, которые представлены на рис. 6.5.

Контуры принудительной циркуляции воды. Основной режим движения воды представлен на рис. 6.3, *а*.

Обратная сетевая вода с температурой 70 °С сетевым насосом подается в нижний коллектор фронтового (переднего) экрана, затем поднимается по трубам до нижнего промежуточного коллектора, по перепускным трубам переходит в верхний промежуточный коллектор,

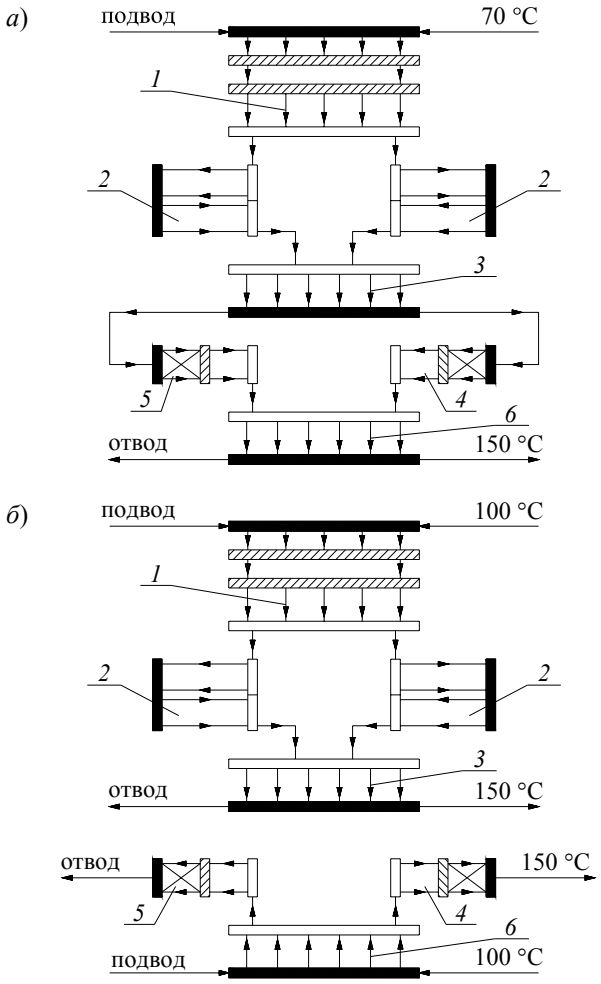


Рис. 6.5. Схема движения воды в котле КВ-ГМ-50-150:

а – основной режим; *б* – пиковый режим;

1, *2*, *3* – фронтовой, боковые и промежуточный экраны топки;

4 – потолочный экран конвективной шахты;

5 – боковые стенки, стояки и пакеты U-образных ширм конвективной шахты;

6 – задняя стенка шахты;

– верхние;

– промежуточные;

– нижние коллекторы

откуда по экранным трубам вода поступает в верхний коллектор фронтового экрана. Двумя потоками по перепускным трубам вода переходит в верхние коллекторы левого и правого боковых экранов, распределяется по коллекторам до заглушек, откуда по ближней (относительно фронта котла)

части экранных труб опускается в нижние коллекторы боковых экранов и проходит по ним до заглушек.

После многоходового движения воды по экранным трубам боковых экранов, из верхних коллекторов боковых экранов, двумя потоками по перепускным трубам, вода переходит в верхние коллекторы промежуточного экрана, проходит через экран сверху вниз. Из нижнего коллектора промежуточного экрана, двумя потоками по перепускным трубам, вода переходит в нижние коллекторы боковых стен конвективной шахты. Далее пройдя стояки и три конвективных *U*-образных пакета секций (ширм) снизу вверх, вода поступает вначале в промежуточный коллектор, а затем по экранным изогнутым трубам переходит в верхние коллекторы конвективной шахты.

Из верхних коллекторов конвективной шахты, двумя потоками по перепускным трубам, вода переходит в верхние коллекторы задней стенки шахты, проходит по трубам сверху вниз до нижнего коллектора задней стенки, откуда нагретая до 150 °С вода идет в теплосеть.

Пиковый режим (рис. 6.3, *б*). Обратная сетевая вода с температурой 100…105 °С сетевым насосом подается в котел двумя потоками: один в нижний коллектор фронтового топочного экрана, а другой в нижний коллектор задней стенки конвективной шахты. Первый поток проходит фронтовой экран (через промежуточные коллекторы) и из верхнего коллектора по перепускным трубам переходит в верхние коллекторы боковых экранов топки. Выполняя многоходовое движение воды по экранным трубам, вода из верхних коллекторов боковых экранов переходит в промежуточный экран, опускается по трубам вниз и из нижнего коллектора идет в теплосеть с температурой 150 °С.

Второй поток воды поднимается по трубам задней стенки конвективной шахты и из верхнего коллектора двумя потоками переходит в верхние коллекторы боковых экранов конвективной шахты. Опускаясь, вода проходит боковые экраны конвективной шахты, промежуточные коллекторы, а затем по стоякам вода проходит три пакета конвективных U-образных пакета секций (ширм), и из нижних коллекторов боковых стен шахты вода идет в теплосеть с температурой 150 °С.

7. ХВОСТОВЫЕ ПОВЕРХНОСТИ НАГРЕВА

7.1. КОРРОЗИЯ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА

Внутри труб происходит нагрев воды, парообразование, в связи с этим возможна коррозия от газов, растворенных в воде, а также отложение накипи на стенках труб. С наружной стороны поверхностей нагрева проходит процесс горения топлива, а также износ, загрязнение летучей золой и сажей. Очистку внешних поверхностей нагрева производят паром или сжатым воздухом с помощью обдувочных устройств.

Обдувочный аппарат представляет собой трубопровод с отверстиями или соплами, который подводится в газоходы котла, вращается вокруг оси, а пар или сжатый воздух, выходя с высокой скоростью, очищает внешние поверхности. Обдувку поверхностей нагрева котлов и экономайзеров необходимо начинать с обдувочного устройства, расположенного ближе к топке, и дальнейшую обдувку проводить по ходу газов и при полностью открытых лопатках направляющего аппарата дымососа, строго следя за тягой. Давление пара в обдувочном аппарате должно быть не менее 0,75 МПа (7,5 кг/см^2), а время обдувки не более 2 мин.

Высокотемпературная коррозия образуется при сжигании топлива, когда в продуктах сгорания имеются продукты (окислы) ванадия, отрицательно действующие на металл экранных труб и пароперегревателя. Для снижения этой коррозии необходимо сжигать топливо (обычно мазут) с меньшим коэффициентом избытка воздуха. Эту коррозию называют ванадиевой и ей подвержены экранные трубы топки.

Низкотемпературная коррозия образуется в результате конденсации капелек влаги (водяных паров) из продуктов сгорания (дымовых газов), т.е.

образуется эффект точки «росы». Обычно эта температура зависит от вида сжигаемого топлива, состава продуктов сгорания и составляет + 65 °С при работе котлов на природном газе или малосернистом мазуте и + 90...110 °С – при работе на сернистом или высокосернистом мазуте. В продуктах сгорания имеются сернистые соединения, которые соединяются с каплями влаги и образуют сернокислые кислоты, отрицательно действующие на металлическую стенку. Поэтому для исключения низкотемпературной коррозии (т.е. конденсации водяных паров из топочных газов на внешней поверхности труб) необходимо, чтобы температура стенки была на 5…10 °С выше температуры точки «росы». Этому виду коррозии подвержены водогрейные котлы, воздухоподогреватели, водяные экономайзеры и др.

7.2. ВОДЯНЫЕ ЭКОНОМАЙЗЕРЫ

Водяные экономайзеры предназначены для нагрева питательной или сетевой воды за счет теплоты уходящих топочных газов, благодаря чему уменьшаются потери теплоты и повышается КПД. По типу бывают *групповые и индивидуальные экономайзеры*, а по материалу – *чугунные и стальные*. В водяной экономайзер вода подается питательным насосом, за счет напора которого и осуществляется ее принудительное движение в трубах экономайзера.

Для паровых котлов обычно устанавливают индивидуальные экономайзеры, а групповые – на чугунных котлах и паровых (до 1 т/ч пара). Водяные экономайзеры для котлов среднего и высокого давления изготавливают только из стальных труб, для низкого давления – чугунных или стальных. При частичном испарении воды в трубах экономайзер считается кипящим.

Чугунные водяные экономайзеры выполняют только некипящими. Температура воды на выходе из чугунного экономайзера должна быть меньше температуры насыщения на 20 °С, так как закипание воды в чугунном экономайзере недопустимо. В стальном экономайзере допустимо закипание воды.

Температура воды на входе всех экономайзеров должна быть выше температуры точки «росы» топочных газов на 5…10 °С для избежания низкотемпературной коррозии.

Экономайзеры некипящего типа собирают из чугунных, ребристых труб с квадратными фланцами, торцевые стороны этих фланцев имеют канавки с четырех сторон, в которые укладывается шнуровой асбест для уплотнения. Отдельные чугунные, ребристые трубы (длиной 1,5; 2; 2,5; 3 м) соединяют между собой калачами. Для очистки от внешних отложений, особенно между ребрами, чугунные трубы компонуются в блоки так, чтобы число горизонтальных рядов было не более 8 (4 + 4), между которыми устанавливается обдувочный аппарат. Это необходимо для эффективной обдувки внешних поверхностей чугунного экономайзера паром или сжатым воздухом, так как один обдувочный аппарат обслуживает не более 4 рядов труб вверх и 4 – вниз.

При растопке котла, пока котельный агрегат не имеет достаточной паровой производительности, нагретая в чугунном экономайзере вода сливается в деаэратор или бак с питательной водой по «сгонной» линии. Вода в экономайзере должна двигаться только снизу вверх со скоростью 0,3 м/с, так как при нагревании воды выделяется воздух, который потом в верхней части экономайзера удаляется воздушником.

Дымовые газы в экономайзере могут двигаться в любом направлении со скоростью 6…10 м/с. Чугунные экономайзеры могут иметь обводной газоход для топочных газов. При чрезмерном повышении температуры воды, выходящей из некипящего экономайзера, следует перевести газы частично или полностью на обводной боров, открыть сгонную линию и усилить питание.

В блочных чугунных экономайзерах между ребристыми трубами установлена вертикальная металлическая перегородка, делящая экономайзер на две равные части. Боковые стены имеют кладку из красного кирпича или

двухслойную металлическую обшивку, внутри которой уложен изоляционный материал (шлаковата, асбестовермекулит и др.), а торцевые стены экономайзеров после калачей закрываются съемными металлическими крышками с прокладками из асбеста. В верхней части каждой секции установлены взрывные предохранительные клапаны.

На экономайзере некипящего типа устанавливается арматура:

а) на входе – обратный клапан, обводная линия с вентилем, вентиль запорный, регулятор питания, манометр, термометр, предохранительный клапан;

б) на выходе – вентиль для выпуска воздуха (вантуз), манометр, предохранительный клапан, термометр, сгонная линия, запорный вентиль.

Кроме того, на нижнем коллекторе должны быть установлены трубопроводы для спуска воды (сливной вентиль), а в удобных местах – устройства для отбора проб воды и измерения температур и давления, а на верхнем коллекторе – вентиль для удаления воздуха.

Схема обвязки чугунного водяного экономайзера приведена на рис. П10.

Экономайзеры кипящего типа выполняются из стальных труб диаметром 28…42 мм и устанавливаются горизонтально в шахматном порядке на каркасе. Они выдерживают высокие давления, в них возможно частичное закипание воды (до 15 %), но они больше подвержены коррозии и не отключаются от котла (т.е. остановка экономайзера влечет остановку котла).

На входе экономайзера кипящего типа устанавливается такая же арматура, как на некипящих (за исключением обводной и сгонной линий, а также вантуза), а на выходе арматура не устанавливается для обеспечения свободного прохода пароводяной смеси в барабан котла.

Питательные экономайзеры предназначены для пропуска питательной воды, а *теплофикационные* – сетевой воды. Через теплофикационный экономайзер воду пропускают параллельными потоками, ввиду большего расхода воды, чем в питательном экономайзере.

7.3. ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛИ

Воздухоподогреватели предназначены для нагрева воздуха за счет теплоты уходящих топочных газов. Воздух, забираемый снаружи или с верхней части котельной, вентилятором подается в воздухоподогреватель, нагревается до температуры примерно 200 °С и поступает в горелки топки, улучшает воспламенение топлива и процесс горения, снижает потери от химического недожога и тем самым повышается КПД котельного агрегата. Воздухоподогреватель располагают обычно после водяного экономайзера. Воздух в воздухоподогреватель нагнетается дутьевым вентилятором через входные короба – воздуховоды и отводится к горелкам коробами горячего воздуха.

При сжигании в камере газообразного топлива весь воздух вводится через горелку, в которой газ и воздух перемешиваются. При сжигании жидкого топлива также весь воздух вводится через горелку, но топливо с помощью форсунок сначала превращается в мелкие капли, которые затем перемешиваются с воздухом. В этом случае одна часть воздуха вводится через горелку в смеси с топливом (первичный воздух), а другая – через специальные устройства в той же горелке или рядом с ней (вторичный воздух).

По принципу тепловой работы воздухоподогреватели делятся на *рекуперативные и регенеративные.* В рекуперативных воздухоподогревателях нагрев воздуха осуществляется дымовыми газами через разделяющую их стальную стенку. В регенеративных воздухоподогревателях дымовые газы сначала нагревают материал с высокой теплоемкостью (волнистые стальные листы, пустотелые керамические тела, металлические шарики и др.), а затем от этого материала нагревается воздух, т.е. поверхность теплообменника попеременно омывается дымовыми газами и воздухом.

Наибольшее применение получили трубчатые рекуперативные воздухоподогреватели, которые представляют собой куб или параллелепипед из стальных труб. Дымовые газы проходят внутри труб со скоростью

8…12 м/с (обеспечивая самообдувку), а воздух снаружи – со скоростью 6…8 м/с и может иметь два-три и более ходов. Снаружи воздухоподогреватель закрыт коробом с изоляцией. Температура воздуха на входе в воздухоподогреватель должна быть больше температуры точки «росы» для предотвращения низкотемпературной коррозии. Для этого применяют электронагреватели, калориферы или рециркуляцию (подсасывается часть горячего воздуха, который берется на выходе из воздухоподогревателя).

7.4. ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛИ И СЕПАРАТОРЫ ПАРА

Пароперегреватели предназначены для получения перегретого пара из сухого насыщенного. Это наиболее ответственный элемент котельного агрегата, так как подвержен высоким температурам рабочего агента. Из соображений надежности работы трубы пароперегревателя выполнены из специальных легированных сталей.

Конструкция пароперегревателя состоит из ряда параллельно включенных стальных петлеобразных труб, выполненных в виде змеевиков и объединенных коллекторами – паросборниками. Они устанавливаются в первом газоходе котла, за топкой, после одного или двух рядов кипятильных труб, а иногда часть змеевиков размещают в топочной камере. В первом случае перегреватель будет конвективным, во втором – радиационным.

Так как перегреватель стараются расположить в зоне более высоких температур, то необходимо обеспечить его надежную работу при всех режимах работы – правильным выбором скорости движения пара, распределением его по змеевикам, подбором и изготовлением труб из металла, обладающего надлежащими свойствами. Скорость пара в змеевиках составляет 10…25 м/с, а в коллекторе – в 2 раза меньше.

По отношению к потоку топочных газов пароперегреватель может включаться по одной из схем: *прямоточная* – применяется при малых перегревах пара и требует развитой поверхности нагрева; *противоточная* – применяется при перегреве пара до 400 °С и позволяет иметь наименьшую поверхность нагрева; *комбинированная* – применяется при больших температурах пара (более 400 °С).

На выходном коллекторе пароперегревателя устанавливают: манометр, термометр, предохранительный клапан, продувочный вентиль (работающий при растопке).

Повреждение труб пароперегревателя происходит по следующим причинам: внутреннее загрязнение накипью, несвоевременная промывка котла, повышение температуры газов вследствие неполноты горения в топке, шлакование экранных труб, понижение температуры питательной воды и др.

В пароперегревателе, кроме нагрева пара, происходит испарение капелек котловой воды, вносимой с насыщенным паром из барабана, что вызывает образование накипи в змеевиках. Поэтому в верхнем барабане котла должны быть установлены паросепарационные устройства, предназначенные для отделения капель влаги из пароводяной смеси.

На рис. 7.1 приведена принципиальная схема сепараторов пара.

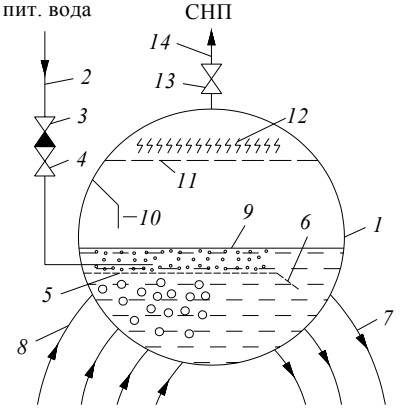


Рис. 7.1. Принципиальная схема паросепарационных устройств:

1 – верхний барабан; *2* – питательная линия; *3* – обратный клапан; *4*, *13* – вентили; *5* – дырчатый лист; *6* – козырек; *7* – опускные трубы; *8* – подъемные трубы; *9* – зеркало испарения; *10* – отбойный щиток; *11* – дырчатый потолок; *12* – жалюзийный сепаратор; *14* – паропровод

Для получения сухого насыщенного пара используют физические принципы: гравитацию, инерцию и др. Для этого устанавливают:

- в водном объеме – дырчатый металлический лист с диаметром отверстий 10 мм для выравнивания подъема паровых пузырей и козырек для предохранения от проскока большого объема пара;
- в паровом объеме – дырчатый металлический потолок с отверстиями для выравнивания подъема пара; отбойные щитки; жалюзийный сепаратор, проходя через который, пар делает ряд поворотов, в результате капли воды как более тяжелые выпадают из потока, прилипают к металлической стенке и стекают вниз.

Регулирование температуры перегретого пара. Температура перегретого пара может колебаться в связи с изменением тяги, коэффициента избытка воздуха и температуры в топке; производительности дымососа; температуры питательной воды и нагрузки котла; отложения накипи (внутри) и сажи (снаружи) труб пароперегревателя.

Для исключения возможности повышения температуры перегретого пара и поддержания ее в заданных пределах устанавливают специальные регуляторы-пароохладители. Пароохладители поверхностного или вспрыскивающего типа устанавливаются на входе пароперегревателя (по ходу движения пара) или в рассечку. Пароохладители поверхностного типа выполняются в виде змеевиков, по которым проходит питательная вода, а пар – снаружи. В пароохладителях вспрыскивающего типа для уменьшения энтальпии перегретого пара используют конденсат, который подают под давлением через сопло. Наиболее приемлема установка пароохладителей в рассечку, когда время инерции составляет 40…50 с.

8. ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРА

8.1. ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Тепловой расчет парового или водогрейного теплогенератора может быть конструктивным или поверочным. Конструктивный расчет выполняется при разработке новых котлов. Поверочный расчет котельных агрегатов, выпускаемых промышленностью, выполняется при проектировании конкретного топлива и источника теплоснабжения, предназначенных для выработки пара или горячей воды.

Для выполнения проектной работы (проекта) необходимо произвести поверочный расчет котельного агрегата с элементами конструктивного расчета отдельных поверхностей нагрева (пароперегревателя, водяного экономайзера или воздухоподогревателя). Основной целью поверочного расчета является определение основных показателей работы котельного агрегата, а также реконструктивных мероприятий, обеспечивающих высокую надежность и экономичность его эксплуатации при заданных условиях.

Проект состоит из пояснительной записки и чертежей общих видов котла и его элементов.

***Пояснительная записка* должна:**

- оформляться на компьютере или черными чернилами (пастой) почерком, близким к чертежному, на листах писчей бумаги размером 297 × 210 мм (на одной стороне листа) и удовлетворять ЕСКД ГОСТ 2.105–79;
- иметь буквенные обозначения, индексы и размерности каждого параметра в соответствии с правилами оформления документации на компьютере, нормативным методом [1, 4, 17, 28, 29], а также Международной системой единиц (СИ);
- иметь нумерацию разделов, пунктов, страниц (с угловым штампом), таблиц, иллюстраций;
- иметь ссылки на литературу и все расчетные таблицы, формулы;

- содержать в себе задание, описание принципиальной схемы работы котельного агрегата, обоснование выбора топочного устройства и хвостовых поверхностей нагрева, а также расчетную часть.

Расчетная часть пояснительной записки включает (в табличной форме):

- состав топлива и конструктивные характеристики агрегата;
- расчет объемов и энтальпий продуктов сгорания и воздуха;
- тепловой баланс парового или водогрейного теплогенератора;
- расчет топки, фестона, газоходов и хвостовых поверхностей нагрева.

В таблицах после расчетных формул должен быть подробно описан расчет, а затем результат расчета.

Графическая часть выполняется на листах чертежной бумаги размером 297 × 210 мм (или других размеров) в соответствии со стандартами ЕСКД и включает:

- диаграмму I – ϑ продуктов сгорания на миллиметровой бумаге;
- графики определения расчетных температур на выходе из конвективных поверхностей нагрева;
- принципиальную схему устройства и работы котельного агрегата с нанесением контуров циркуляции и газового тракта;
- общий вид горелки;
- план котла, а также, продольный (для ДКВР и КВ-ГМ) или поперечный (для ДЕ) разрез котельного агрегата;
- конструктивный план и разрез чугунного экономайзера с арматурой.

Для примерного расчета возможно использование исходных данных, которые выбирают из табл. 8.1 по предпоследней и последней цифре шифра.

8.1. Задание на проект «Тепловой расчет теплогенератора»

Предпоследняя цифра шифра	Вид топлива или газопровод	Последняя цифра шифра	Котельный агрегат
0	Брянск – Москва	0	ДЕ-4-14
1	Коробки – Волгоград	1	ДЕ-6,5-14
2	Оренбург – Совхозное	2	ДЕ-10-14
3	Промысловка – Астрахань	3	КВ-ГМ-10
4	Саратов – Москва	4	КВ-ГМ-20
5	Серпухов – Ленинград	5	КВ-ГМ-30
6	Средняя Азия – центр	6	ДКВР-10-13
7	Ставрополь – Москва	7	ДКВР-4-13
8	Мазут малосернистый М-40	8	ДКВР-6,5-13
9	Мазут малосернистый М-100	9	ДКВР-10-13

8.2. СОСТАВ ТОПЛИВА, ПАРАМЕТРЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ И КОНСТРУКТИВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРА

Основные расчетные параметры топлива: элементарный состав, теплота сгорания, теоретический объем воздуха и дымовых газов и др. приведены в [12, табл. 2.8 и 2.9].

На рис. П11 – П20 приведены чертежи теплогенераторов ДКВР-10-13, ДКВР-6,5-13, ДЕ-10-14, Е-1-9Г, МЗК-7АГ-1, КВ-ГМ-10, КВ-ГМ-100, а на рис. П21 – П24 общие схемы установки и горелочных устройств. Установочные и габаритные размеры горелок ГМГм, ГМ приведены в табл. П8 – П10.

Устройство и работа паровых и водогрейных теплогенераторов описаны в разд. 5, 6 и [2, 3, 6, 8, 21]. Конструктивные характеристики теплогене-

раторов, необходимые для расчета, приведены в табл. П1, П2. В паровых котлах серии ДЕ и ДКВР наружный диаметр экранных и кипятильных труб 51 × 2,5 мм, а расположение труб – коридорное.

Параметры теплоносителя (пара и воды) определяют в зависимости от типа агрегата. Для парогенератора, вырабатывающего перегретый или насыщенный пар, необходимы предварительные данные:

- $D_{\text{п.п}}$, $D_{\text{н.п}}$ – расход вырабатываемого перегретого, насыщенного пара, кг/с (по заданию или расчету тепловой схемы котельной);
- $i_{\text{н.п}}$, $i_{\text{п.п}}$, $i_{\text{п.в}}$, $i_{\text{пр}}$ – энтальпии насыщенного или перегретого пара, питательной и продувочной (котловой) воды, кДж/кг; определяются по таблицам насыщенного или перегретого пара, при соответствующем давлении и температуре пара и питательной воды [12, табл.3.1 и 3.2];
- Пр – процент продувки, %, определяется по расчету тепловой схемы котельной или предварительно принимается от 2 до 10.

В водогрейных котлах серии КВ-ГМ расположение труб в фестоне и конвективном пучке – шахматное. Для водогрейного котла параметры определяют по расчету тепловой схемы котельной или конструктивным характеристикам (табл. 2П):

- $Q_{\text{ном}}$ – мощность номинальная, кВт;
- $G_{\text{к}}$ – расход воды через котел, кг/с;
- $t'_{\text{к}}$, $t''_{\text{к}}$ – температура воды на входе и выходе из агрегата, °С;
- $\vartheta_{\text{ух}}$ – температура уходящих топочных газов, °С.

Конструктивные характеристики теплогенератора, параметры теплоносителя, состав топлива выписывают из справочной и приведенной литературы и сводят в таблицы.

8.3. РАСЧЕТ ОБЪЕМОВ И ЭНТАЛЬПИЙ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ И ВОЗДУХА

Коэффициент избытка воздуха в топке $\alpha_{\text{т}}$ принимают в зависимости от вида топлива и способа его сжигания. Избыток воздуха, по мере движения продуктов сгорания по газоходам котельного агрегата, увеличивается. Это вызвано тем, что для котлов, работающих под разрежением, давление продуктов сгорания в топке и газоходах меньше барометрического давления окружающего воздуха. Поэтому через обмуровку происходит присос атмосферного воздуха в газовый тракт агрегата. При расчетах температуру этого воздуха принимают 20…30 °С, а значения присосов воздуха – по нормативным данным [6, 7, 13, 27].

Для выполнения теплового расчета газовый тракт котельного агрегата делят на ряд самостоятельных участков в зависимости от типа котла. Коэффициент избытка воздуха для каждой поверхности нагрева подсчитывают путем прибавления к $\alpha_{\text{т}}$ соответствующих присосов воздуха $\Delta\alpha$, а в результате такого суммирования имеем – $\sum \Delta\alpha$.

Присосы воздуха $\Delta\alpha$ для каждого элемента котла равны:

- 0,05 – для первого конвективного пучка (газохода), фестона (с камерой догорания), пароперегревателя, воздухоподогревателя;
- 0,1 – для второго конвективного пучка (газохода), конвективной шахты, чугунного и стального экономайзера с обшивкой;
- 0,15…0,2 – для чугунного экономайзера без обшивки.

Теоретические объемы воздуха V^0, трехатомных газов V_{RO_2}, азота $V^0_{\text{N}_2}$, водяных паров $V^0_{\text{H}_2\text{O}}$, м^3/м^3 или м^3/кг, выбирают из [12, табл. 2.8 или 2.9] для соответствующего вида топлива. Средний коэффициент избытка воздуха $\alpha_{\text{ср}}$ для каждой поверхности нагрева определяют как среднее арифметическое значений коэффициента избытка воздуха до α' и после α'' газохода. Результаты расчета действительных объемов продуктов сгорания по газоходам теплогенератора сводят в табл. 8.2. Расчеты выполняют на 1 м^3 природного газа или на 1 кг жидкого топлива.

Количество теплоты, содержащейся в воздухе или продуктах сгорания, называют *теплосодержанием* или *энтальпией.* Расчет энтальпий про-

дуктов сгорания производят для каждой поверхности нагрева при действительных коэффициентах избытка воздуха, когда $\alpha > 1$. Причем расчет производят для всего возможного диапазона температур топочных газов и соответствующей поверхности нагрева 100…2000 °С.

8.2. Объемы продуктов сгорания

Параметр и размерность	Расчетная формула	Теоретические объемы, м³/м³: V^0 = …; V_{RO_2} = …; $V^0_{N_2}$ = …; $V^0_{H_2O}$ = …			
		Поверхность нагрева			
		топка	фестон	газоход	экономайзер
1. Присосы воздуха	$\Delta\alpha$	–	…	…	…
2. Коэффициент избытка воздуха после поверхности нагрева	$\alpha_i = \alpha_т + \sum\Delta\alpha$	$\alpha_т$ =	$\alpha_ф$ =	$\alpha_г$ =	$\alpha_{эк}$ =
3. Средний коэффициент избытка воздуха	$\alpha_{ср} = 0{,}5\cdot(\alpha' + \alpha'')$	$\alpha_т$	$0{,}5\,(\alpha_т + \alpha_ф)$	$0{,}5\,(\alpha_ф + \alpha_г)$	$0{,}5\,(\alpha_г + \alpha_{эк})$
4. Действительный объем водяных паров, м³/кг; м³/м³	$V_{H_2O} = V^0_{H_2O} + 0{,}0161(\alpha_{ср} - 1)V^0$				
5. Действительный суммарный объем продуктов сгорания, м³/кг; м³/м³	$V_г = V_{RO_2} + V^0_{N_2} + V_{H_2O} + (\alpha_{ср} - 1)V^0$				
6. Объемная доля трехатомных газов	$r_{RO_2} = V_{RO_2} / V_г$				
7. Объемная доля водяных паров	$r_{H_2O} = V_{H_2O} / V_г$				
8. Суммарная объемная доля трехатомных газов и водяных паров	$r_n = r_{RO_2} + r_{H_2O}$				

Результаты расчета энтальпий продуктов сгорания по газоходам теплогенератора сводят в табл. 8.3.

8.3. Энтальпия продуктов сгорания $I = f(\vartheta)$, кДж/м³ или кДж/кг

Поверхность нагрева	Температура газов, °С	Энтальпия газов				
		I_{RO_2}	$I^0_{N_2}$	$I^0_{H_2O}$	$\Delta I_в$	$I_г$
Топка, $\alpha_т$ =	2000 1500 1000 800					
Фестон, $\alpha_ф$ =	1100 1000 800					
Конвективные пучки, газоходы, $\alpha_г$ =	900 800 500 200					

Водяной экономайзер, $\alpha_{эк}$ =	300200100					

В табл. 8.3. вначале вычисляют энтальпию газов – трехатомных, азота, водяных паров и воздуха, при соответствующей температуре в топке, фестоне и конвективном пучке для водогрейного котла или топке, газоходе и водяном экономайзере для парового котла, т.е. заполняют вертикальные столбцы табл. 8.3 (кроме последнего столбца).

При расчете табл. 8.3 для каждой поверхности нагрева рекомендуется определять значения энтальпий лишь в пределах, немного превышающих реально возможные температуры. Температуру топочных газов, °С, задают в диапазонах: для топки и камеры догорания – 800…2000, фестона – 800…1100, пароперегревателя – 600…1000, конвективных пучков (газоходов) – 200…900, водяного экономайзера и воздухоподогревателя – 100…300.

Энтальпию трехатомных газов I_{RO_2}, азота $I^0_{N_2}$, водяных паров $I^0_{H_2O}$, избыточного воздуха $\Delta I_в$, вычисляют по формулам:

$$I_{RO_2} = V_{RO_2} \cdot (c\vartheta)_{RO_2};$$

$$I^0_{N_2} = V^0_{N_2} \cdot (c\vartheta)_{N_2};$$

$$I^0_{H_2O} = V^0_{H_2O} \cdot (c\vartheta)_{H_2O};$$

$$\Delta I_в = (\alpha_i - 1) \cdot V^0 \cdot (c\vartheta)_в,$$

где V^0, V_{RO_2}, $V^0_{N_2}$, $V^0_{H_2O}$ – теоретические объемы соответственно воздуха, трехатомных газов, азота и водяных паров, м^3/м^3 или м^3/кг; $(c\vartheta)_{RO_2}$, $(c\vartheta)_{N_2}$, $(c\vartheta)_{H_2O}$, $(c\vartheta)_в$ – энтальпии 1 м^3 трехатомных газов, азота, водяных паров и воздуха, кДж/м^3, кДж/кг, которые выбирают по табл. П4.

Общую энтальпию продуктов сгорания $I_г$ (последний столбец) при соответствующих температуре и коэффициенте избытка воздуха вычисляют суммированием числовых значений по горизонтали:

$$I_г = I_{RO_2} + I^0_{N_2} + I^0_{H_2O} + \Delta I_в.$$

По расчетным данным табл. 8.3, на миллиметровой бумаге, в удобном для прочтения масштабе, строят диаграмму $I - \vartheta$ продуктов сгорания, которая должна иметь характер рис. П1. Построенная диаграмма $I - \vartheta$, для продуктов сгорания данного вида топлива позволяет в последующих расчетах по температуре топочных газов определять их энтальпию или, наоборот, по энтальпии продуктов сгорания – их температуру.

8.4. ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС И РАСХОД ТОПЛИВА

Расход сжигаемого топлива должен обеспечивать получение необходимого количества полезной теплоты, а также восполнение тепловых потерь, сопровождающих работу котельной установки. Полезно используемая теплота в котельной установке Q_1 идет на подогрев воды, ее испарение, получение и перегрев пара. Соотношение, связывающее приход и расход теплоты в котле, носит название *теплового баланса*.

Тепловой баланс составляется на 1 кг твердого или жидкого топлива либо на 1 м^3 газообразного топлива, или в % от введенной теплоты. В паро-

вом или водогрейном теплогенераторе общее количество введенной в топку теплоты называется располагаемой теплотой – $Q_{\text{р}}^{\text{р}}$.

Тепловой баланс теплогенератора сводится в табл. 8.4. В исходных данных и расчетах теплового баланса необходимо учитывать вид топлива, тип теплогенератора, параметры пара и воды и др.

8.4. Тепловой баланс теплогенератора

№ п/п	Наименованиепараметра иразмерность	Обозначение	Расчетная формула,способ определения	Расчет
1	2	3	4	5
Исходные данные для парового котла				
1	Паропроизводительность номинальная, кг/с	$D_{\text{ном}}$	Табл. П1 или [12]	
2	Давление пара, номинальное, МПа	$P_{\text{ном}}$	То же	
3	Паропроизводительность расчетная (для сухого насыщенного пара), кг/с	$D_{\text{н.п}}$	Из расчета тепловой схемы котельной; при отсутствии данных $D_{\text{н.п}} = D_{\text{ном}}$	
4	Рабочее давление пара, МПа	**Р**	То же, или $P = P_{\text{ном}}$	
5	Процент продувки котла, %	Пр	Из расчета тепловой схемы или Пр = 2…10	
6	Температура, °С:• насыщения, котловой, продувочной воды• питательной воды	$t_{\text{н}}t_{\text{к.в}}t_{\text{п}}$ $_{\text{р}}t_{\text{п.в}}$	$t_{\text{н}} = t_{\text{к.в}} = t_{\text{пр}}$, [12, табл. 3.1],при давлении $Pt_{\text{п.в}} \approx 90…104$ °С	
7	Энтальпия, кДж/кг:• продувочной воды• питательной воды• водяного, сухого насыщенного пара	$i_{\text{пр}}i_{\text{п.в}}i$ $_{\text{н.п}}$	$t_{\text{пр}} \cdot 4{,}19$ или [12, табл. 3.1]$t_{\text{п.в}} \cdot 4{,}19$при давлении P [12, табл. 3.1]	
ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ВОДОГРЕЙНОГО КОТЛА				
8	Расход воды, номинальный, кг/ч	$G_{\text{ном}}$	Табл. П2 или [12]	
9	Мощность номинальная, кВт	$Q_{\text{ном}}$	То же	
10	Температура воды, °С на входе / на выходе	$t'_{\text{к}} / t''_{\text{к}}$	То же	

Продолжение табл. 8.4

1	2	3	4	5
11	Энтальпия воды, кДж/кг: на входе на выходе	$i'_{\text{к}}$ $i''_{\text{к}}$	$t'_{\text{к}} \cdot 4{,}19$ $t''_{\text{к}} \cdot 4{,}19$	
12	Расчетный расход воды, кг/с	$G_{\text{вк}}$	Из тепловой схемы или по заданию; при отсутствии данных $G_{\text{вк}} = G_{\text{ном}}$	
13	Расчетная, полезная мощность котла, кВт	$Q_{\text{вк}}$	$G_{\text{вк}} (i''_{\text{к}} - i'_{\text{к}})$	

	Расчет теплового баланса			
14	Низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг, кДж/м^3	$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ $Q_{\text{н}}^{\text{с}}$	Для мазута Для газа	
15	Теплоемкость мазута, кДж/кг·К	$c_{\text{м}}$	1,74 + 0,0025 $t_{\text{м}}$, где $t_{\text{м}}$ = 100…120 °С	
16	Физическая теплота топлива (мазута), кДж/кг	$Q_{\text{ф.т}}$	$c_{\text{м}}\, t_{\text{м}}$	
17	Располагаемая теплота, кДж/кг, кДж/м^3	$Q_{\text{р}}^{\text{р}}$	$Q_{\text{н}}^{\text{р}} + Q_{\text{ф.т}}$ для мазута, $Q_{\text{р}}^{\text{р}} = Q_{\text{н}}^{\text{с}}$ для газа	
18	Температура уходящих топочных газов, °С	$\vartheta_{\text{ух}}$	Табл. 8.17, 8.20, 8.30 [12], табл. П1, П2 или 140…180 °С	
19	Энтальпия уходящих топочных газов, кДж/кг, кДж/м^3	$I_{\text{ух}}$	Из диаграммы $I - \vartheta$	
20	Температура холодного воздуха, поступающего в топку, °С	$t_{\text{х.в}}$	20…30 °С	
21	Коэффициент избытка воздуха уходящих топочных газов	$\alpha_{\text{ух}}$	Для парового котла $\alpha_{\text{ух}} = \alpha_{\text{эк}}$,для водогрейного котла $\alpha_{\text{ух}} = \alpha_{\text{г}}$	
22	Энтальпия воздуха, кДж/кг, кДж/м3	$I_{\text{в}}^{0}$	39,8 V 0	

Окончание табл. 8.4

№ п/п	Наименованиепараметра иразмерность	Обозначение	Расчетная формула,способ определения	Расчет
1	2	3	4	5
23	Потеря теплоты с уходящими топочными газами, %	q_2	$\dfrac{I_{\text{ух}} - I_{\text{в}}^{0}\,\alpha_{\text{ух}}}{Q_{\text{р}}^{\text{р}}} \cdot 100$	
24	Потеря теплоты от химической неполноты сгорания, %	q_3	Для газа и мазута q_3 = 0,5 или по характеристике топки	
25	Потеря теплоты от наружного охлаждения при номинальной мощности котла, %	$q_{5\ \text{ном}}$	Табл. П5	
26	Потеря теплоты от наружного охлаждения ограждающих конструкций, %	q_5	Для парового котла $q_{5\ \text{ном}}$ ($D_{\text{ном}}$ / $D_{\text{н.п}}$). Для водогрейного котла$q_{5\ \text{ном}}$ ($Q_{\text{ном}}$ /$Q_{\text{вк}}$)	
27	Суммарные потери теплоты, %	Σq	$q_2 + q_3 + q_5$	
28	Коэффициент полезного действия (КПД), брутто, %	$\eta_{\text{бр}}$	$100 - \Sigma q$	
29	Полезная мощность парогенератора	$Q_{\text{пг}}$	$D_{\text{н.п}}$ [($i_{\text{н.п}} - i_{\text{п.в}}$) ++ 0,01 Пр ($i_{\text{пр}} - i_{\text{п.в}}$)]	
30	Натуральный расход топлива, кг/с, м^3/с: • для парового котла; • для водогрейного котла	$B_{\text{н}}$	$B_{\text{н}} = \dfrac{Q_{\text{п.г}}}{Q_{\text{р}}^{\text{р}}\,\eta_{\text{бр}}} \cdot 100$; $B_{\text{н}} = \dfrac{Q_{\text{в.к}}}{Q_{\text{р}}^{\text{р}}\,\eta_{\text{бр}}} \cdot 100$	

31	Расчетный расход топлива, кг/с, м^3/с	$B_р$	При сжигании газа и мазута $B_р = B_н$	
32	Условный расход топлива, кг/с	$B_у$	$B_н Q_н^р / 29308$ для мазута, $B_н Q_н^с / 29308$ для газа	
33	Коэффициент сохранения теплоты	φ	$1 – 0{,}01 q_5$	

Физическая теплота с топливом $Q_{ф.т}$ учитывается только при его предварительном подогреве от постороннего источника, обычно при сжигании мазута, когда его температура $t_м \approx 100…120$ °С.

Потери теплоты от наружного охлаждения ограждающих конструкций котла q_5 зависят прямо пропорционально от номинальной нагрузки парового $D_{ном}$ (т/ч) или номинальной мощности водогрейного котла $Q_{ном}$ (МВт) и обратно пропорционально – от расчетной нагрузки парового – D (т/ч) или расчетной мощности водогрейного котла Q (МВт). Потери теплоты от наружного охлаждения ограждающих конструкций, при номинальной нагрузке парового ($q_{5ном}$) и водогрейного ($q_{5ном}^{вк}$) котлов определяют по табл. П5.

Коэффициент полезного действия (КПД) брутто $\eta_{бр}$ парового и водогрейного котла определяется из уравнения обратного теплового баланса. Расчетный расход топлива $B_р$ при сжигании газа и мазута равен натуральному расходу $B_н$, так как потери теплоты от механической неполноты сгорания $q_4 = 0$.

Для сравнения тепловой ценности различных видов топлива, учета и планирования используют условное топливо – $B_у$.

8.5. РАСЧЕТ ТОПОЧНЫХ КАМЕР

При проектировании и эксплуатации теплогенератора выполняют поверочный расчет топочных устройств. При расчете топки по чертежам или конструктивным данным определяются: объем топочной камеры, степень ее экранирования, площадь поверхности стен и площадь лучевоспринимающих (радиационных) поверхностей нагрева, а также конструктивные характеристики труб экранов (диаметр и шаг труб).

Поверочный расчет топок производится в следующей последовательности.

1. Предварительно задаются температурой продуктов сгорания на выходе из топочной камеры (п. 8 табл. 8.5)): для промышленных паровых котлов эту температуру рекомендуется принимать при сжигании газа – 950…1000 °С, мазута – 1000…1050 °С, а для водогрейных котлов 950…1150 °С или по табл. П2, табл. 8.20 [12].

2. По построенной ранее диаграмме $I – ϑ$, для принятой температуры продуктов сгорания на выходе из топочной камеры определяется энтальпия продуктов сгорания на выходе из топки.

3. Вычисляются коэффициенты и параметры топочной камеры:

- коэффициенты загрязнения и тепловой эффективности экранов;
- эффективная толщина излучающего слоя;
- поглощательная способность газов RO_2 и паров H_2O;
- коэффициент ослабления лучей трехатомными газами и сажистыми частицами;
- степень черноты светящейся и несветящейся части факела;
- видимое тепловое напряжение топочного объема;
- эффективная степень черноты факела и степень черноты топки;
- полезное тепловыделение в топке;
- теоретическая (адиабатическая) температура горения, которую могли бы иметь продукты сгорания, если бы в топке отсутствовал теплообмен с экранными поверхностями обмена;
- средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания;

- параметр M, зависящий от относительного положения максимума температуры пламени по высоте топки: для котлов ДКВР, КВ-ГМ, ДЕ, при сжигании газа и мазута, можно принять по табл. П1 и П2.

4. Вычисляется действительная температура дымовых топочных газов на выходе из топки (п. 32 табл. 8.5).

5. Полученная температура на выходе из топки сравнивается с температурой, принятой ранее. Если расхождение между полученной (п. 32 табл. 8.5) действительной температурой на выходе из топки и ранее принятой (п. 8 табл. 8.5) на выходе из топки не превысит ±50 °С, то расчет считается оконченным. В противном случае задаются новым, уточненным значением температуры на выходе из топки, и весь расчет повторяется. Расчет сводится в табл. 8.5.

8.5. Тепловой расчет топки

Наименование параметра и размерность	Обозначение	Расчетная формула, способ определения	Расчет
1	2	3	4
1. Объем топочной камеры, м^3	$V_т$	По конструктивным данным, табл. П1, П2	
2. Лучевоспринимающая(радиационная) поверхность нагрева, м^2	$H_л$	То же	
3. Поверхность стен, м^2	$F_{ст}$	То же, или $6V_т^{0,667}$	
4. Коэффициент загрязнения экранов	ξ	Для газа – 0,65;для мазута – 0,55	

Продолжение табл. 8.5

1	2	3	4
5. Коэффициент тепловой эффективности экранов	$\psi_{ср}$	$\frac{H_л}{F_{ст}}\xi$	
6. Эффективная толщина излучающего слоя, м	S	$3{,}6\frac{V_т}{F_{ст}}$	
7. Абсолютное давление газов в топке, 10^5·Па	p	Принимается $p = 1$	
8. Температура топочных газов на выходе из топки, °С	$\vartheta''_т$	Табл. 8.17, 8.20 [12],П1, П2 или принимается предварительно	
9. Энтальпия газов на выходе из топки, кДж/кг, кДж/м^3	$I''_т$	По $I-\vartheta$ диаграмме,согласно $\vartheta''_т$	
10. Объемная доля водяных паров	r_{H_2O}	Табл. 8.2, для топки	
11. Объемная доля трехатомных газов и водяных паров	r_n	То же	
12. Суммарная поглощательная способность трехатомных газов и водяных паров, м·Па·10^5	$p_n S$	$p\, r_n\, S$	
13. Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами, 1/(м·Па·10^5)	$K_г$	Рис. П3	
14. Коэффициент ослабления лучей для несветящейся части пламени, 1/(м·Па·10^5)	$K_{нс}$	$K_г\, r_n$	
15. Сила поглощения потока	KpS	$K_Г \cdot r_n \cdot p \cdot S = K_{НС} \cdot p \cdot S$	

16. Степень черноты топочной среды для несветящихся газов	$a_{нс}$	Рис. П4 или формула $1-e^{-K_{нс}pS}$	
17. Соотношение содержания углерода и водорода в рабочей массе топлива	$\frac{C^{р}}{H^{р}}$	Для мазута из состава топлива; для газа $0{,}12\sum\left(\frac{m}{n}C_mH_n\right)$	

Продолжение табл. 8.5

Наименование параметра и размерность	Обозначение	Расчетная формула, способ определения	Расчет
1	2	3	4
18. Коэффициент ослабления лучей сажистыми частицами, 1/(м·Па·10^5)	$K_с$	$0{,}03(2-\alpha_т)\frac{C^{р}}{H^{р}}\times$ $\times\left(1{,}6\,\frac{\vartheta''_т+273}{1000}-0{,}5\right)$	
19. Коэффициент ослабления лучей для светящегося пламени, 1/(м·Па·10^5)	$K_{св}$	$K_г r_n + K_с = K_{нс} + K_с$	
20. Сила поглощения потока для светящегося пламени	KpS	$(K_г r_n + K_с)\,pS = K_{св}pS$	
21. Степень чернотытопочной среды для светящегося пламени	$a_{св}$	Рис. П4 или формула $1-e^{-K_{нс}pS}$	
22. Видимое тепловое напряжение топочного объема, кВт/м^3	q_V	$\frac{B_р Q^{р}_{н}}{V_т}$; $\frac{B_р Q^{с}_{н}}{V_т}$	
23. Коэффициент заполнения пламенем топочного объема	m	Табл. П6	
24. Эффективная степень черноты факела	$a_ф$	$m\,a_{св} + (1-m)\,a_{нс}$	
25. Степень черноты топки	$a_т$	$\frac{a_ф}{a_ф + (1-a_ф)\,\psi_{ср}}$	
26. Теплота, вносимая в топку с воздухом, кДж/кг, кДж/м^3	$Q_в$	$Q_в = 39{,}8\,\alpha_т V^{\circ}$,а при наличии воздухоподогревателя:$Q_в = 39{,}8\alpha_т V^{\circ} + I_{гор.в}$	
27. Полезное тепловыделение в топке, кДж/кг, кДж/м^3	$Q_т$	$Q^{р}_{р}\left(1-\frac{q_3}{100}\right)+Q_в$	

Окончание табл. 8.5

1	2	3	4
28. Теоретическая (адиабатическая) температура горения, °С	$\vartheta_а$	По $I-\vartheta$ диаграмме согласно значению $Q_т$	
29. Средняя суммарная теплоемкость топочных газов, кДж/кг·К, кДж/м^3·К	$c_р$	$\frac{Q_т - I''_т}{\vartheta_а - \vartheta''_т}$	
30. Параметр топки M	M	Табл. П1, П2	

31. Тепловыделение в топке на 1 м^2 стен, Вт/м^2	$\frac{B_\text{р}Q_\text{т}}{F_\text{ст}}$	$\frac{B_\text{р}Q_\text{т}}{F_\text{ст}}$	
32. Температура газов на выходе из топки действительная, °С	$\vartheta''_\text{т.д}$	Рис. П5 или формула: $\frac{\vartheta_\text{а}+273}{1+M\left[\frac{5{,}67\psi_\text{ср}F_\text{ст}a_\text{т}(\vartheta_\text{а}+273)^3}{10^{11}\varphi B_\text{р}c_\text{р}}\right]^{0,6}}-273$	
33. Энтальпия газов на выходе из топки действительная, кДж/кг, кДж/м^3	$I''_\text{т.д}$	По $I-\vartheta$ диаграмме согласно $\vartheta''_\text{т.д}$	
34. Теплота, передаваемая излучением в топке, кДж/кг, кДж/м^3	$Q_\text{л}$	$\varphi\,(Q_\text{т}-I''_\text{т.д})$	
Для водогрейного котла			
35. Тепловая нагрузка радиационной поверхности нагрева, кВт/м^2	$\frac{B_\text{р}Q_\text{л}}{H_\text{л}}$	$\frac{B_\text{р}Q_\text{л}}{H_\text{л}}$	
36. Расход воды, кг/с	$G_\text{к}$	Табл. П2	
37. Приращение энтальпии воды в топке водогрейного котла, кДж/кг	$\Delta i_\text{т}$	$\frac{B_\text{р}Q_\text{л}}{G_\text{к}}$	
38. Температура воды на входе в котел, °С	$t'_\text{к}$	Табл. П2	
39. Температура воды на выходе из экранных труб топки, °С	$t''_\text{т}$	$t'_\text{к}+\frac{\Delta i_\text{т}}{4{,}19}$	

8.6. РАСЧЕТ КОНВЕКТИВНЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА ПАРОВЫХ И ВОДОГРЕЙНЫХ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРОВ

Конвективные поверхности нагрева паровых и водогрейных котлов играют важную роль в процессе получения пара или горячей воды. В паровых котлах – это кипятильные трубы, расположенные в газоходах, трубы пароперегревателя и водяного экономайзера, а в водогрейных котлах – трубы фестона и конвективного пучка (шахты).

Продукты сгорания, проходя по газовому тракту котла, передают теплоту наружной поверхности труб за счет конвекции и лучеиспускания, затем это же количество теплоты проходит через металлическую стенку, после чего теплота от внутренней поверхности труб передается воде и пару. Эффективность работы конвективных поверхностей нагрева зависит от интенсивности теплопередачи – передачи теплоты от продуктов сгорания к воде и пару через разделяющую стенку.

При расчете используются уравнение теплопередачи и уравнение теплового баланса, а расчет выполняется для 1 кг жидкого топлива или 1 м^3 газа при нормальных условиях. Для парового котельного агрегата расчет выполняется для каждого (или общего) газохода, а в водогрейном котле – вначале для фестона, а затем для конвективного пучка шахты в следующей последовательности.

1. Определяют конструктивные характеристики (по табл. 1П, 2П или чертежам): площади поверхности нагрева, живое сечение для прохода газов, шаг труб и рядов, диаметр труб и др.

2. Предварительно, если известно по паспортным характеристикам котла (табл. 2П и 8.20 [12]), принимают значение температуры топочных газов после рассчитываемой поверхности нагрева. Если таких данных нет, то согласно условиям работы котла, задают произвольно два значения температур топочных газов ϑ''_1 и ϑ''_2, которые вероятнее всего могут оказаться после рассчитываемой поверхности нагрева, а расчеты вести параллельно.

Например, после второго газохода парового котла (ДКВР или ДЕ) можно задать $\vartheta_1'' = 200$ °С и $\vartheta_2'' = 250$ °С.

3. Согласно уравнения теплового баланса, определяют количество теплоты $Q_б$, передаваемое от продуктов сгорания к теплоносителю через конвективную поверхность нагрева, а именно: в кипятильном пучке парового котла – $Q_к$, в фестоне – $Q_ф$, в конвективном пучке или шахте водогрейного котла – $Q_ш$. Затем вычисляют среднюю температуру воды (для водогрейного котла), средний температурный напор Δt и подсчитывают среднюю скорость продуктов сгорания.

4. По номограммам (рис. 6П – 8П) графо-аналитическим методом определяют коэффициент теплоотдачи конвекцией и излучением, после чего вычисляют коэффициент теплопередачи и тепловосприятие поверхностью нагрева – $Q_т$.

5. Если полученные из уравнения теплообмена значения тепловосприятия $Q_т$ отличаются от определенного по уравнению баланса $Q_б$ ($Q_к$, $Q_ф$ или $Q_ш$), т.е. при невязке расчета Δ менее 2 %, расчет поверхности нагрева считается законченным, а предварительно заданное значение температуры на выходе из конвективной поверхности нагрева (газохода, фестона, шахты) и является истинной температурой для расчета последующих поверхностей нагрева.

6. При расхождении значений $Q_т$ и $Q_б$ ($Q_т$ и $Q_к$, $Q_т$ и $Q_ф$, $Q_т$ и $Q_ш$), т.е. при невязке расчета Δ более 2 % (что встречается чаще всего), задают новое значение температуры газов за поверхностью нагрева, причем температуру принимают в большую сторону при плюсовой (+) невязке и в меньшую сторону при минусовой (–) невязке, и вновь повторяют расчет.

7. Для ускорения расчета возможно использование графо-аналитического метода, приведенного на рис. 2П. Графическую интерполяцию производят для определения температуры продуктов сгорания после поверхности нагрева по принятым предварительно двум значениям температур ϑ_1'' и ϑ_2'' и полученным по результатам расчета двум значениям $Q_т$ и $Q_б$ ($Q_т$ и $Q_к$, $Q_т$ и $Q_ф$, $Q_т$ и $Q_ш$).

Для этого на миллиметровой бумаге выстраивают четыре точки $Q_т = f(\vartheta_1'', \vartheta_2'')$ и $Q_б = f(\vartheta_1'', \vartheta_2'')$, которые имеют вид, показанный на рис. 2П. Точка пересечения прямых линий $Q_т$ и $Q_б$ укажет истинную или расчетную температуру топочных дымовых газов за поверхностью нагрева – $\vartheta_р''$. Причем, если $\vartheta_р''$ отличается от одного из принятых предварительно значений ϑ_1'' и ϑ_2'' менее чем на 50 °С, то для завершения расчета необходимо по истинной $\vartheta_р''$ повторно определить только средний температурный напор Δt и тепловосприятие $Q_т$, сохранив при этом прежний коэффициент теплопередачи K, после чего уточнить невязку расчета Δ, которая должна быть менее 2 %. При расхождении температур более 50 °С, требуется заново, для найденной температуры $\vartheta_р''$, определить коэффициент теплопередачи K, тепловосприятие поверхностью нагрева $Q_т$ и проверить невязку расчета.

Расчеты конвективных поверхностей нагрева сводят в табл. 8.6 – для парового котла или табл. 8.7 и 8.8 – для водогрейного котла.

8.6. Расчет кипятильного пучка – газохода парового котла

Наименование параметра и размерность	Обозначение	Расчетная формула, способ определения	Расчет		
			ϑ_1''	ϑ_2''	
1. Наружный диаметр труб и их расположение, м	$d_н$	Конструктивные характеристики			
2. Поперечный шаг труб, м	s_1	Табл. П1			
3. Относительный поперечный шаг труб	σ_1	$s_1/d_н$			
4. Продольный шаг труб, м	s_2	Табл. П1			
5. Относительный продольный шаг труб	σ_2	$s_2/d_н$			

6. Число рядов труб по ходу продуктов сгорания	z	Табл. П1			
7. Расчетная поверхность нагрева (конвективная), м^2	$H_к$	То же			
8. Сечение для прохода топочных газов, м^2	$F_г$	То же			
9. Эффективная толщина излучающего слоя, м	s	$0{,}9d_н\left(1{,}27\frac{s_1 s_2}{d_н^2}-1\right)$			
10. Температура газов перед газоходом, °С	$\vartheta'_к$	$\vartheta'_к=\vartheta''_{т.д}$, где $\vartheta''_{т.д}$ – из расчета топки			
11. Энтальпия газов перед газоходом, кДж/кг, кДж/м^3	$I'_к$	$I'_к=I''_{т.д}$, где $I''_{т.д}$ – из расчета топки			
12. Температура топочных газов за газоходом, °С	$\vartheta''_к$	Табл. 8.17, 8.20 [12], П1, П2 или принимается			$\vartheta''_{рк}$
13. Энтальпия газов за газоходом, кДж/кг, кДж/м^3	$I''_к$	По $I-\vartheta$ диаграмме, согласно $\vartheta''_к$			
14. Тепловосприятие пучка по уравнению теплового баланса, кДж/кг, кДж/м^3	$Q_к$	$\varphi(I'_к-I''_к+\Delta\alpha_к I^0_в)$			
15. Средняя температура газов в пучке, °С	$\vartheta^{ср}_к$	$0{,}5\left(\vartheta'_к+\vartheta''_к\right)$			
16. Температура насыщения, °С	$t_н$	Табл. 3.1 [12]			

Продолжение табл. 8.6

1	2	3	4	5	6
17. Температурный напор перед пучком (больший), °С	$\Delta t_б$	$\vartheta'_к-t_н$			
18. Температурный напор за пучком (меньший), °С	$\Delta t_м$	$\vartheta''_к-t_н$			
19. Средний температурный напор, °С	Δt	$\frac{\Delta t_б-\Delta t_м}{\ln(\Delta t_б/\Delta t_м)}$			
20. Объем топочных газов в газоходе, м^3/кг, м^3/м^3	$V_г$	Табл. 8.2, для газохода			
21. Объемная доля водяных паров	r_{H_2O}	То же			
22. Суммарная объемная доля трехатомных газов и водяных паров	r_n	То же			
23. Средняя скорость газов, м/с	w	$\frac{B_р V_г\left(\vartheta^{ср}_к+273\right)}{F_г\cdot 273}$			
24. Коэффициент теплоотдачи конвекцией от газов к трубам, Вт/м^2·К	$\alpha_к$	Рис. П6$\alpha_к=\alpha_н\, c_Z\, c_S\, c_ф$			
25. Суммарная поглощательная способность трехатомных газов и водяных паров, м·Па·10^5	pS	pr_nS			
26. Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами и водяными парами, 1/(м·Па·10^5)	$K_г$	Рис. П3,при $\vartheta^{ср}_к$			
27. Сила поглощения лу-	KpS	$K_г r_n pS$			

чистого потока газов					
28. Степень черноты газового потока	a	Рис. П4			
29. Температура загрязненной стенки труб, °С	$t_{ст}$	$t_{ст} = t_н + 25$ для газа, $t_{ст} = t_н + 60$ для мазута			

Окончание табл. 8.6

Наименование параметра и размерность	Обозначение	Расчетная формула, способ определения	Расчет		
			ϑ''_1	ϑ''_2	
1	2	3	4	5	6
30. Коэффициент теплоотдачи излучением, Вт/м^2·К	$\alpha_л$	$\alpha_н a c_г$ рис. П8			
31. Коэффициент тепловой эффективности для конвективных поверхностей	$\psi_к$	0,85 – для газа;0,6 – для мазута			
32. Коэффициент теплопередачи в пучке, Вт/м^2·К	**K**	$\psi_к(\alpha_к + \alpha_л)$			
33. Тепловосприятие пучка по уравнению теплопередачи, кДж/кг, кДж/м^3	$Q_т$	$\dfrac{KH_к\Delta t}{B_р \cdot 10^3}$			
34. Невязка расчета, %	$\Delta_к$	$100 - \dfrac{Q_т}{Q_к}\cdot 100$			

8.7. Расчет фестона водогрейного котла

Наименование параметра и размерность	Обозначение	Расчетная формула, способ определения	Расчет		
			ϑ''_1	ϑ''_2	
1	2	3	4	5	6
1. Наружный диаметр труб и их расположение, м	$d_н$	Конструктивные данные, табл. П2			
2. Поперечный шаг труб, м	s_1	То же			
3. Относительный поперечный шаг труб	σ_1	$s_1/d_н$			
4. Продольный шаг труб, м	s_2	Табл. П2			
5. Относительный продольный шаг труб	σ_2	$s_2/d_н$			
6. Число рядов труб по ходу продуктов сгорания	z	Табл. П2			
7. Расчетная поверхность нагрева фестона, м^2	$H_ф$	То же			

Продолжение табл. 8.7

1	2	3	4	5	6
8. Сечение для прохода топочных газов, м^2	$F_г$	То же			
9. Эффективная толщина излучающего слоя, м	S	$0{,}9d_н\left(1{,}27\dfrac{s_1 s_2}{d_н^2} - 1\right)$			
10. Температура газовпереди фестоном, °С	$\vartheta'_ф$	$\vartheta'_ф = \vartheta''_{т.д}$, где $\vartheta''_{т.д}$ из расчета топки			
11. Энтальпия газов перед фестоном, кДж/кг, кДж/м^3	$I'_ф$	$I'_ф = I''_{т.д}$, где $I''_{т.д}$ из расчета топки			

12. Температура топочных газов за фестоном, °С	$\vartheta''_{ф}$	Табл. П2 или принимается			$\vartheta''_{рф}$
13. Энтальпия газов за фестоном, кДж/кг, кДж/м^3	$I''_{ф}$	По $I-\vartheta$ диаграмме, согласно $\vartheta''_{ф}$			
14. Тепловосприятие фестона по уравнению теплового баланса, кДж/кг, кДж/м^3	$Q_{ф}$	$\varphi(I'_{ф}-I''_{ф}+\Delta\alpha_{ф}I^{0}_{в})$			
15. Средняя температура газов в фестоне, °С	$\vartheta^{ср}_{ф}$	$0{,}5\left(\vartheta'_{ф}+\vartheta''_{ф}\right)$			
16. Температура воды на входе в фестон, °С	$t'_{ф}$	$t'_{ф}=t''_{т}$, где $t''_{т}$ из расчета топки			
17. Расход воды через водогрейный котел, кг/с	$G_{в.к}$	Табл. П2			
18. Приращение энтальпии воды в фестоне, кДж/кг	$\Delta i_{ф}$	$\dfrac{B_{р}Q_{ф}}{G_{в.к}}$			
19. Температура воды на выходе из фестона, °С	$t''_{ф}$	$t'_{ф}+(\Delta i_{ф}/4{,}19)$			
20. Средняя температура воды в фестоне, °С	$t^{ср}_{ф}$	$0{,}5\left(t'_{ф}+t''_{ф}\right)$			
21. Средний температурный напор, °С	Δt	$\vartheta^{ср}_{ф}-t^{ср}_{ф}$			
22. Объем топочных газов в фестоне, м^3/кг, м^3/м^3	$V_{г}$	Табл. 8.2, для фестона			
23. Объемная доля водяных паров	r_{H_2O}	То же			

Окончание табл. 8.7

Наименование параметра и размерность	Обозначение	Расчетная формула, способ определения	Расчет		
			ϑ''_1	ϑ''_2	
1	2	3	4	5	6
24. Суммарная объемная доля трехатомных газов и водяных паров	r_{n}	То же			
25. Средняя скорость газов, м/с	w	$\dfrac{B_{р}V_{г}\left(\vartheta^{ср}_{ф}+273\right)}{F_{г}\cdot 273}$			
26. Коэффициент теплоотдачи конвекцией от газов к трубам, Вт/м^2·К	$\alpha_{к}$	Рис. П7 $\alpha_{к}=\alpha_{н}c_{Z}c_{S}c_{ф}$			
27. Суммарная поглощательная способность трехатомных газов и водяных паров, м·Па·10^5	pS	$pr_{n}S$			
28. Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами и водяными парами	$K_{г}$	Рис. П3, при $\vartheta^{ср}_{ф}$			
29. Сила поглощения лучистого потока газов	KpS	$K_{г}r_{n}pS$			
30. Степень черноты газового потока	a	Рис. П4			
31. Температура загрязненной стенки труб, °С	$t_{ст}$	газ: $t_{ст}=t^{ср}_{ф}+25$, мазут: $t_{ст}=t^{ср}_{ф}+80$			
32. Коэффициент теплоотдачи излучением, Вт/м^2·К	$\alpha_{л}$	$\alpha_{н}ac_{г}$ рис. П8			
33. Коэффициент тепловой эффективности фестона	$\psi_{ф}$	0,85 – для газа; 0,6 – для мазута			

34. Коэффициент теплопередачи в фестоне, Вт/м^2·К	**K**	$\psi_ф(\alpha_к + \alpha_л)$			
35. Тепловосприятие фестона по уравнению теплопередачи, кДж/кг, кДж/м^3	$Q_т$	$\dfrac{KH_ф\Delta t}{B_р \cdot 10^3}$			
36. Невязка расчета, %	$\Delta_ф$	$100 - \dfrac{Q_т}{Q_ф}\cdot 100$			

8.8. Расчет конвективного пучка – шахты водогрейного котла

Наименование параметра и размерность	Обозначение	Расчетная формула, способ определения	Расчет		
			ϑ''_1	ϑ''_2	
1	2	3	4	5	6
1. Наружный диаметр труб и их расположение, м	$d_н$	Конструктивные данные, табл. П2			
2. Поперечный шаг труб, м	s_1	Табл. П2			
3. Относительный поперечный шаг труб	σ_1	$s_1/d_н$			
4. Продольный шаг труб, м	s_2	Табл. П2			
5. Относительный продольный шаг труб	σ_2	$s_2/d_н$			
6. Число рядов труб по ходу продуктов сгорания	z	Табл. П2			
7. Расчетная поверхность нагрева пучка – шахты, м^2	$H_ш$	То же			
8. Сечение для прохода топочных газов, м^2	$F_г$	То же			
9. Эффективная толщина излучающего слоя, м	S	$0{,}9d_н\left(1{,}27\dfrac{s_1 s_2}{d_н^2} - 1\right)$			
10. Температура газов перед пучком, °С	$\vartheta'_ш$	$\vartheta'_ш = \vartheta''_ф$, где $\vartheta''_ф$ из расчета фестона			
11. Энтальпия газов перед пучком, кДж/кг, кДж/м^3	$I'_ш$	$I'_ш = I''_ф$, где $I''_ф$ из расчета фестона			
12. Температура топочных газов за пучком, °С	$\vartheta''_ш$	Табл. П2 илипринимается			$\vartheta''_{рш}$
13. Энтальпия газов за пучком, кДж/кг, кДж/м^3	$I''_ш$	По $I - \vartheta$ диаграмме, согласно $\vartheta''_ш$			
14. Тепловосприятие пучка по уравнению теплового баланса, кДж/кг, кДж/м^3	$Q_ш$	$\varphi(I'_ш - I''_ш + \Delta\alpha_г I^0_в)$			
15. Средняя температура газов в пучке, °С	$\vartheta^{ср}_ш$	$0{,}5\left(\vartheta'_ш + \vartheta''_ш\right)$			

Продолжение табл. 8.8

Наименование параметра и размерность	Обозначение	Расчетная формула, способ определения	Расчет		
			ϑ''_1	ϑ''_2	
1	2	3	4	5	6
16. Температура воды на входе в пучок, °С	$t'_ш$	$t'_ш = t''_ф$, где $t''_ф$ из расчета фестона			
17. Температура воды на выходе из пучка, °С	$t''_ш$	$t''_ш = t''_к$			

18. Средняя температура воды в пучке, °С	$t_{ш}^{ср}$	$0{,}5\left(t'_{ш}+t''_{ш}\right)$			
19. Температурный напор на входе в пучок (больший), °С	$\Delta t_{б}$	$\vartheta'_{ш}-t_{ш}^{ср}$			
20. Температурный напор на выходе из пучка(меньший), °С	$\Delta t_{м}$	$\vartheta''_{ш}-t_{ш}^{ср}$			
21. Средний температурный напор, °С	Δt	$\frac{\Delta t_{б}-\Delta t_{м}}{\ln(\Delta t_{б}/\Delta t_{м})}$			
22. Расход воды через водогрейный котел, кг/с	$G_{в.к}$	Табл. П2			
23. Приращение энтальпии воды в конвективном пучке – шахте, кДж/кг	$\Delta i_{ш}$	$\frac{B_{р}Q_{ш}}{G_{в.к}}$			
24. Объем топочных газов в пучке, м^3/кг, м^3/м^3	$V_{г}$	Табл. 8.2,для пучка – шахты			
25. Объемная доля водяных паров	r_{H_2O}	То же			
26. Суммарная объемная доля трехатомных газов и водяных паров	r_{n}	То же			
27. Средняя скорость газов, м/с	w	$\frac{B_{р}V_{г}\left(\vartheta_{ш}^{ср}+273\right)}{F_{г}\cdot 273}$			
28. Коэффициент теплоотдачи конвекцией от газов к трубам пучка, Вт/м^2·К	$\alpha_{к}$	Рис. П7$\alpha_{к}=\alpha_{н}c_{Z}c_{S}c_{ф}$			

Окончание табл. 8.8

1	2	3	4	5	6
29. Суммарная поглощательная способность трехатомных газов и водяных паров, м·Па·10^5	pS	$pr_{n}S$			
30. Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами и водяными парами, 1/(м·Па·10^5)	$K_{г}$	Рис. П3,при $\vartheta_{ш}^{ср}$			
31. Сила поглощения лучистого потока газов	KpS	$K_{г}r_{n}pS$			
32. Степень черноты газового потока	a	Рис. П4			
33. Температура загрязненной стенки труб пучка – шахты, °С	$t_{ст}$	газ: $t_{ст}=t_{ш}^{ср}+25$, мазут: $t_{ст}=t_{ш}^{ср}+60$			
34. Коэффициент теплоотдачи излучением, Вт/м^2·К	$\alpha_{л}$	$\alpha_{н}a\,c_{г}$рис. П8			
35. Коэффициент тепловой эффективности пучка	$\psi_{ш}$	0,85 – для газа;0,6 – для мазута			
36. Коэффициент теплопередачи в пучке, Вт/м^2·К	**K**	$\psi_{ш}(\alpha_{к}+\alpha_{л})$			
37. Тепловосприятие фестона по уравнению теплопередачи, кДж/кг, кДж/м^3	$Q_{т}$	$\frac{KH_{ш}\Delta t}{B_{р}\cdot 10^3}$			
38. Невязка расчета, %	$\Delta_{ш}$	$100-\frac{Q_{т}}{Q_{ш}}\cdot 100$			

8.7. РАСЧЕТ ВОДЯНЫХ ЭКОНОМАЙЗЕРОВ

НАЗНАЧЕНИЕ, УСТРОЙСТВО И РАБОТА ВОДЯНЫХ ЭКОНОМАЙЗЕРОВ ПРИВЕДЕНЫ В РАЗД. 7.2. ВОДЯНЫЕ ЭКОНОМАЙЗЕРЫ ПРЕДНАЗНАЧЕНЫ ДЛЯ НАГРЕВА ПИТАТЕЛЬНОЙ ИЛИ СЕТЕВОЙ ВОДЫ ЗА СЧЕТ ТЕПЛОТЫ УХОДЯЩИХ ТОПОЧНЫХ ГАЗОВ, БЛАГОДАРЯ ЧЕМУ ПОВЫШАЕТСЯ КПД. В ПРОМЫШЛЕННЫХ ПАРОВЫХ КОТЛАХ, РАБОТАЮЩИХ ПРИ ДАВЛЕНИИ ПАРА ДО 2,5 МПА, ЧАЩЕ ВСЕГО ПРИМЕНЯЮТСЯ ЧУГУННЫЕ ВОДЯНЫЕ ЭКОНОМАЙЗЕРЫ ВТИ, А ПРИ БОЛЬШЕМ ДАВЛЕНИИ – СТАЛЬНЫЕ. ОБЩАЯ СХЕМА УСТРОЙСТВА И ОБВЯЗКИ ЧУГУННОГО ВОДЯНОГО ЭКОНОМАЙЗЕРА ПОКАЗАНА НА РИС. П10.

Расчет водяных экономайзеров рекомендуется проводить в определенной последовательности.

1. Температура и энтальпия продуктов сгорания, известные из расчета предыдущей поверхности нагрева (кипятильного пучка – газохода), численно равны температуре и энтальпии продуктов сгорания на входе в водяной экономайзер.

2. По уравнению теплового баланса количество теплоты, передаваемой от продуктов сгорания, приравнивается к количеству теплоты, воспринятой водой в экономайзере.

3. Из таблицы водяного насыщенного пара [12, табл. 3.1], по энтальпии воды после экономайзера, определяют температуру воды на выходе из экономайзера. Если полученная температура воды окажется на 20 °С ниже температуры насыщения (кипения воды при соответствующем давлении), то чугунный экономайзер будет работать в нормальном режиме. В противном случае возможно закипание воды в экономайзере, что недопустимо. Для этого необходимо увеличить температуру уходящих топочных газов и тем самым снизить тепловосприятие экономайзера.

4. По конструктивным характеристикам экономайзера (табл. П7) выбирается чугунная труба определенной длины l: а в первом приближении можно выбрать l = 2000 мм. Число труб в горизонтальном ряду экономайзера принимается от 3 до 10.

Вычисленная в последующем (п. 18 табл. 8.9) действительная скорость топочных газов W должна находиться в пределах от 6 до 9 м/с. Если это условие не выполняется, то меняют длину трубы, принятую для экономайзера ранее (табл. П7).

5. По действительной скорости продуктов сгорания в экономайзере W = 6…9 м/с определяется коэффициент теплопередачи (рис. П9).

6. По полученной поверхности нагрева экономайзера определяется общее число труб, число рядов и окончательно устанавливается его конструкция, а именно: трубы компонуются так, чтобы число горизонтальных рядов труб в блоке было от 4 до 8. Это необходимо для нормальной обдувки (очистки паром) внешних поверхностей нагрева, так как один обдувочный аппарат обслуживает только четыре ряда горизонтальных труб вверх и столько же вниз.

Расчет чугунного водяного экономайзера сводят в табл. 8.9.

При давлении в паровом котле более 2,5 МПа применяют стальные экономайзеры, выполняемые в виде змеевиков из труб с наружным диаметром 28…38 мм и расположенных в шахматном порядке. Расчет стальных экономайзеров приведен в специальной литературе [6, 27].

8.9. Расчет водяного экономайзера

Наименование параметра и размерность	Обозначение	Расчетная формула, способ определения	Расчет
1	2	3	4
1. Температура топочных газов на входе в экономайзер, °С	$\vartheta'_э$	$\vartheta'_э = \vartheta''_к$, из расчета газохода, табл. 8.6	
2. Энтальпия топочных газов на входе в экономайзер,	$I'_{эк}$	$I'_{эк} = I''_к$, из расчета	

кДж/кг, кДж/м^3		газохода, табл. 8.6	
3. Температура уходящих топочных газов, °С	$\vartheta_{ух}$	Из табл. 8.4	
4. Энтальпия уходящих топочных газов, кДж/кг, кДж/м^3	$I_{ух}$	То же	
5. Тепловосприятие водяного экономайзера по уравнению теплового баланса, кДж/кг, кДж/м^3	$Q_э$	$\varphi(I'_{эк} - I_{ух} + \Delta\alpha_{эк} I^0_в)$	
6. Энтальпия воды на выходе из экономайзера, кДж/кг, кДж/м^3	$i''_{в.э}$	$i_{п.в} + \dfrac{Q_э B_р}{D_{н.п}}$	
7. Температура воды на выходе из экономайзера, °С; необходимо выполнение условия $t''_{в.э} < t_н - 20$	$t''_{в.э}$	Табл. 3.1 [12] или $t''_{в.э} \approx i''_{в.э}/4{,}19$	
8. Температурный напор в начале экономайзера (больший), °С	$\Delta t_б$	$\vartheta'_{эк} - t''_{в.э}$	
9. Температурный напор в конце экономайзера (меньший), °С	$\Delta t_м$	$\vartheta_{ух} - t_{п.в}$	
10. Средний температурный напор в экономайзере, °С	Δt	$\dfrac{\Delta t_б - \Delta t_м}{\ln(\Delta t_б / \Delta t_м)}$	
11. Длина трубы, м	l	Табл. П7	
12. Поверхность нагрева одной оребренной трубы, м^2	$H_{тр}$	То же	
13. Площадь живого сечения для прохода топочных газов одной оребренной трубы, м^2	$F_{тр}$	То же	
14. Число труб в ряду, шт.	z	Принимается от 3 до 9	

Окончание табл. 8.9

Наименование параметра и размерность	Обозначение	Расчетная формула, способ определения	Расчет
1	2	3	4
15. Общая площадь живого сечения для прохода топочных газов в экономайзере, м^2	$F_{эк}$	$F_{тр} z$	
16. Средняя температура топочных газов в экономайзере, °С	$\vartheta^{ср}_{эк}$	$0{,}5\left(\vartheta'_{эк} + \vartheta_{ух}\right)$	
17. Объем продуктов сгорания в экономайзере, м^3/кг, м^3/м^3	$V_г$	Табл. 8.2	
18. Действительная (средняя) скорость топочных газов в экономайзере, м/с	**W**	$\dfrac{B_р V_г \left(\vartheta^{ср}_{эк} + 273\right)}{F_{эк} \cdot 273}$	
19. Коэффициент теплопередачи от газов к воде, Вт/м^2·К	**K**	Рис. П9 $K = K_н c_\vartheta$	
20. Поверхность нагрева водяного экономайзера, м^2	$H_{эк}$	$\dfrac{Q_э B_р}{K \Delta t} \cdot 10^3$	
21. Общее число труб водяного экономайзера, шт.	n	$H_{эк} / H_{тр}$	
22. Число горизонтальных рядов труб экономайзера, шт.	m	n / z	
23. Число блоков для обдувки, шт.	f	$m/4$, f округлить до целого числа	
24. Число аппаратов для обдувки, шт.	χ	$(f/2 + 0{,}5)$ – для нечетного числа f;	

		$f/2$ – для четного числа f	

8.8. НЕВЯЗКИ ТЕПЛОВОГО БАЛАНСА ТЕПЛОГЕНЕРАТОРА

Тепловой расчет парового или водогрейного котельного агрегата заканчивается определением относительной погрешности невязки теплового баланса. При правильно выполненном расчете относительная погрешность невязки не должна превышать 0,5 %, при этом должно выполняться условие: $\Delta \le \pm 0{,}5$ %.

Расчет невязки теплового баланса сводится в табл. 8.10.

8.10. Невязка теплового баланса

Наименование параметра и размерность	Обозначение	Расчетная формула, способ определения	Расчет
Для парового котла			
1. Полезная используемая теплота, кДж/кг, кДж/м^3	Q_1	$Q_{\text{р}}^{\text{р}}\eta_{\text{бр}}$	
2. Теплота, воспринятая радиационными поверхностями нагрева топки, кДж/кг, кДж/м^3	$Q_{\text{л}}$	Из табл. 8.5	
3. То же, кипятильным пучком (газоходом), кДж/кг, кДж/м^3	$Q_{\text{к}}$	Из табл. 8.6	
4. То же, чугунным экономайзером, кДж/кг, кДж/м^3	$Q_{\text{эк}}$	Из табл. 8.9	
5. То же, фестоном (при его наличии), кДж/кг, кДж/м^3	$Q_{\text{ф}}$	Из табл. 8.7	
6. То же, пароперегревателем (при наличии), кДж/кг, кДж/м^3	$Q_{\text{п}}$	Из табл. 8.8	
7. Невязка теплового баланса, кДж/кг, кДж/м^3	ΔQ	$Q_1 - (Q_{\text{л}} + Q_{\text{к}} + Q_{\text{эк}} + Q_{\text{ф}} + Q_{\text{п}})$	
8. Относительная погрешность невязки, %	δ_1	$\frac{\Delta Q}{Q_{\text{р}}^{\text{р}}} \cdot 100 \le 0{,}5$ %	
Для водогрейного котла			
9. Приращение энтальпии воды в топке, кДж/кг	$\Delta i_{\text{т}}$	Из табл. 8.5	
10. То же, в фестоне, кДж/кг	$\Delta i_{\text{ф}}$	Из табл. 8.7	
11. То же, в конвективном пучке – шахте, кДж/кг	$\Delta i_{\text{ш}}$	Из табл. 8.8	
12. Сумма приращений энтальпий воды в котле, кДж/кг	Δi_1	$\Delta i_{\text{т}} + \Delta i_{\text{ф}} + \Delta i_{\text{ш}}$	
13. Тепловосприятие теплоносителя (воды), кДж/кг	$\Delta i_{\text{в}}$	$i_{\text{к}}'' - i_{\text{к}}' \approx (t_{\text{к}}'' - t_{\text{к}}')\,4{,}19$	
14. Невязка теплового баланса, кДж/кг	Δi	$\Delta i_{\text{в}} - \Delta i_1$	
15. Относительная погрешность невязки, %	δ_2	$\frac{\Delta i}{\Delta i_{\text{в}}} \cdot 100 \le 0{,}5$ %	

8.9. РАСЧЕТ ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛЕЙ И ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ

Устройство и работа воздухоподогревателей и пароперегревателей приведено в разд. 7.3 и 7.4. Подача горячего воздуха в топку ускоряет воспламенение топлива и интенсифицирует процесс его горения. Пароперегреватели и воздухоподогреватели уменьшают потери теплоты с уходящими топочными газами, от химической и механической неполноты горения топлива.

В паровых котельных агрегатах производительностью более 25 т/ч пара, чаще всего устанавливают совместно пароперегреватель, водяной экономайзер и воздухоподогреватель. По ходу движения топочных газов обычно применяют последовательную схему: пароперегреватель, водяной экономайзер, а затем воздухоподогреватель. Применяются и схемы установки воздухоподогревателя в рассечку водяного экономайзера.

Расчет пароперегревателя может быть конструктивным (при создании новых котлов) или поверочным (при проектировании и эксплуатации). Задачей поверочного расчета является определение температуры продуктов сгорания после пароперегревателя при получении необходимой температуры перегретого пара. Расчет конвективного пароперегревателя, имеющего поверхностный или вспрыскивающий пароохладитель, установленный в рассечку, производится по частям [10, 17 – 20, 29].

Расчет воздухоподогревателя, установленного после водяного экономайзера, производится в такой же последовательности, как и конвективной поверхности нагрева [10, 17 – 20, 29].

Использование ЭВМ в тепловом расчете теплогенератора. Применение ЭВМ позволяет решать задачи выбора оптимальных вариантов при конструировании узлов теплогенератора. Полный расчет на компьютере, руководство к пользованию программой, примеры расчета котельных агрегатов приведены в [27, п. 7]. Для вычисления оптимальной температуры продуктов сгорания на выходе из газоходов конвективного пучка теплогенератора и других поверхностей нагрева в настоящее время возможно использование программ Excel, Access, Dbase.

9. ПОДГОТОВКА ВОДЫ И ТОПЛИВА В КОТЕЛЬНЫХ

9.1. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ И НОРМЫ КАЧЕСТВА ВОДЫ

При круговом движении воды в природе она поглощает на своем пути различные соединения: соли, механические примеси, органические и неорганические вещества, а также различные газы (кислород, углекислый, сернистый). В зависимости от времени года состав воды меняется. *Примеси, содержащиеся в природной воде, условно подразделяют на три группы*:

1) механические примеси – взвешенные вещества в виде частиц песка, глины и т.п., с размером от 0,2 мкм и выше, способные отстаиваться;

2) коллоидно-растворимые примеси – соединения железа, алюминия, кремния и других, которые не отстаиваются;

3) истинно растворенные примеси, состоящие из электролитов – положительно заряженных катионов и отрицательно заряженных анионов, а также не электролитов – газов.

Сырая вода для питания котлов и подпитки теплосети непригодна, так как при нагревании из нее выделяются коррозионно-активные газы и примеси, при наличии которых котлы зарастают накипью и забиваются шламом. Это приводит к нарушению теплового (снижается коэффициент теплопередачи от топочных газов к воде или пару) и гидродинамического (увеличивается гидравлическое сопротивление контуров циркуляции) режимов работы котлов. Усиливается коррозия и пережог поверхностей нагрева, увеличиваются потери теплоты с уходящими топочными газами, снижается КПД, увеличивается расход топлива.

В котельной выполняют четыре *основных этапа водоподготовки*:

1) фильтрация и коагуляция воды – удаление из воды механических и коллоидно-растворимых примесей;

2) умягчение – удаление из воды накипеобразующих солей жесткости;

3) деаэрация – удаление из воды коррозионно-активных газов;

4) продувка – поддержание в котловой воде постоянного солесодержания и щелочности.

Существует более десяти показателей качества воды в котельной. Причем они различны для питания паровых и водогрейных котлов, подпитки теплосети и прочих нужд.

Основные показатели качества воды в котельной.

1. Прозрачность по шрифту – показывает видимость эталонного образца, погруженного в воду (см).

2. Сухой остаток – характеризует содержание растворенных и коллоидных неорганических и частично органических примесей. Примеси минерального и органического происхождения получают при выпаривании 1 кг воды и просушке его в сушильном шкафу при 110 °С (мг/кг). Если этот остаток прокаливать при 800 °С, то потери остатка будут условно характеризовать содержание в воде органических веществ, т.е. общее солесодержание. Чем выше сухой остаток и солесодержание, тем хуже качество воды.

3. Общая жесткость воды (мг-экв/кг; г-экв/$м^3$) определяется суммарным содержанием в ней катионов кальция и магния и выражается в миллиграмм-эквивалентах на 1 кг воды; 1 мг-экв/кг соответствует содержанию в 1 кг воды 20,04 мг катионов Ca^{2+} или 12,16 мг катионов Ma^{2+}. Различают карбонатную и некарбонатную жесткость воды.

Карбонатная, или временная, жесткость $Ж_к$ определяется по содержанию в воде бикарбонатов кальция и магния [$Ca(HCO_3)_2$; $Mg(HCO_3)_2$], которые при нагревании воды до 60…70 °С переходят в котловой воде в карбонаты, выпадающие в виде шлама и накипи и дающие газ CO_2.

Некарбонатная жесткость $Ж_{нк}$ характеризуется содержанием хлористых $CaCl_2$, $MaCl_2$, сернокислых $CaSO_4$, $MgSO_4$, кремнекислых $CaSiO_2$, $MgSiO_3$, азотнокислых, фосфорнокислых и других солей, которые при кипячении воды не выпадают в осадок. Общая жесткость: $Ж_о = Ж_к + Ж_{нк}$. Иногда пользуются понятием жесткости кальциевой и магниевой $Ж_о = Ж_{Ca} + Ж_{Mg.}$ Воду считают мягкой, если ее жесткость доходит до 2 мг-экв/кг; средней – от 2 до 5; жесткой – от 5 до 10 и очень жесткой – более 10.

4. Щелочность воды характеризуется содержанием в ней щелочных соединений: гидратов, карбонатов, бикарбонатов, фосфатов, окисей натрия, кальция, магния. Общая щелочность $Щ_{общ} = Щ_г + Щ_к + Щ_б$. Относительной щелочностью воды называется общая щелочность, отнесенная к сухому остатку и выраженная в процентах. Щелочность котловой воды в определенных пределах полезна, так как парализует вредное коррозирующее воздействие на металлическую стенку растворенных в воде газов: кислорода и углекислоты. Однако чрезмерная щелочность воды вызывает ее вспенивание и частичное выбрасывание вместе с паром, что может вызвать гидравлический удар в паропроводе.

5. Кремнесодержание характеризует общую концентрацию в воде различных соединений кремния в мкг/кг.

6. Концентрация водородных ионов. В воде происходит непрерывная диссоциация молекул воды, при которой в 1 кг воды содержится одна десятимиллионная (10^{-7}) грамма иона водорода (H^+) и столько же гидроксильных ионов (OH^-). При уменьшении концентрации ионов водорода меняется концентрация гидроксильных ионов, поскольку $(H^+)\cdot(OH^-)$ = const. Реакцию воды принято выражать отрицательным логарифмом активности ионов водорода pH = –lg H. При pH = 7 среда нейтральная; pH < 7 – среда кислая; pH > 7 – среда щелочная.

7. Содержание коррозионно-активных газов в воде характеризуется содержанием в ней кислорода и углекислого газа в мг/кг.

8. Соединения железа, меди, нитритов и нитратов (мкг/кг), масла и тяжелые нефтепродукты (мг/кг).

Основные показатели качества питательной воды для котельных агрегатов приведены в разделе 8.2 [11]. Для водотрубных паровых котлов с давлением пара до 4 МПа (40 кгс/$см^2$) основные показатели приведены в табл. 9.1, где в числителе указаны значения для котлов, работающих на жидком топливе, а в знаменателе – на природном газе.

Основные показатели качества сетевой и подпиточной воды для водогрейных котлов приведены в табл. 9.2.

9.1. Основные показатели питательной воды для водотрубных паровых котлов с рабочим давлением пара до 4 МПа (40 кгс/$см^2$)

Показатель воды и раз-	Рабочее давление, МПа

мерность	,9	,4	,4	
Прозрачность по шрифту, см	0	0	0	0
Общая жесткость, мкг-экв/кг	0/40	5/20	0/15	/10
Значение pH при 25 °С	8,5…10,5			

9.2. Основные показатели качества сетевой и подпиточной воды для водогрейных котлов с открытой и закрытой системами теплоснабжения

Показатель воды и размерность	Температура воды, °С	
	115	150
Прозрачность по шрифту, смоткрытая/закрытая система	40/30	40/30
Содержание растворенного кислорода, мкг/кг	50	30
Карбонатная жесткость (при pH не более 8,5), мкг-экв/кг	800	750

Нормы качества котловой воды, необходимый режим ее обработки, непрерывные и периодические продувки принимаются на основании типовых инструкций предприятия-изготовителя котла или других нормативных документов. При этом для паровых котлов давлением до 4 МПа включительно, имеющих заклепочные соединения, относительная щелочность котловой воды не должна превышать 20 %; для котлов со сварными барабанами и креплением труб методом вальцовки (или вальцовкой с уплотнительной приваркой) относительная щелочность котловой воды допускается 50 %; для котлов со сварными барабанами и приварными трубами относительная щелочность котловой воды не нормируется. Для паровых котлов давлением более 4 МПа (40 кгс/см^2) относительная щелочность не должна превышать 20 %.

9.2. ФИЛЬТРАЦИЯ И КОАГУЛЯЦИЯ ВОДЫ

Грубодисперсные (механические) примеси удаляют в резервуарах и отстойниках, а более глубокое осветление производят в фильтрах. Воду следует фильтровать, когда количество взвешенных частиц более 20 мг/кг. Для удаления коллоидных примесей воду обрабатывают сернокислым алюминием $(Al_2 SO_4)_3 \cdot 18H_2O$ (глиноземом) или сернокислым железом. В результате образуется хлопьевидный остаток гидрата окиси алюминия $(Al OH)_3$, который отделяется от воды путем фильтрации. При коагуляции карбонатная жесткость понижается, а некарбонатная возрастает на величину, эквивалентную дозе коагулянта, сухой остаток снижается, а концентрация углекислоты увеличивается.

В качестве фильтрующего материала используют кварцевый песок, мраморную крошку или дробленый антрацит (0,6…1 мм). Скорость фильтрации 4…6 м/ч. Фильтр промывают осветленной водой в направлении, обратном основному процессу, через каждые 18…20 ч работы в течение 6…8 мин, а для улучшения промывки подается сжатый воздух давлением до 2 кг/см^2.

9.3. ВНУТРИКОТЛОВОЕ УМЯГЧЕНИЕ ВОДЫ

Умягчить воду – значит снизить ее жесткость или удалить из нее накипеобразующие катионы Ca и Mg. Для этого нужна докотловая или внутрикотловая обработка воды. Внутрикотловое умягчение воды осуществляют по схемам, отличающимся между собой способом введения щелочных реагентов: во всасывающий или нагнетательный патрубок питательного насоса, либо в барабан, в результате внутри котла образуется шлам, удаляемый с продувкой из всех нижних частей котла.

В паровых котлах х*имическая* внутрикотловая обработка воды сводится к введению в агрегат каустической (NaOH) или кальцинированной (Na_2CO_3) соды, которая, вступая в реакцию с бикарбонатом Ca и Mg, образует карбонаты, выпадающие в осадок (шлам), едкий натр и углекислый газ. Для снижения карбонатной жесткости используют тринатрийфосфат (Na_3PO_4), который способствует взрыхлению накипи и образованию на поверхности металла защитной пленки от коррозии углекислого газа. Дозировкой реагента поддерживается щелочность котловой воды в пределах 5…10 мг-экв/кг. Образующийся шлам после химической обработки воды удаляется из грязевиков.

В водогрейных котлах х*имическая* внутрикотловая обработка воды сводится к введению в воду ингибиторов или фосфонатов, таких, как ОЭДФ (гидроксиэтилодендифосфоновая кислота), ПАФ-13А, ИОМС. Обычно область их эффективного применения ограничивается как качеством исходной воды, так и температурой подогрева: для водогрейных котлов – не более 110 °С, для бойлеров – не более 130 °С.

Термическая обработка не требует химических реагентов и применяется для воды, содержащей в основном бикарбонат Ca, так как выпадение в осадок гидрата Mg происходит очень медленно. Метод прост и используется, когда не требуется глубокого умягчения воды.

Магнитная обработка воды применяется для паровых котлов. Вода после воздействия на нее магнитного поля определенной полярности и напряжения при нагреве ее в котле выше 100 °С не дает накипных отложений на поверхности нагрева, а соли жесткости выпадают в виде шлама. Однако требуется громоздкая аппаратура: противонакипное магнитное устройство (ПМУ), шламоотделитель (Ш), а также дорогостоящее электрооборудование. Принципиальная схема магнитной обработки воды приведена на рис. 9.1.

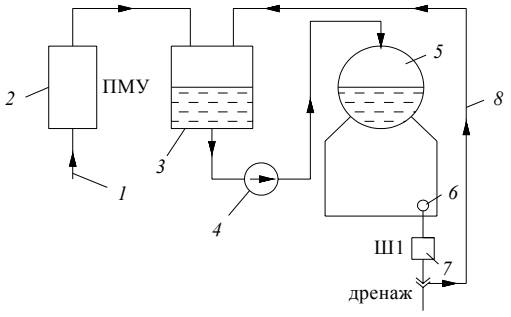


Рис. 9.1. Схема магнитной обработки воды:
1 – водопровод; *2* – противонакипное магнитное устройство; *3* – питательный бак; *4* – насос; *5* – барабан;
6 – продувка котла; *7* – шламоотделитель; *8* – возврат воды

9.4. ВОДОУМЯГЧЕНИЕ МЕТОДОМ КАТИОНИРОВАНИЯ

Метод катионного обмена основан на свойствах некоторых естественных и искусственных химических соединений вступать в реакцию с солями жесткости Ca и Mg. Водоподготовка по способу катионного обмена предусматривает замену в процессе фильтрации накипеобразующих катионов кальция и магния на катионы, соли которых обладают хорошей растворимостью или образуют летучие соединения. Катионитными материалами, заполняющими фильтры, являются глауконит, сульфоуголь и синтетические смолы [19, 20]. Наибольшее применение имеет сульфоуголь (КУ), который получают путем обработки бурого или каменного угля парами дымящейся серной кислоты. Сульфоуголь может насыщаться обменными катионами натрия, водорода или аммония, потому различают Na-, H-, NH_4-катионирование. Сложная формула катионитного материала, не участвую-

щего в ионном обмене, условно обозначается буквой *R*. Сульфоуголь – дешевый катионит, но он пригоден только для умягчения воды, температура которой не превышает 30…40 °С (при слабощелочной среде) и 60 °С (при нейтральной и слабокислой среде). Катиониты из синтетических смол выдерживают температуру 100…120 °С.

Основной характеристикой умягчающих свойств катионита является его обменная способность, численно равная количеству солей жесткости Са и Mg, которое может поглотить между регенерациями 1 м^3 катионита. Различают полную и рабочую обменную способность катионита. *Полная обменная способность* катионита представляет собой такое количество (г-экв) солей жесткости Са и Mg, которое может поглотить 1 м^3 катионита до того момента, когда жесткость выдаваемой умягченной воды сравнивается с жесткостью исходной воды. *Рабочая обменная способность* представляет собой такое количество (г-экв) катионов Са и Mg, которое задерживает 1 м^3 катионита до момента начала увеличения жесткости выдаваемой воды. Значение полной обменной способности различных катионов составляет: для сульфоугля 500…550 г-экв/м^3, для других катионитов 600…1700 г-экв/м^3.

Для водоумягчения методом катионирования требуется следующее основное оборудование.

1. Катионитовый фильтр представляет собой цилиндрический сварной, стальной сосуд диаметром от 1 до 3 м и высотой 3,5…6,5 м, приблизительно на 2/3 высоты заполненный зернистой массой катионита. Вода, подлежащая умягчению, по трубе поступает сверху в распределительную систему (или в форсунки), проходит сквозь слой катионита, умягчается и поступает в дренажное устройство.

После катионитового фильтра умягченная вода подается в деаэратор. На цилиндрической части фильтра имеются два люка: верхний – для загрузки и нижний – для выгрузки катионита. Фильтр обвязывается трубопроводами с запорной арматурой для воды и реагента. В верхней части фильтра вварены воздушники для выпуска воздуха.

В процессе умягчения воды катионит постепенно истощается, и катионный обмен между водой и катионитом прекращается. Для восстановления умягчающей способности катионит подвергают регенерации, отключая фильтр и пропуская через него водный раствор регенерирующего вещества. Регенерация восстанавливает реактивную способность катионита. Регенерирующий раствор получают в солерастворителях, когда реагент твердый, или в мерниках, когда он жидкий.

2. Солерастворитель – это цилиндрический сварной, стальной сосуд диаметром от 0,7 до 1 м и высотой около 1 м, в который загружают несколько слоев кварца различной крупности. Твердый реагент (обычно поваренную соль) подают в солерастворитель через люк сверху, а воду – по водопроводу сверху в распределительную систему. Растворенный реагент фильтруется через слой кварца, поступает в дренажное устройство и затем выводится из солерастворителя и подается в катионитовый фильтр для его регенерации.

3. Мерник – это металлический смесительный сосуд, в котором сильно концентрированный раствор жидкого реагента (серной или соляной кислоты) разбавляют водой до требуемой концентрации, а затем подают в катионитовый фильтр для регенерации.

В котельных установках часто используют *мокрое хранение соли* для механизированного приготовления регенерационного раствора. Соль выгружают в бетонный бункер – резервуар (из расчета 1,5 м^3 объема резервуара на 1 т соли) и заливают водой. В резервуаре получается раствор крепостью около 25 %. Далее раствор насосом подают в фильтр соленого раствора, затем в бак, где разбавляют до 8…10 %, и тем же насосом – на регенерацию. На пути к фильтру часто устанавливается струйный аппарат для корректировки подачи раствора требуемой концентрации (6…8 или 8…10 %).

Динамика работы фильтра заключается в том, что весь слой катионита сверху вниз условно делят на три горизонтальные зоны: истощенного,

рабочего и свежего катионита. По мере работы фильтра слой истощенного катионита увеличивается, зона работающего катионита опускается, а слой свежего катионита становится все более тонким. Пока существует зона свежего катионита, фильтр выдает воду со стабильной остаточной жесткостью.

Когда зона свежего катионита исчезает, стабильный период работы фильтра заканчивается, он начинает выдавать все более жесткую воду, и в это время фильтр необходимо перекрыть и восстановить его реактивную способность. В момент полного истощения зон свежего и рабочего катионита жесткость воды, выдаваемой фильтром, становится равной жесткости исходной воды.

Эксплуатация катионитового фильтра сводится к последовательному проведению операций: взрыхления, регенерации, отмывки и умягчения.

Взрыхление. В процессе эксплуатации катионитовая масса уплотняется и загрязняется. Для взрыхления и очистки слежавшейся массы ее промывают водой снизу вверх. Взрыхление продолжается в течение 15 мин. Если по истечении этого времени сливная вода не станет светлой, то промывку продолжают до полного осветления. При появлении в трубе с водой быстрооседающих зерен катионита интенсивность взрыхления снижается. Воду после взрыхления удаляют в дренаж.

Регенерация. После взрыхления из солерастворителя в катионитовый фильтр впускают регенерационный раствор в течение 12…15 мин. Обедненный регенерационный раствор вытекает в отстойный бак для последующего использования на промывку фильтра. При регенерации необходимо следить, чтобы фильтр был все время под напором, во избежание разрежения в нижней части фильтра и подсоса воздуха в толщу катионита, так как воздух, попадающий в фильтр, вредно влияет на катионит. Расход реагента для сульфоугля примерно 4 $м^3$ на 1 $м^3$ катионита.

Отмывка. По окончании регенерации катионита из фильтра тщательно вымывают регенерирующие вещества. Для отмывки фильтра применяют прозрачную или умягченную воду без всяких примесей, с температурой не выше 50 ^oC. Фильтр промывают в течение 25…30 мин. Воду после отмывки собирают в бак для последующего использования ее для взрыхления фильтра.

Умягчение (основной режим, который в зависимости от качества воды длится 8...30 ч). Вода для умягчения поступает в распределительное устройство, далее проходит слой катионита, дренажное устройство и отводится из фильтра в питательный бак (деаэратор).

Для умягчения и снижения щелочности исходной воды применяется катионирование (Na; H-Na; Na-NH_4 и др.). Выбор метода обработки зависит от качества исходной воды, требований к качеству питательной и подпиточной воды, системы теплоснабжения (закрытая или открытая). Основные характеристики фильтров, материалов, баков, блочных водоподготовительных установок приведены в [12, разд. 12].

9.5. Na- и H-КАТИОНИРОВАНИЕ

Na-катионитовая установка используется при отсутствии в обрабатываемой воде грубодисперсных и коллоидных примесей. Причем для паровых котлов, требующих более глубокого умягчения, осуществляется двухступенчатая схема Na-катионирования, а для тепловых сетей (водогрейные котлы и подпитка теплосети) достаточно одноступенчатого Na-катионирования. В двухступенчатых схемах умягчения воды следует предусматривать не менее четырех фильтров: два – первой ступени, один – второй и один – резервный, работающий в период регенерации основного фильтра или ремонта одного из фильтров.

Na-*катионирование*. Растворенные в воде соли Ca и Mg при фильтрации через катионитовый материал обмениваются на катионы Na и образуют в умягченной воде натриевые соли, имеющие хорошую растворимость в воде. При этом увеличивается щелочность (NaOH) котловой воды и содержание CO_2. При одноступенчатой или параллельной схеме установки фильтров жесткость воды снижается до 0,05…0,1, а при двухступенчатой или последовательной – до 0,001 мг-экв/кг. Регенерацию фильтров осуще-

ствляют 6…8 %-ным раствором поваренной соли (NaCl) для первой ступени и 8…10 %-ным раствором NaCl для второй ступени.

Снижение щелочности воды достигается установкой анионитовых фильтров, загруженных анионитом (АН-2Ф), или применением частичного Na-катионирования: одна часть исходной воды пропускается через фильтры, а остальная направляется в бак с питательной или умягченной водой в обход фильтра. Для снижения содержания CO_2 применяют декарбонизаторы, заполненные кольцами Рашига.

H-*катионирование*. Применяется для глубокого снижения сухого остатка и щелочности. Из воды удаляются все соли жесткости Ca и Mg, но в воде появляется эквивалентное количество серной, соляной и других кислот, присутствие которых нежелательно, и они нейтрализуются щелочами, образующимися при натрий-катионировании. Поэтому вода после H-катионирования может быть использована только вместе с водой, прошедшей Na-катионирование. При последовательной схеме установки фильтров вода вначале полностью проходит H-катионирование, а затем, окисленная, поступает в Na-катионитовые фильтры. Между ними устанавливается декарбонизатор для удаления углекислоты. При параллельной схеме вода проходит через фильтры двумя параллельными потоками и, смешиваясь в нужных пропорциях, получается умягченная вода с определенной и требуемой жесткостью. Регенерация H-катионитового фильтра производится 1…1,5 %-ным раствором серной кислоты.

9.6. ДЕАЭРАЦИЯ ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ

Вода и конденсат содержат растворенные газы (O_2, CO_2 и др.), которые вызывают коррозию стенок котлов, увеличивающуюся с повышением давления пара. Для удаления газов из питательной воды применяется *дегазация*, или *деаэрация*. Наибольшее применение имеет термический способ дегазации, который основан на свойстве O_2 и CO_2 снижать степень растворимости с повышением температуры воды. При кипении растворимость этих газов в воде снижается до нуля. Обычно используют смешивающие деаэраторы, в которых вода нагревается до температуры насыщения. В зависимости от давления они бывают: вакуумные (0,3…0,9 ата), атмосферные (1,05…1,2 ата), высокого давления (3,5…12 ата).

В котельных с паровыми котлами обычно устанавливают смешивающие деаэраторы атмосферного типа ДА или ДСА, основные характеристики которых приведены в [12, табл. 12.37, 12.38].

Умягченная вода после катионитового фильтра, а также не загрязненный конденсат от паровых теплообменников и другого оборудования подаются в верхнюю часть колонки деаэратора, откуда последовательно, через горизонтально установленные дырчатые тарелки струйками сливаются в питательный бак. Пар подается снизу колонки и, направляясь вверх, подогревает воду до кипения. Выделившиеся из воды газы вместе с паром удаляются в атмосферу (выпар). Колонка снабжена гидрозатвором, не допускающим повышения или понижения давления.

Питательный бак-деаэратор должен иметь эффективную тепловую изоляцию, а геодезическая высота его установки не менее 7…10 м для создания подпора воды во всасывающем патрубке питательного насоса. При работе питательного насоса на его всасывающем патрубке создается разрежение и это может привести к закипанию нагретой воды, расслоению потока, что приводит к явлению кавитации и неполадкам насоса.

В котельных с водогрейными агрегатами обычно устанавливают вакуумные деаэраторы, температура насыщения воды в которых 70…75 °С достигается путем создания разрежения с помощью водоструйного эжектора и циркуляционного насоса. Основные характеристики комплектующих изделий и вакуумных деаэраторов приведены в [12, табл. 12.35, 12.36].

В комбинированных котельных, оборудованных одновременно паровыми и водогрейными котлами, тип деаэратора определяется после технико-экономического сравнения вариантов.

9.7. ПРОДУВКА КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

В паровой котел поступает вода, а выходит пар, который практически не содержит примесей, поэтому концентрация солей в котловой воде все время возрастает. Для котловой воды существуют нормы солесодержания и щелочности [11], и для поддержания их в заданных пределах осуществляется продувка, т.е. удаляется часть воды из котла и заменяется питательной водой. Конструктивно это выполняется в виде прокладки внутри барабана перфорированной трубы диаметром 20 мм. Величина продувки зависит от качества воды, а потери теплоты с продувкой не должны превышать 10 % производительности котла.

Непрерывную продувку выполняют из тех участков верхнего барабана, где концентрация солей в котловой воде наибольшая. Непрерывная продувка производится из верхнего барабана котла в расширитель (сепаратор) непрерывной продувки. За счет снижения давления продувочной воды от рабочего в котельном агрегате до 0,12…0,15 МПа она вскипает в расширителе и разделяется на остаточную воду и пар вторичного вскипания. Пар отводится в термический деаэратор, а отделившаяся вода направляется в теплообменник для подогрева исходной (сырой) воды перед фильтрами водоподготовки. Отдав теплоту, котловая вода (с высоким содержанием солей и щелочей) поступает в колодец (барботер), который служит для приема и охлаждения всех дренажных вод. В барботер также подают холодную техническую воду для охлаждения всех стоков до 60 °С, после чего смесь идет в дренаж (канализацию).

Лаборант периодически отбирает пробы котловой воды на анализ, устанавливает количество солей и, если их больше нормы, обязывает оператора увеличить непрерывную продувку за счет дополнительного открытия игольчатого вентиля, установленного на продувочной линии. В паровых котлах со ступенчатым испарением (ДКВР-20, ДЕ-25 и др.) непрерывная продувка производится из солевого отсека и выносных циклонов. В современных конструкциях паровых котлов паропроизводительностью до 10 т/ч непрерывная продувка совмещена с периодической.

Периодическая продувка предназначена для удаления шлама из нижних барабанов и всех нижних коллекторов, а периодичность и продолжительность выпуска воды устанавливается режимной картой котла. Воду периодической продувки также сбрасывают в барботер.

Порядок периодической продувки. Перед началом продувки автоматика переводится на дистанционное управление, котел запитывается водой выше среднего уровня, горение снижается. Периодическую продувку проводят последовательно для каждой точки два оператора – один следит за уровнем воды в котле и подает команды другому.

Вначале открывают дальний от котла вентиль, а затем ближний (для избежания гидравлического удара трубопровода), и последним вентилем регулируется продувка. Например: продувка установлена в течение 1 мин, следовательно, после 30 с первый вентиль от котла закрывают на пять-шесть секунд, а затем снова открывают, чтобы общая продолжительность была не более 1 мин. После окончания продувки закрывают ближний от котла вентиль, а затем дальний, т.е. в обратной последовательности. Плотность закрытия вентилей проверяется через 10…15 мин путем определения температуры трубопровода прощупыванием рукой (тыльной стороной ладони). Если труба после вентилей холодная, они не пропускают, а если горячая, то необходимо кратковременно продуть котел вентилями для удаления из-под клапанов окалины или накипи. Результаты продувки заносят в журнал.

9.8. СТУПЕНЧАТОЕ ИСПАРЕНИЕ

Ступенчатое испарение – эффективный метод получения высокого качества пара при небольших расходах продувки барабанных котлов. Сущность этого метода состоит в разделении водного объема барабанов котла и парообразующих циркуляционных контуров на два или три независимых отсека. Подача всей питательной воды производится лишь в первый, чистый отсек, а отвод воды в продувку – из последнего, солевого отсека [11]. При этом концентрация примесей в воде нарастает от солесодержания пи-

тательной воды до солесодержания продувочной воды. Пар, выдаваемый чистым отсеком котельного агрегата, будет хорошего качества.

9.9. ТРУБОПРОВОДЫ И ПИТАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

Трубопроводы должны быть стальными, бесшовными и соединяться на сварке. Арматура соединяется на фланцах или резьбе. Муфтовые соединения допускаются при диаметре менее 50 мм. Питательные трубопроводы проектируются в две линии – рабочую и резервную, а паропроводы от котлов – одинарными, с компенсаторами (для компенсации температурных удлинений).

Трубопроводы должны иметь неподвижные и скользящие опоры; уклон не менее 0,001, а расстояние от изолированной поверхности до стены или оборудования должно быть не менее 25 мм. Дренаж паропровода осуществляется при помощи конденсатных горшков или конденсатоотводчиков. Для уменьшения тепловых потерь паропроводы изолируются теплоизоляционными материалами.

Трубопроводы пара и горячей воды должны окрашиваться по всей длине в разные цвета, помимо этого на них наносятся цветные кольца [5, табл. 11].

Питание паровых котлов может быть групповым с общим питательным трубопроводом и индивидуальным – для одного котла. Для питания допускается применение центробежных и поршневых насосов с электрическим приводом, центробежных и поршневых насосов с паровым приводом, паровых инжекторов, насосов с ручным приводом, а также можно использовать водопроводную сеть, если ее давление превышает расчетное на 0,15 МПа.

На корпусе насоса должна быть табличка с указанием завода-изготовителя (товарный знак), номера, номинальной подачи, числа оборотов, температуры воды перед насосом, максимального напора. Подача одного питательного устройства должна составлять не менее 110 % номинальной производительности котлов с учетом расхода воды на продувку, регулирование температуры пара в редукционно-охладительной установке (РОУ), возможных потерь воды или пара.

Напор, создаваемый насосом, должен обеспечивать питание котла водой при рабочем давлении с учетом гидростатической высоты и потерь давления в тракте питательной воды (котла, регулирующего устройства и т.д.). Для питания паровых котлов должны быть установлены насосы с электрическим приводом и резервные: с электроприводом, а также с паровым приводом производительностью не менее 50 % расчетной. Для водогрейных котлов должно быть не менее двух подпиточных и двух сетевых (циркуляционных) центробежных электронасосов. Проверка исправности резервных, питательных насосов осуществляется путем их кратковременного включения в работу.

Устройство и работа центробежного насоса. Работает по принципу центробежной силы, которая заставляет воду двигаться между лопатками по направлению от вала к окружности корпуса, при этом в центре лопастного рабочего колеса создается разрежение. При вращении вала вода из каналов лопастей непрерывно отбрасывается центробежной силой к корпусу, а на ее место через всасывающий патрубок поступает другая вода. Из нагнетательного патрубка вода выходит под давлением.

Насос состоит из корпуса, вала, подшипников, лопастного рабочего колеса, сальника, всасывающего и нагнетательного патрубков. На всасывающем и нагнетательном патрубках установлены задвижки. Перед работой центробежный насос должен быть заполнен водой, для чего на нагнетательной линии устанавливают воронку с вентилем.

Порядок пуска:

1) закрыть задвижку на нагнетательной линии;
2) открыть задвижку на всасывающей линии;
3) включить кнопку «пуск» электродвигателя;

4) когда электродвигатель наберет обороты, открыть задвижку на нагнетательной линии и убедиться по манометру в достаточном давлении.

Остановка насоса:

1) закрыть задвижку на нагнетательной линии;
2) выключить электродвигатель кнопкой «стоп»;
3) закрыть задвижку на всасывающей линии.

Обслуживание заключается в наблюдении показаний манометра на выходе и температуры подшипников, своевременной подтяжке гайки втулки сальника, а при сильном шуме и вибрации насос следует остановить.

Возможные неисправности:

1. Насос не подает воду в котел – нет воды в питательном баке; мотор вращается в обратную сторону (перепутаны фазы); через сальник проходит воздух; упали диски задвижки; не открывается обратный клапан; повысилась температура воды на выходе (вода вскипает в насосе).

2. Насос вибрирует и шумит – не отцентрирована муфта на валу насоса и электродвигателя, изношены подшипники или нет смазки, плохое крепление с фундаментом или рамой, разбалансировано рабочее колесо или оно износилось, или в него попал посторонний предмет.

Для создания высоких давлений применяют насосы многоступенчатые (типа ЦНСГ) – вода с давлением после первой ступени подается во вторую, где давление увеличивается, затем в третью ступень и т.д. В результате на выходе давление воды достигает 20 МПа.

9.10. ТОПЛИВНОЕ ХОЗЯЙСТВО КОТЕЛЬНОЙ

1. *Газопроводы котельных.*

Городские газопроводы в зависимости от давления бывают: низкого – до 0,005 МПа (0,05 кг/см^2), среднего – от 0,005 до 0,3 МПа (0,05…3 кг/см^2), высокого давления – от 0,3 до 1,2 МПа (3…12 кг/см^2). Газопроводы вводятся в котельную либо в смежное с ней помещение при условии соединения их открытым проемом. На вводе газопровода внутри котельной (в доступном месте) устанавливают отключающее устройство (задвижку или кран) и заглушку (для проведения ремонтных работ или консервации котельной).

Для газопроводов используют бесшовные или электросварные трубы, которые после окончания монтажа и испытаний окрашивают масляными красками в желтый или светло-коричневый цвет. Прокладку газопроводов следует производить согласно СНиП. На газопроводе установлены: манометр с трехходовым краном, газорегуляторная установка (ГРУ), узел измерения расхода газа, газовый коллектор с ответвлениями на котлы, продувочный трубопровод с краном, который выводят вне здания котельной на высоту не менее 1 м от карниза крыши для безопасного рассеивания газа, а концы загибают для защиты от атмосферных осадков.

На ответвлении от газового коллектора котельной к каждому котлу устанавливают главное отключающее устройство, а перед каждой горелкой – рабочее отключающее устройство. За отключающим устройством котла располагают исполнительный механизм автоматики безопасности (отсечной клапан), который обеспечивает прекращение подачи газа ко всем горелкам котла при недопустимом отклонении давления газа от заданного, угасании пламени хотя бы одной горелки, нарушении тяги и прекращении поступления воздуха.

Схемой газопроводов предусматривается применение контрольно-измерительных приборов (КИП) для измерения давления газа и воздуха перед горелками и разрежения в топке, которые устанавливают в удобных для наблюдения местах, а на отводах к приборам – отключающие устройства (газовую арматуру).

2. *Газорегуляторные пункты и установки.*

Газорегуляторный пункт (ГРП), газорегуляторная установка (ГРУ) или шкафной газорегуляторный пункт (ШРП) предназначены для: снижения давления газа до заданного значения; поддержания заданного давления вне зависимости изменения давления и расхода газа на входе в ГРП или ГРУ;

прекращения подачи газа при повышении или понижении его давления после ГРП или ГРУ сверх установленных норм; очищения газа от механических примесей. Функции, выполняемые ГРУ, ГРП и ШРП, одинаковы, а отличия их следующие:

- ГРУ размещается в котельной и предназначена для газоснабжения котлов или агрегатов, расположенных в одном или смежных помещениях, соединенных открытым дверным проемом;
- ГРП размещается в отдельно стоящем здании на городских газораспределительных сетях или объектах;
- ШРП размещаются в металлических шкафах снаружи котельной или в помещении, встроенном в котельную.

В ГРП устанавливают контур заземления, молниеотвод и пожарный инвентарь.

Вентиляция помещения ГРП или ГРУ должна быть естественной, обеспечивающей трехкратный воздухообмен. Приток свежего воздуха осуществляется через жалюзийную решетку, а вытяжка – через регулируемый рефлектор в перекрытии или через фрамуги. Газовое оборудование ГРП включает в себя:

- фильтр для очистки газа от механических примесей (сетчатый типа ФГ, волосяной, висциновый с кольцами Рашига);
- предохранительный запорный клапан (низкого ПКН и высокого ПКВ давления), автоматически отключающий подачу газа потребителям в случае выхода из строя регулятора давления газа;
- регулятор давления газа (РД или РДУК), снижающий давление газа и автоматически поддерживающий его на заданном уровне;
- предохранительно-сбросной клапан (гидравлический рычажно-грузовой, пружинный или мембранно-пружинный) для стравливания в атмосферу газа из газопровода за регулятором, в случае кратковременного повышения давления в нем при резком уменьшении расхода газа потребителям или внезапном повышении давления перед регулятором;
- манометры для замера давления газа на входе и выходе из ГРП, фильтре и байпасе.

Основная линия, на которой размещена газовая аппаратура, оборудуется обводным газопроводом (байпасом) с двумя задвижками, которыми вручную производится регулирование давления газа в случае неисправности основной линии. На выходе из ГРП ставятся ротационные счетчики или измерительные диафрагмы для замера количества израсходованного газа, а также свечи – для сброса газа и продувки газопровода. Для контроля работы оборудования и замера расхода газа устанавливают следующие контрольно-измерительные приборы:

- термометры для замера температуры газа и введения поправок при подсчете его расхода (нормальных условий);
- манометры, показывающие и регистрирующие, для замеров давления газа или перепада давлений (при необходимости).

КИП с электрическим приводом, а также телефонные аппараты должны быть во взрывозащищенном исполнении или устанавливаться в отдельном от ГРП помещении, либо снаружи в запирающемся ящике. Для предохранения газопроводов от блуждающих токов на вводе в котельную (снаружи) устанавливают изолирующий фланец, имеющий корпус, в отверстие которого устанавливают изолирующие втулки со стержневыми болтами, а прокладка между фланцами должна быть диэлектрической, усиленной.

3. *Мазутное хозяйство*.

Мазут используют в качестве основного топлива или резервного. Когда основным топливом является природный газ, то мазут применяют только в зимние месяцы. Он может также использоваться в качестве аварийного топлива при непродолжительном прекращении подачи газа и растопочного, когда основным является твердое топливо.

Доставка мазута осуществляется по железной дороге, а для небольших котельных – автоцистернами. Комплекс мазутного хозяйства состоит из следующих сооружений и устройств: подъездных железнодорожных путей;

сливной эстакады с промежуточной емкостью; мазутной насосной с размещением в ней насосов; электрических щитов и бытовых помещений; мазутохранилища с железобетонными или металлическими резервуарами; коммуникаций между емкостями мазута насосной и котельной; установки для сбора конденсата; очистных устройств сточных вод; устройства для пожаротушения; установки для приема, хранения и ввода в мазут жидких присадок.

Когда мазут доставляют в цистернах, то его подогревают паром или горячей водой и сливают в приемные устройства, из которых он поступает в резервуары хранения мазута. Мазутные резервуары бывают надземными или подземными и выполняются из стали или бетона. Они должны сообщаться с атмосферой, а мазутопроводы утепляются и прокладываются обычно вместе с трубопроводами пара или горячей воды.

При подготовке к сжиганию мазут разогревают в емкости до 60 °С (или на 10 °С ниже температуры вспышки) и центробежным или шестеренчатым насосом подают в котельную. Разогрев мазута осуществляется с помощью змеевиков, заполненных паром или горячей водой.

Во избежание засорения насосов на всасывающих линиях устанавливают фильтры грубой очистки. После насосов установлены подогреватель мазута (до 100…130 °С) второй ступени (он же отстойник для удаления влаги), вторичные фильтры тонкой очистки (для механических форсунок) и расходомер, после чего мазут поступает в форсунки котла. Для уменьшения липких отложений при сжигании и хранении мазута в него добавляют присадки.

10. ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

10.1. ОБЩИЕ ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ В КОТЕЛЬНОЙ

Наблюдением за обеспечением безопасной эксплуатации и безаварийной работы паровых и водогрейных котельных агрегатов осуществляет Ростехнадзор. Он ведет надзор за изготовлением, установкой, эксплуатацией котлов и сосудов, работающих под давлением, а также разрабатывает правила и инструкции, выдает разрешения на пуск и эксплуатацию, ведет экспертизу и консультации, проверяет квалификацию персонала, обслуживающего установки, и расследует причины аварий [5]. На всех предприятиях работу по технике безопасности возглавляют главные инженеры.

К обслуживанию котлов и оборудования допускаются лица, достигшие 18-летнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование, обученные по соответствующей программе и имеющие удостоверение квалификационной комиссии (с участием инспектора Ростехнадзора) на право обслуживания котла, а также получившие производственную инструкцию под роспись и назначенные приказом по предприятию [11]. Повторная проверка знаний производится ежегодно комиссией предприятия, назначенной приказом. Внеочередная проверка знаний обслуживающего персонала проводится при переходе на другое предприятие или переводе на обслуживание котлов другого типа или другого топлива, а также по решению администрации и требованию Ростехнадзора. При работе персонала в котельных, работающих на газообразном топливе, проверку знаний производят в порядке, установленном правилами безопасности в газовом хозяйстве.

Обслуживающий персонал несет ответственность за состояние котла, оборудования, арматуры, контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА) и за соблюдение правил техники безопасности. Для надежной, экономичной и правильной работы оборудования котельной должна быть следующая техническая документация:

- технический паспорт, где указаны: тип и название теплогенератора, тепловая мощность, поверхность нагрева, допустимое давление, завод-

изготовитель, год изготовления, дата ввода котла в эксплуатацию, адрес установки котла, марка металла, из которого он изготовлен;

- вахтенный журнал – для записи приема и сдачи смены, времени пуска и остановки оборудования, аварий и неполадок в работе оборудования с указанием причин и способов их устранения;
- ремонтный журнал – для отражения результатов осмотра котла до очистки с указанием толщины отложений накипи и шлама и всех дефектов, выявленных в период ремонта;
- журнал по водоподготовке – для записей качества пара, а также исходной, питательной, котловой и сетевой воды;
- журнал слесарей КИПиА;
- журнал эксплуатации ГРУ и газового оборудования;
- книга распоряжений (текущих и не предусмотренных инструкциями);
- эксплуатационный журнал осмотра и записи дефектов оборудования, обнаруженных персоналом во время дежурства, растопки и остановки котла;
- суточные ведомости для записи параметров и режимов работы котлов по показаниям контрольно-измерительных приборов.

В котельной должны находиться также схемы трубопроводов и газопроводов и инструкции по эксплуатации котла, технике безопасности, противопожарной безопасности и по ликвидации возможных аварий. Производственная инструкция по обслуживанию котлов, схема трубопроводов котельной должны быть вывешены на рабочем месте и выданы конкретно каждому работнику котельной. Помещение котельной, котлы и все оборудование ее должны содержаться в исправном состоянии. При вступлении на дежурство персонал котельной обязан ознакомиться с записями в сменном журнале и проверить исправность котлов, оборудования, аварийного освещения и сигнализации для вызова администрации, после чего прием и сдача дежурства оформляются записью в сменном журнале. Запрещается: загромождать проходы и выходы; принимать и сдавать дежурство во время ликвидации аварий; оставлять котлы без надзора до полного прекращения горения в топке, уходить с дежурства, не сдав смену, и др. [5, 11].

Подготовка котла к растопке, растопка и остановка (за исключением аварийной) производятся по письменному распоряжению администрации, где также указывается продолжительность операций, а время их проведения должно быть известно всему персоналу котельной.

10.2. ПРАВА И ОБЯЗАННОСТИ ПЕРСОНАЛА

Ответственный за эксплуатацию котлов имеет право отстранять персонал от работы за нарушение инструкций и плохие знания, а также вносить предложения по привлечению к ответственности ИТР и персонал.

Ответственный обязан хранить паспорта и инструкции завода-изготовителя, участвовать в обследованиях и выполнять указания, выданные инспектором Ростехнадзора, проводить аттестации по проверке и повышению знаний персонала, техническое освидетельствование котлов, противоаварийные тренировки, ежедневно осматривать работающие котлы и проверять записи в сменном журнале с росписью в нем.

Оператор обязан вести ежечасно смотровой журнал, занося в него необходимые данные: давление в котле, температуру воды на входе и выходе (для водогрейного котла), давление газа или мазута на вводе, температуру воды до и после экономайзера и сетевых подогревателей, разрежение в топке, газоходах, расход воды на котел, замечания по эксплуатации.

Кроме того, оператор обязан: знать порядок приема и сдачи смены, следить за работой основного и вспомогательного оборудования, выполнять распоряжения ответственного лица, бесперебойно снабжать теплом потребителя, экономить воду, топливо, электроэнергию, строго выполнять требования всех производственных инструкций. При этом оператор имеет право требовать спецодежду и защитные средства, самостоятельно отклю-

чать котел при аварийной ситуации, не допускать в котельную посторонних лиц.

При приеме и сдаче смены оператор обязан приходить за 20 минут ранее и ознакомиться с записями в журналах технической документации, а также самостоятельно проверить:

- наличие воды в котле и системе ХВО (химводоочистки);
- температуру уходящих газов за котлом;
- состояние котла и вспомогательного оборудования;
- исправность предохранительных клапанов, водоуказательных стекол, манометров, термометров;
- плотность закрытия продувочных линий, а также запорной арматуры и гарнитуры;
- состояние системы автоматики регулирования и безопасности, сигнализации и связи;
- исправность освещения, наличие аптечки, противопожарного инвентаря;
- время последних обдувок, показания КИП, работу горелок.

После проверки в журнале проставляются подписи операторов сдающего и принимающего. Обо всех имеющихся неполадках оператор обязан оповестить начальника котельной и действовать по его указанию.

10.3. ПОДГОТОВКА КОТЛА К РАСТОПКЕ

Перед растопкой паровых и водогрейных котельных агрегатов следует проверить исправность: топки, футеровки, газоходов, экономайзера, воздухоподогревателя, пароперегревателя, запорных и регулирующих устройств, арматуры, вентилей (на легкость хода), гарнитуры, КИП, дымососа и вентилятора (ротор не должен задевать корпус), питательных устройств (кратковременным пуском), горелок.

Следует проверить: отсутствие в топке и газоходах людей или посторонних предметов, заглушек на трубопроводах пара, воды, газа; наличие естественной тяги, запаса питательной воды, электроэнергии, противопожарного инвентаря, аптечки; плотность набивки сальников, закрытие люков, вентилей на паропроводе, продувочной и спускной линиях (питательный вентиль и воздушник должны быть открыты).

На газопроводе надлежит: провести контрольную опрессовку, проверить давление газа (по манометру), исправность кранов и задвижек (вся запорная арматура должна быть закрыта, а краны на продувочной линии открыты); продуть газопровод через продувочную свечу; убедиться в отсутствии утечек газа из оборудования и арматуры путем их обмыливания. На мазутопроводе — топливо и паровая линия к форсункам должна быть прогреты. Неработающие котлы в котельной должны быть отключены от газа и воды.

Провентилировать топку и газоходы в течение 10…15 мин путем открытия дверец топки, шиберов, заслонок, а при наличии дымососа и вентилятора – путем их включения. При работе только с вентилятором (с наддувом) гляделки, дверцы должны быть закрыты. После этого медленно заполняют водой вначале экономайзер, а затем котел до низшего уровня водоуказательного прибора при открытых воздушниках и поднятом предохранительном клапане (при наличии пароперегревателя открывают его продувочный вентиль). Котел считается заполненным и герметичным, если в течение 20…30 мин после заполнения при закрытой питательной арматуре уровень воды не понижается. Температура воды при заполнении не должна превышать 90 °С в летнее время и 60 °С – в зимнее. Наполнение котла водой с температурой ниже 5 °С не допускается. Если температура обмуровки котла ниже 0 °С, котел следует прогреть, разжигая небольшой костер в топочной камере. Запрещается вести пуск одновременно двух котлов. Водогрейный котел заполняют водой путем открытия задвижки на входе до тех пор, пока она не пойдет из воздушника (установленного перед запорной задвижкой), после чего вентиль закрывают, а задвижку на выходе воды из котла открывают и включают сетевой (циркуляционный) насос.

10.4. РАСТОПКА КОТЛА

Растопка производится при слабом огне, умеренной тяге, закрытом паровом вентиле, открытом предохранительном клапане и постоянном наблюдении за показаниями манометров, термометров, а также за тепловым расширением элементов котла по указателям – реперам. Равномерный прогрев котла обеспечивается включением устройства для подогрева воды в нижнем барабане (паром от работающих котлов). Необходимо включить устройство (если оно имеется) для предохранения пароперегревателя от перегрева. В водяном экономайзере некипящего типа горячие газы из котла направляют через обводной газоход (закрыв заслонки для пропуска газов через экономайзер). Перевод горячих газов на экономайзер производится при установившемся регулярном питании котла. При отсутствии обводного газохода воду через экономайзер прокачивают по сгонной линии в бак или дренаж. Экономайзер кипящего типа включают в общую циркуляцию котла, открыв вентили на линии, соединяющей водяной объем барабана с нижним коллектором экономайзера.

Перед пуском выполняются общие требования подготовки и техники безопасности. Еще раз необходимо убедиться в готовности топливного и воздушно-дутьевого хозяйства: проверить наличие давления топлива и воздуха перед регулирующими органами горелки, убедиться, что условная вязкость мазута 3…6°, зажигание горелки производится двумя способами: дистанционно – запальником или вручную – факелом.

Запальник зажигают при давлении газа 50…100 кг/м^2 (низкое давление) или 1000 кг/м^2 (среднее давление) и, следя за факелом, вводят в запальное отверстие (диаметром не менее 50 мм), расположенное сбоку или сверху горелки (трубка «бегущего огня») в зависимости от горелочного устройства. Запальник должен иметь фиксатор глубины ввода.

Горелку, работающую на газообразном топливе, следует зажигать так: ввести в топку к устью горелки запальник, подать газ, медленно открывая задвижку перед горелкой и следя за тем, чтобы он загорелся сразу, тут же начать подачу воздуха, затем увеличить подачу газа и воздуха, одновременно регулируя разрежение в топке (1,5…2 кг/м^2) и пламя у горелки, и после получения устойчивого факела – удалить запальник из топки.

При розжиге горелок на мазуте запальный факел помещается на некотором расстоянии от горелки, воздушные заслонки при этом закрыты. Пуск паромеханической форсунки следует производить при условии подачи пара в паровую ступень форсунки.

Для зажигания форсунки:

а) *при паровом распылении жидкого топлива* в топку вводится горящий растопочный факел, подается пар к форсунке, а затем топливо путем постепенного открытия вентиля, после воспламенения мазута необходимо отрегулировать горение, изменяя подачу мазута, пара и воздуха;

б) *при механическом распылении мазута* в топку вводится растопочный факел, включается автоматика розжига, подается воздух, а затем мазут путем медленного открытия вентиля, после воспламенения мазута необходимо отрегулировать горение.

Во избежание отрыва факела нагрузку по топливу следует установить 25…50 % от номинальной нагрузки (при пуске котла). Растопочный факел следует удалять из топки, когда горение станет устойчивым.

Если до розжига горелки или форсунки погасло пламя запальника или растопочного факела или топливо (газ, мазут) не загорелось, следует немедленно прекратить подачу газа (мазута), вынуть из топки запальник (растопочный факел) и провентилировать топку, газоходы, воздуховоды в течение 10…15 мин, установить причину незагорания и устранить ее. Только после этого можно снова приступить к повторному зажиганию.

При наличии у котла нескольких горелок или форсунок зажигание их производится последовательно. Если при растопке погаснут все или часть работающих горелок (форсунок), следует немедленно прекратить подачу топлива к ним, убрать из топки запальник (или растопочные факелы) и провентилировать топку, газоходы, воздуховоды в течение 10…15 мин (при работающем дымососе и вентиляторе). После этого можно повторно зажигать горелки (форсунки). Разжигая горелки (форсунки), не следует

стоять против отверстий-гляделок (растопочных люков), чтобы не пострадать от случайного выброса пламени. Обслуживающий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты.

Запрещается зажигать: топливо без предварительной вентиляции топки и газоходов; газовый факел от соседней горелки; факел форсунки от раскаленной кладки топки (без растопочного факела).

На котлах ПТВМ разжигают растопочные горелки, а остальные (по мере надобности) зажигают от горящего факела этих растопочных горелок, при этом желательно, чтобы число горелок, включенных с обеих сторон котла, было одинаковым.

Когда из открытого предохранительного клапана или воздушного вентиля начнет выходить пар, необходимо закрыть их и открыть продувочный вентиль за пароперегревателем. При рабочем давлении пара до 0,5 кг/см^2 необходимо продуть водоуказательные стекла, манометры, сифонные трубки, проверить спускные и продувочные линии за вентилем на ощупь (чтобы они не пропускали). При повышении рабочего давления (не более 3 кг/см^2) необходимо осторожно произвести (в присутствии ответственного лица) подтягивание болтов лазов, люков нормальным ключом (без удлиняющих рычагов). После чего можно усилить горение, увеличить тягу, отключить подогрев нижнего барабана и наблюдать за давлением пара и уровнем воды. При повышении давления пара до 5…8 кг/см^2 продувку пароперегревателя снизить, прикрыв продувочный вентиль.

При достижении давления в котле 80 % от рабочего необходимо приготовиться к включению котла в работу, для чего повторно продуть водоуказательные приборы, сифонные трубки, манометры, а уровень воды держать не выше среднего.

10.5. ВКЛЮЧЕНИЕ КОТЛА В РАБОТУ

Перед включением котла в работу должны быть произведены проверки: исправности предохранительных клапанов, водоуказательных приборов, манометров, питательных устройств, автоматики регулирования, сигнализаторов. Продуть котел и включить автоматику безопасности. Включение котла в паропровод должно производиться медленным открытием парового вентиля на котле при открытом продувочном вентиле на конце паропровода. По мере прогревания паропровода открыть паровой вентиль полностью. При прогреве необходимо следить за исправностью паропровода, компенсаторов, опор и подвесок. При возникновении вибраций, резких ударов необходимо приостановить прогрев, для чего закрыть паровой вентиль на котле, приостановить подачу пара, увеличить продувку паропровода и уменьшить горение в топке. После продувки и устранения дефекта повторить прогрев паропровода.

При давлении на подключаемом котле ниже давления в сборном коллекторе или магистрали на 0,1…0,5 кг/см^2 необходимо включить котел на параллельную работу постепенным открытием парового вентиля у коллектора (магистрали), закрытием продувочного вентиля в конце паропровода и продувки пароперегревателя (если он установлен) или переводом продувки (дренажа) паропровода на конденсационный горшок, при этом топку котла форсировать не следует. Если при этом будут возникать гидравлические удары, необходимо немедленно приостановить включение котла и увеличить продувку паропровода.

После подключения котла в паровую магистраль включить в работу чугунный экономайзер по воде и топочным газам, регулятор уровня воды и питательные устройства, а также проверить исправность действия арматуры и водоуказательных приборов. Время начала растопки и включения котла в работу должно записываться в сменном журнале. После включения котла в работу включается аппаратура автоматического управления.

10.6. РАБОТА КОТЛА

Персонал должен следить за исправностью котла и всего оборудования и строго соблюдать режим работы, принимать меры к устранению неисправностей и поддерживать равномерное питание котла, работу горелок (форсунок), а также нормальные параметры уровня воды, давления пара, температуры перегретого пара и питательной воды после экономайзера. Проверять не реже одного раза в смену и записывать в журнале показания манометров, водоуказательных приборов, питательных насосов и работу предохранительных клапанов.

Во время работы водогрейного котла необходимо контролировать: расход воды через котел (не допуская его уменьшения ниже минимального), температуру и давление воды на входе и выходе, работу горелок и насосов, объем подпиточной воды и давление в обратной магистрали теплосети.

При работе на газе для увеличения нагрузки следует постепенно сначала прибавить подачу газа, затем воздуха и отрегулировать тягу; для уменьшения нагрузки сначала убавить подачу воздуха, затем газа, после чего отрегулировать тягу. При работе на жидком топливе для увеличения нагрузки следует прибавить тягу, увеличить подачу воздуха, а затем – мазута (на паровых форсунках перед увеличением подачи мазута увеличивается подача пара); для уменьшения нагрузки – сначала убавить подачу мазута, пара и воздуха, а затем уменьшить тягу. Если при работе погаснут все горелки (форсунки), следует немедленно прекратить подачу топлива, провентилировать топку, газоходы, выяснить и устранить причину прекращения горения.

Продувку (периодическую) производят в сроки, установленные в котельной, а уровень воды в котле перед продувкой должен быть выше нормального. Открытие вентилей производится осторожно, постепенно, сначала второго от котла, а затем первого, а после прекращения продувки – в обратной последовательности. Во время продувки необходимо следить за уровнем воды, а в случае вибрации трубопровода, ударов продувка должна быть прекращена.

По окончании продувки следует убедиться, что вентили закрыты и не пропускают воду. Время начала и окончания продувки записывается в журнал. Обдувка внешних поверхностей нагрева (газохода и экономайзера) производится паром давления 7,5 кг/см^2 в течение двух минут по ходу движения топочных газов: в топке, газоходе, экономайзере. Перед обдувкой котла необходимо увеличить тягу.

10.7. ОСТАНОВКА КОТЛА

При остановке котла необходимо:

1) поддерживать уровень воды в барабане котла выше среднего рабочего положения;

2) прекратить подачу топлива в топку;

3) отключить паровой котел от паропровода после полного прекращения горения в топке и прекращения отбора пара; если при этом давление в котле повышается, то открыть продувку и пополнить котел водой небольшими дозами (при наличии пароперегревателя также следует усилить продувку пароперегревателя);

4) охлаждение котла вести медленно, за счет естественного остывания (гляделки, дверцы, лазы, люки держать закрытыми); в случае остановки котла для ремонта через 3…4 часа можно открыть шиберы, лазы, дверки в газоходах и за котлом;

5) оператор может уйти от котла лишь при снижении давления в нем до нуля, и оно не должно подниматься в течение 30 минут;

6) водогрейный котел перевести на дистанционное управление и после его охлаждения (в течение часа) открыть перепуск воды по обводной линии (открытием соответствующих задвижек); отключить котел от теплосети, закрыв задвижку на входе, а затем на выходе, а если остановка на короткое время, то циркуляцию воды в котле оставляют;

7) выпускать воду из парового или водогрейного котла только по распоряжению ответственного лица (выпуск воды производится при давлении

нуль и температуре не больше 70 °С); спуск воды ведется медленно через дренажные или продувочные вентили при поднятом предохранительном клапане или открытом воздушном вентиле.

При остановке котла, работающего на газе с принудительной подачей воздуха, надо уменьшить, а затем прекратить подачу в горелки газа, а вслед за этим – воздуха (до 30 мин), а после этого, через 15 мин, выключить дымосос; при инжекционных горелках следует сначала прекратить подачу воздуха, а потом газа; после отключения всех горелок необходимо отключить газопровод котла от общей магистрали, открыть продувочную свечу, вентилировать топку и газоходы (20 мин).

Остановка котла, работающего на жидком топливе, производится путем плавного, пропорционального прекращения подачи топлива в форсунки и вторичного воздуха. Прекращается подача пара в паровую форсунку или воздуха при воздушном распылении. После полного прекращения подачи топлива следует в течение 10 мин подавать первичный (и вторичный) воздух для охлаждения горелки. При наличии нескольких форсунок производить выключение их последовательно, уменьшая дутье и тягу. Затем следует провентилировать топку, газоходы в течение 10…15 мин, закрыть дутье и тягу и вынуть форсунку, чтобы в топку случайно не попали капли топлива и не создали взрывоопасную смесь. После этого выключается дымосос.

При работе на жидком топливе следует обращать внимание на состояние кладки, образование кокса или засорение форсунки. Во время остановки котла производится чистка всех мазутных горелок.

При ремонте, консервации (по инструкции) или длительной остановке на летний период газопровод и трубопроводы должны быть закрыты и за ними установлены металлические заглушки с хвостовиком.

В случае временного снижения расходов теплоты или пара котлы могут быть переведены в «горячий резерв» – котел отключают от паропровода, а воду из него не выпускают, поддерживая ее на верхнем допустимом уровне.

10.8. АВАРИЙНАЯ ОСТАНОВКА КОТЛА

Аварийная остановка котла производится средствами автоматики безопасности или обслуживающим персоналом. Устройства автоматической защиты зависят от системы автоматики и подразделяются на отключающие (переводят агрегат в неработающее состояние) и локализующие (препятствуют выходу параметров за допустимые пределы).

Персонал в аварийных ситуациях должен немедленно остановить котел и сообщить начальнику в случаях:

- неисправности предохранительных клапанов (больше 50 % клапанов);
- если давление поднялось выше разрешенного на 10 % и продолжает расти, несмотря на прекращение подачи топлива, уменьшение тяги и дутья, усиление питания водой, снижение уровня воды ниже низшего допустимого уровня (подпитка котла водой при этом категорически запрещена);
- повышения уровня воды выше допустимого и если продувкой котла не удается снизить его, а также быстрого снижения уровня воды, несмотря на усиленное питание котла водой;
- прекращения действия всех питательных устройств; прекращения действия всех водоуказательных приборов; если в основных элементах котла (барабан, коллектор, сепаратор, паропровод и пр.) будут обнаружены трещины, выпучены, пропуски в сварных швах;
- погасания факела в топке;
- повышения или понижения давления воды сверх установленных значений в прямоточном котле (водогрейном) до встроенных задвижек; снижения расхода воды через водогрейный котел ниже минимально допустимого значения или остановки насосов; повышения температуры воды на

выходе из водогрейного котла до значения на 20 °С ниже температуры насыщения;

- прекращения подачи электроэнергии и выхода из строя КИП и автоматики; повреждения элементов котла, его обмуровки, создающих опасность для персонала или угрозу разрушения котла; возникновения пожара в котельной или загорания сажи в газоходах.

Аварийная остановка котла записывается в журнал.

Для аварийной остановки необходимо:

- прекратить подачу топлива (для чего перекрыть задвижки на газопроводе, мазутопроводе к котлу, а затем у каждой горелки, открыть продувочную свечу на газопроводе), воздуха и ослабить тягу (остановить вентилятор и дымосос);
- отключить котел от паровой магистрали;
- выпускать пар через приподнятые предохранительные клапаны;
- питать котел водой и понижать давление пара в нем (если остановка не вызвана упуском воды).

При остановке котла из-за загорания сажи (и уноса топлива) в экономайзере, воздухоподогревателе или газоходах следует прекратить подачу топлива и воздуха, остановить вентилятор и дымосос, полностью закрыть воздушные и газовые заслонки и, если возможно, заполнить газоход паром. Затем закрыть главный паровой вентиль, питать котел водой, а пар выпускать в атмосферу через вентиль (воздушник) или предохранительный клапан. После прекращения горения провентилировать топку и газоходы котла.

При пожаре: остановить котлы в аварийном порядке, усиленно питая их водой и выпуская пар в атмосферу; отключить газопровод задвижкой, установленной вне помещения котельной; вызвать пожарную охрану и принять меры к тушению его, не прекращая наблюдения за котлами.

10.9. ВОЗМОЖНЫЕ АВАРИИ В КОТЕЛЬНОЙ И ИХ ЛИКВИДАЦИЯ

При эксплуатации и обслуживании парового или водогрейного котла и другого теплоэнергетического оборудования котельной возможны следующие аварийные ситуации.

1. Отключение электроэнергии, приборов КИП и автоматики, сигнализации. Необходимо: а) прекратить подачу топлива (путем отсечки ПЗК на ГРУ); б) включить питательный насос с паровым приводом; в) в ночное время включить аварийное освещение (аккумуляторы, дизель); г) перевести ключи управления автоматики в положение «дистанционное»; д) следить за работой питательного насоса с паровым приводом и за уровнем воды по водоуказательному стеклу; е) сообщить дежурному электрику и начальнику.

2. Отключение электроэнергии на щитах КИП и сигнализации. Необходимо: снизить горение котлов на 50 %, для чего перевести ключи автоматики в положение «дистанционное»; прикрыть газ задвижкой перед горелкой, следя за факелом; следить за уровнем воды в котлах.

3. Отключение электроэнергии на освещение. Необходимо: а) включить аварийное освещение; б) снизить горение котлов на 50 %; в) вызвать дежурного электрика.

4. Упало давление в нагнетательной, питательной линии после насосов, уровень воды снижен. Необходимо: а) проверить исправность насосов и перейти на резервный насос; б) сообщить начальнику.

5. Уровень воды в котле понижается, несмотря на усиленное питание котла водой, насосы работают нормально, автоматика безопасности не срабатывает. Необходимо: а) вручную перевести питание по обводной линии экономайзера; б) если уровень воды снижен, остановить котел, для чего прекратить подачу газа путем отсечки ПЗК и ГРУ, перевести ключи управления на «дистанционное», сообщить начальнику.

При упуске воды аварийно остановить котел: прекратить горение топлива, закрыть все вентили (питательный, паровой, продувочный), интенсивно охлаждать топку и газоходы, сообщить начальнику.

6. Уровень воды в барабане поднялся выше высшего допустимого. Необходимо: а) открыть вентили на продувочной линии; б) прекратить подачу воды в котел; в) следить за уровнем воды; г) при повышении уровня отключить котел; д) сообщить начальнику.

7. Давление в котле поднялось выше установленного и продолжает расти. Необходимо: а) прекратить подачу топлива; б) уменьшить тягу и дутье; в) остановить котел; г) открыть предохранительные клапаны; д) сообщить начальнику.

Если давление пара выше разрешенного на 10 %, то следует аварийная остановка, при которой котел питают водой, а если уровень высокий – открыть периодическую продувку с одновременной подкачкой питательной воды, выпускать пар на собственные нужды или в атмосферу, выяснить и устранить причину, сообщить начальнику.

8. Отказали все водоуказательные приборы: см. пункт 7.

9. Отказали все питательные приборы: см. пункт 7.

10. Питательный насос не создает требуемого напора, резерва нет. Необходимо снизить горение котла до минимально устойчивого.

11. Упало разрежение в топке до 0 мм вод. ст.: см. пункт 7.

12. Не действует более 50 % предохранительных клапанов, произошло загорание сажи: см. пункт 7.

13. Упало давление воздуха перед горелками до нуля, автоматика безопасности не сработала. Необходимо: а) перевести ключи автоматики на «дистанционное»; б) закрыть газ и см. пункт 7.

14. Отрыв факела горелки при розжиге котла. Необходимо: а) закрыть подачу топлива; б) провентилировать топку и газоходы в течение 10…15 мин.

15. Загазованность котельной. Необходимо: а) остановить котел путем отсечки газа ПЗК на ГРУ; б) закрыть газовую задвижку на входе в котельную; в) проветрить помещение, сообщить начальнику.

16. Неожиданное прекращение подачи газа. Необходимо: а) прекратить подачу газа на ПЗК ГРУ; б) выяснить причину падения давления газа; в) провентилировать топку, газоходы в течение 15 мин.

17. Разрушилась обмуровка, накалился корпус котла: см. пункт 7.

18. Сработал ПЗК, вышел из строя ГРУ. Необходимо: а) прекратить подачу газа к горелкам; б) доложить начальнику.

19. Сработал клапан блокировки. Необходимо: а) закрыть газовый кран перед горелками; б) открыть продувочные краны; в) выяснить причину срабатывания клапана.

20. Разрыв наружного газопровода. Необходимо: а) остановить котлы; б) доложить начальнику.

21. Разрыв экранных или кипятильных труб. Необходимо: а) прекратить горение; б) отключить котел от паропровода; в) питать котел, а пар выпускать в атмосферу, снижая давление к нулю; г) охлаждать топку вентилятором и дымососом; д) если уровень воды падает (уходит из водоуказательного стекла), то прекратить питание. В водогрейном котле можно обеспечить нормальный расход воды, если течь трубной части небольшая и есть разрешение ответственного лица. Если вода заливает топку, то необходимо остановить котел, известить начальника и сделать запись в журнале.

10.10. ОЧИСТКА КОТЛОВ ОТ НАКИПИ

Очистку производят последовательным разрыхлением накипи, промывкой шлама водой и механической очисткой.

1. *Химический способ*. В котел закачивается раствор соляной ингибированной кислоты (максимальная концентрация раствора допускается не более 10 %), после чего из котла берут пробу раствора и проверяют ее на растворимость накипи. Если накипь не растворяется при температуре подогрева воды до 70 ^{o}C и ее концентрации 10 %, то добавляют на каждый литр раствора еще 20…30 г фтористого натрия или фтористого аммония и наблюдают за процессом разложения накипи. Кислотную промывку ведут принудительной циркуляцией циркуляционным насосом из нижнего барабана в верхнюю часть и заканчивают ее, если плотность раствора не будет

изменяться. По окончании котел промывают водой (для удаления отработанного раствора) и нейтрализуют 1…2%-ным щелочным раствором каустической соды или тринатрийфосфата.

2. *Щелочная промывка*. Накипь разрыхляется каустической или кальцинированной содой, которую вводят в количестве 1…2 % от веса воды после охлаждения котла. Затем котел прогревается до давления 1,5…2 кг/см^2 и воду кипятят 10…15 часов, периодически продувая котел. После остывания котла смывают оставшийся шлак струей воды и одновременно производят механическую очистку оставшейся накипи.

Для разрыхления карбонатной накипи в раствор соды добавляют тринатрийфосфат из расчета 1,5…2 кг на 1 м^3 воды и ведут тот же процесс щелочения. После 24-часового кипячения воды котел продувают, удаляя более половины воды, и добавляют в него первоначальный раствор. Этот процесс повторяют несколько раз, после чего приступают к выпуску шлама (с водой) и механической очистке.

10.11. КОНСЕРВАЦИЯ КОТЛОВ И ДРУГИЕ МЕРОПРИЯТИЯ

Для предотвращения коррозии котла в период его длительной стоянки необходимо очистить котел изнутри от накипи и шлама и применить один из следующих способов консервации.

1. *Мокрый способ*. Котел заполняется водой щелочностью 5 мг-экв/кг и, если вода не прошла деаэрацию, этот щелочной раствор доводят в котле до кипения при открытом предохранительном клапане. При этом из воды удаляются кислород и углекислота, после чего котел герметично закрывают, в процессе консервации проверяют щелочность воды и при ее уменьшении добавляют раствор щелочи.

2. *Сухой способ*. После очистки и осушки котла внутрь барабанов в высоких противнях размещают вещества, хорошо поглощающие влагу: хлористый кальций (из расчета не менее 1 кг на 1 м^3 объема котла) или негашеную известь (не менее 2 кг на 1 м^3 объема), после чего котел герметично закрывают.

3. *Газовый способ*. После очистки и осушки от влаги котел заполняют азотом (из баллона) через нижний спускной вентиль, а воздух выпускают из воздушника или предохранительного клапана, где устанавливают горящую свечу. Азот тяжелее воздуха и, заполняя весь объем котла и вытесняя воздух, погасит огонь свечи. После этого котел герметично закрывают, в нем создается избыточное давление 100…200 Па из баллона с азотом, которое поддерживается в период всего процесса консервации.

Сухой способ консервации пригоден для паровых котлов, а мокрый и газовый – для всех.

При эксплуатации паровых, водогрейных котлов и другого теплоэнергетического оборудования котельных установок необходимо также проводить и другие мероприятия: вальцовку, замену труб, сварку, установку заглушек, сальников, ремонт оборудования, внутренний осмотр, техническое освидетельствование, гидравлические испытания, противоаварийные и противопожарные тренировки персонала и др. Они описаны в специальной литературе [4, 7, 11, 12, 26, 27, 28]. Расследование аварий котлов проводится Госгортехнадзором, администрацией предприятия и другими организациями (профсоюз, прокуратура) в соответствии с инструкциями.

10.12. ПРОТИВОПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

В случае возникновения пожара в котельной персонал должен немедленно вызвать пожарную команду по телефону 01, сообщить ответственному лицу и принять меры к тушению пожара имеющимися противопожарными средствами, не прекращая наблюдения за котлами.

Первичными средствами тушения пожара в котельной служат:

- огнетушители (один на каждый котел, но не менее двух в котельной); ящик с песком (не менее 0,5 м^3), лопата и багор;
- асбестовое полотно или войлок (размером 2 × 2 м).

При пожаре в котельной, работающей на газовом топливе, нужно немедленно отключить газопровод котельной при помощи задвижки, установленной вне помещения котельной. Кроме того, оператор должен прекратить работу горелок, форсунок, вентилятора и дымососа, закрыть окна, двери, шибер за котлом.

Если пожар угрожает котлам и невозможно быстро его потушить, необходимо остановить котлы в аварийном порядке, усиленно питая их водой до наивысшего уровня, и выпускать пар в атмосферу (вне помещения) через предохранительный клапан. Оператор может оставить рабочее место, если пожар угрожает его жизни.

10.13. ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ КОТЕЛЬНОЙ

Ток в котельную подается по трехфазному проводу на щит управления, а затем подводится к каждому отдельному потребителю. Напряжение между фазами составляет 380 В. Параллельно подается нулевая фаза, между нулевой и любой фазой напряжение 220 В, которое идет на освещение. Ток бывает переменный (для основных потребителей электроэнергии) и постоянный (для связи и сигнализации). Основными потребителями электроэнергии являются электрические двигатели питательных, сетевых, подпиточных, конденсатных и других насосов, вентиляторов, дымососов, приборы электроосвещения, а также автоматика регулирования и безопасности.

Для обеспечения безопасности делается защитное заземление – металлическая шинка, проложенная вдоль стен котельной, к которой присоединяются все корпуса электродвигателей и другого электрооборудования котельной. Концы шинки приварены к трубам, забитым в землю на глубину не менее двух метров. При приеме смены оператор должен визуально проверить соединения системы корпусов электрооборудования с заземлением (шинка).

Согласно правилам устройства электрических установок котельная должна иметь рабочее и аварийное электрическое освещение в следующих местах:

- фронтовая, боковые, тыльная стены котлов, а также верх и проходы между котлами;
- щиты и пульты управления;
- водоуказательные и измерительные приборы;
- зольные помещения;
- площадки вентилятора и дымососа;
- помещения для баков, деаэраторов и оборудования ХВО;
- площадки и лестницы.

Оператор не должен:

- работать вблизи открытых токоведущих частей без предварительного устройства предохраняющих ограждений;
- включать незаземленное оборудование;
- прикасаться к находящимся под напряжением частям электрооборудования или проводам, даже если они изолированы;
- производить смену плавких предохранителей и электроламп освещения;
- пользоваться неисправными, немаркированными, непроверенными индивидуальными средствами (резиновые перчатки, галоши, коврики и т.п.);
- включать и выключать рубильники, контакторы, кнопки и магнитные пускатели без защитных средств, с открытыми крышками или разбитыми штепсельными розетками, а также выключать их палочкой, рукояткой молотка или ключом.

При аварийной остановке электродвигателей повторное их включение производят только после осмотра и получения разрешения энергетика. При прекращении подачи электроэнергии все электродвигатели должны быть выключены.

10.14. ЗАГАЗОВАННОСТЬ КОТЕЛЬНОЙ

В заведомо загазованных помещениях возможны утечки газа и образование среды, способной вызвать удушение, пожар или взрыв (предел взрываемости газовоздушной смеси – от 4 до 16 % концентрации природного газа в воздухе). Признаком загазованности является неприятный запах одоранта газа. Степень загазованности определяется по показателям стационарных или переносных газоанализаторов. Утечку газа можно определить по слуху или путем обмыливания сварных, резьбовых и фланцевых соединений раствором мыла или моющего средства (35 г моющего средства на 1 л воды) с добавлением глицерина в холодное время года.

Во всех случаях до устранения утечки газа оператору запрещается:

- включать и выключать электроосвещение;
- пользоваться звонками и электроприборами;
- вносить открытый огонь и применять его для отыскания утечки газа.

При обнаружении запаха газа необходимо:

- усилить вентиляцию;
- поставить дежурного на входе (следить, чтобы не курили);
- сообщить начальнику и действовать по его указанию и инструкции.

При загазованности помещений необходимо прекратить подачу топлива в котельную, усилить вентиляцию и вызвать аварийную газовую службу (04). Газоопасные работы должны проводиться рабочими, прошедшими специальное обучение и работающими по особому наряду за подписью лица, ответственного за газовое хозяйство.

При работе с мазутом необходимо учитывать, что пары мазута огнеопасны, а смесь паров с воздухом взрывоопасна. На территории мазутного хозяйства, насосной станции, колодца переключения топлива необходимо иметь тщательную вентиляцию, исправную электропроводку, взрывобезопасное освещение, железные ящики для хранения обтирочного материала, омедненный инструмент (не дающий искры при ударе), противогазы, взрывобезопасные аккумуляторные фонари (которые включаются до входа в резервуар, а выключаются после выхода из него). Кроме того, должны быть открытые шкафы для хранения спецодежды, соответствующие плакаты и щиты по противопожарной технике безопасности, а также номера телефонов вызова пожарных машин.

При сливе мазута в резервуар шланг должен быть все время погружен в жидкость, чтобы не было свободно падающей струи, так как это может вызвать электризацию. Проезды, проходы, подъезды к мазутному хозяйству должны быть исправны, не загромождены и очищены от сухой травы, листьев в радиусе не менее 100 м. Места, залитые мазутом, засыпают песком, который потом со слоем земли, пропитанным мазутом, удаляют за пределы территории.

На территории мазутного хозяйства запрещается курить, разводить огонь, длительно (более 7 часов) хранить обтирочный материал или оставлять его на солнце.

10.15. ОКАЗАНИЕ ПЕРВОЙ МЕДИЦИНСКОЙ ПОМОЩИ

При поражении электрическим током необходимо выключить ток в установке или отстранить пострадавшего от токоведущих частей, пользуясь сухой одеждой, доской или другим изолятором. Пострадавшего укладывают, расстегивают одежду, обеспечивая приток свежего воздуха. Если он дышит с перебоями, то ему делают искусственное дыхание «изо рта в рот», для чего кладут на спину, откидывают голову назад (при этом восстанавливается проходимость дыхательных путей), под лопатки подкладывают валик из свернутой одежды. Оказывающий помощь делает два-три глубоких вдоха через марлю или платок в рот или нос пострадавшего (при этом нос или рот должны быть закрыты, чтобы облегчить поступление вду-

ваемого воздуха в легкие). После каждого вдувания воздуха ритмично, четыре-шесть раз, надавливают ладонями на нижнюю треть груди, осуществляя тем самым массаж сердца. Частота искусственного дыхания 10…12 раз в минуту.

При отсутствии сердцебиения необходимо одновременно с искусственным дыханием выполнять непрямой массаж сердца. Для этого на нижнюю часть грудной клетки накладывается ладонь вытянутой руки, а другую ладонь для усиления надавливания накладывают на первую. После трехчетырех надавливаний (с частотой в 1 секунду) делается вдох воздуха (две-три секунды), после чего массаж повторяется.

При отравлении газом (тяжесть в голове, шум в ушах, общая слабость, усиление сердцебиения, головокружение, тошнота и др.) необходимо подвигаться на свежем воздухе для освобождения крови от окиси углерода. Если пострадавший находится без сознания, то необходимо расстегнуть одежду, дать понюхать нашатырный спирт, если это не поможет, то выполнить искусственное дыхание.

При ожогах надо осторожно снять остатки обгоревшей одежды, разрезая ее ножницами по частям, но не удаляя приставших к телу частей одежды. Завернуть мокрой простыней, укрыть и отправить в больницу. При легких ожогах надо перевязать обожженное место стерильным бинтом. При ожоге кислотой необходимо промыть рану водой и отправить пострадавшего в медпункт.

10.16. РЕМОНТНЫЕ РАБОТЫ

Допуск людей внутрь котла или газоходов, а также открытие запорной арматуры после удаления людей из котла должны производиться по письменному разрешению в виде наряда-допуска, выдаваемого в порядке, установленном ведомством. В наряде-допуске указывается фамилия, имя, отчество тех, кто будет проводить работы, а также основные правила по технике безопасности. До начала производства работ внутри котла или коллектора, соединенного с другим котлом, и перед осмотром элементов котла при наличии опасности ожогов людей котел отключается от других котлов заглушками с хвостовиками. Отсоединенные трубопроводы необходимо заглушить. Толщина заглушек должна определяться расчетом на прочность.

Общие правила техники безопасности, сварочные работы, работа в колодцах, каналах, резервуарах, с ртутными приборами, инструмент, такелаж, приспособления, ремонт трубопроводов, котельного и вспомогательного оборудования приведены в сборниках правил и руководящих материалов по котлонадзору [4, 11].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для экономии тепловой и электрической энергии в котельных установках могут быть использованы комбинированные пароводогрейные агрегаты и различные схемы циркуляции теплоносителя. В пароводогрейных теплогенераторах получают два теплоносителя: пар и воду с разными параметрами (давлением и температурой).

Для повышения коэффициента полезного действия и экономии топлива в теплогенераторах применяются контактные теплообменники, а в водогрейных котлах – различные схемы циркуляции воды (для основного и пикового режима работы).

Энергосбережение в котлах включает следующие мероприятия:

- утилизацию теплоты уходящих топочных дымовых газов;
- комплексное использование теплоты уходящих газов;
- модернизацию паровых котлов (ДКВР, Е-1-9) для работы в водогрейном режиме;
- модернизацию схем горячего водоснабжения путем установки контактно-газового экономайзера;

- использование теплоты пара, вторичного вскипания конденсата;
- применение теплового насоса с использованием низкопотенциальных источников (нагретого воздуха, горячей воды, конденсата);
- использование аккумулированной теплоты при останове котла;
- предварительный подогрев природного газа с повышением его влагосодержания.

К тепловому расчету теплогенератора требуется творческий подход, а при защите проекта необходимо показать:

- теоретические знания изученного материала;
- практические навыки расчета теплогенератора;
- умение пользоваться чертежами, схемами нормативной и справочной литературы;
- проявить аккуратность в оформлении пояснительной записки.

Примерный перечень контрольных вопросов для самоподготовки и защиты проекта приведен в табл. П11.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Аэродинамический** расчет котельных установок: Нормативный метод. Л.: Энергия, 1977. 256 с.
2. **Борщов Д.Я.** Устройство и эксплуатация отопительных котельных малой мощности. М.: Стройиздат, 1982. 360 с.
3. **Бузников Е.Ф., Роддатис К.Ф., Березиньш Э.Я.** Производственные и отопительные котельные. М.: Энергоатомиздат, 1984. 268 с.
4. **Гидравлический** расчет котельных агрегатов: Нормативный метод. М.: Энергия, 1978. 255 с.
5. **Госгортехнадзор** СССР: Сборник правил и руководящих материалов по котлонадзору. М.: Недра, 1977. 480 с.
6. **Делягин Г.Н., Лебедев В.И., Пермяков Б.А.** Теплогенерирующие установки. М.: Стройиздат, 1986. 560 с.
7. **Лебедев В.И., Пермяков Б.А., Хаванов П.А.** Расчет и проектирование теплогенерирующих установок систем теплоснабжения. М.: Стройиздат, 1992. 358 с.
8. **Зыков А.К.** Паровые и водогрейные котлы. М.: Энергоатомиздат, 1987. 128 с.
9. **Котлы** утилизаторы и энерготехнологические агрегаты / Под ред. Л. Н. Сидельковского. М.: Энергоатомиздат, 1989. 272 с.
10. **Либерман Н.Б., Нянковская М.Т.** Справочник по проектированию котельных установок систем централизованного теплоснабжения. М.: Энергия, 1979. 224 с.
11. **Правила** устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. М.: Энергоиздат, 1994. 176 с.
12. **Роддатис К.Ф., Полтарецкий А.Н.** Справочник по котельным установкам малой производительности. М.: Энергоиздат, 1989. 487 с.
13. **Роддатис К.Ф.** Котельные установки. М.: Энерия, 1977. 432 с.
14. **СНиП** II-35–76. Котельные установки. М.: Стройиздат, 1977. 48 с.
15. **СНиП** 2.04.07-86. Тепловые сети.
16. **СНиП** 23-01-99. Строительная климатология.

17. **Тепловой** расчет котельных агрегатов (нормативный метод) / Под ред. Н.В. Кузнецова, М.: Энергия, 1973. 295 с.

18. **Тепловые** и атомные электрические станции: Справочник / Под общ. ред. В.А. Григорьева и В.М. Зорина. М.: Энергоиздат, 1982. 624 с.

19. **Теплотехнический** справочник / Под общ. ред. В.Н. Юрьева и П.Д. Лебедева. М.: Энергия, 1976. Т. 2. 896 с.

20. **Теплоэнергетика** и теплотехника: Общие вопросы: Справочник / Под общ. ред. В.А. Григорьева и В.М. Зорина. М.: Энергия, 1980. 528 с.

21. **Фокин В.М.** Теплогенераторы котельных. М.: Машиностроение-1, 2005. 160 с.

22. **Фокин В.М.** Энергосбережение в производственных и отопительных котельных. М.: Машиностроение-1, 2004. 180 с.

23. **Фокин В.М.** Расчет и эксплуатация теплоэнергетического оборудования котельных: Учеб. пособие с грифом УМО «Теплоэнергетика». Волгоград: ВолгГАСУ, 2004. 228 с.

24. **Фокин В.М., Бойков Г. П., Видин Ю. В.** Основы технической теплофизики. М.: Машиностроение-1, 2004. 172 с.

25. **Фокин В.М., Бойков Г. П., Видин Ю. В.** Основы энергосбережения в вопросах теплообмена. М.: Машиностроение-1, 2005. 192 с.

26. **Чепель В.М., Шур И.А.** Сжигание газов в топках котлов и печей и обслуживание газового хозяйства предприятий. Л.: Недра, 1980. 592 с.

27. **Эстеркин Р.И.** Котельные установки (курсовое и дипломное проектирование). Л.: Энергостройиздат, 1989. 280 с.

28. **ГОСТ** 21.205–93. СПДС. Условные обозначения элементов санитарно-технических систем.

29. **ГОСТ** 21. 206–93. СПДС. Условные обозначения трубопроводов.

30. **Каталог** котельно-энергетического оборудования Бийскэнергомаш-юг. 2003. 49 с.

31. **Каталог** ОАО «Белэнергомаш». Паровые и водогрейные котлы для малой энергетики. Белгород, 2001. 51 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

П1. Паровые котлы серии ДКВР и ДЕ

Параметры	ДКВР 4-13	ДКВР 6,5-13	ДКВР 10-13	ДЕ 4-14	ДЕ 6,5-14	ДЕ 10-14
Производительность пара, т/ч	4	6,5	10	4	6,5	10
Давление пара, МПа	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Расход топлива:на газе, $м^3$/ч / на мазуте, кг/ч	295 / –	478 / –	705 / –	291 / 273	472 / 443	718 / 673
Расчетный КПД брутто, %на газе / на мазуте	90,889,6	91,889,0	91,889,5	90,989,6	91,289,8	92,191,0
Температура газов на выходе из топки, ° С; газ / мазут	940–	960–	1000 / –	1009 / 967	1079 / 1044	1114 / 1069
Температура газов за котлом,° С; на газе / на мазуте	280 / 340	280 / 340	295 / 320	336 / 378	326 / 364	273 / 310
Температура уходящих топочных газов, ° С; газ / мазут	150 / 165	155 / 170	160 / 180	164 / 197	162 / 195	146 / 174
Объем топочной камеры, $м^3$	13,7	20,8	35,7	8,01	11,2	17,4

Поверхность стен топки, м^2	41,4	54	84,8	23,8	30	41,5
Радиационная поверхность, м^2	21,4	27,9	47,9	21,8	27,9	39
Параметр топки *М*	0,53	0,53	0,53	0,52	0,52	0,52
Конвективная поверхность(кипятильные пучки), м^2	116,9	197,4	230	45,0	63,3	110
Поперечный шаг труб, мм	110	110	110	110	110	110
Продольный шаг труб, мм	100	100	100	110	110	110
Площадь живого сечения для прохода топочных газов, м^2	0,84	1,24	1,28	0,34	0,35	0,41
Число рядов труб по газовому тракту (I пучок / II пучок)	20/20	22/22	22/22	19	26	41
Тип горелки	ГМ Г-2	ГМ Г-4	ГМ Г-5	ГМ-2,5	ГМ-4,5	ГМ-7

П2. Водогрейные котлы КВ-ГМ-10 (-20, -30)

Параметры	КВ-ГМ-10		КВ-ГМ-20		КВ-ГМ-30	
	газ	мазут	газ	мазут	газ	мазут
1	2	3	4	5	6	7
ТЕПЛОВАЯ МОЩНОСТЬ, МВТ / (ГКАЛ/Ч)	11,6 / 10		23,2 / 20		35 / 30	
Расход воды, т/ч	123,5		247		370	
Температура уходящих газов, °С	185	230	190	240	195	250
Температура воды, °С на входе / на выходе	70 / 150					
КПД брутто, %	91,9	88,4	91,9	88	91,2	87,7
Расход топлива:газ, м^3/ч; мазут, кг/ч	1260	1220	2520	2450	3680	3490
Гидравлическое сопротивление, кгс/см^2	1,5		2,3		1,9	
Топка						
Объем топки, м^3	38,3	38,3	61,2	61,2	77,6	77,6
Поверхность стен, м^2	82,8	82,8	114,2	114,2	137,2	137,2
Радиационная поверхность нагрева, м^2	73,6	73,6	106,6	106,6	126,9	126,9
Диаметр труб, мм	60 × 3	60 × 3	60 × 3	60 × 3	60 × 3	60 × 3
Температура газов на выходе топки, °С	1000	960	1100	1070	1160	1130
ПАРАМЕТР М	0,52	0,49	0,52	0,49	0,52	0,49
Фестон (*расположение труб шахматное*)						
ДИАМЕТР ТРУБ, ММ	60 × 3	60 × 3	60 × 3	60 × 3	60 × 3	60 × 3
Поперечный шаг труб, мм	256	256	256	256	256	256
Продольный шаг труб, мм	180	180	180	180	180	180
Поверхность нагрева, м^2	7,2	7,2	10,3	10,3	14,2	14,2
Число рядов труб	4	4	4	4	4	4
Сечение для прохода газов, м^2	2,39	2,39	4,03	4,03	5,68	5,68

Температура газов на выходе из фестона, °С	930	920	1040	1037	1098	1095

Окончание табл. П2

Параметры	КВ-ГМ-10		КВ-ГМ-20		КВ-ГМ-30	
	газ	мазут	газ	мазут	газ	мазут
1	2	3	4	5	6	7
Конвективный пучок– шахта (*расположение труб шахматное*)						
ДИАМЕТР ТРУБ, ММ	28 × 3		28 × 3		28 × 3	
Число рядов труб	64		64		64	
Поперечный шаг труб, мм	64		64		64	
Продольный шаг труб, мм	42		42		42	
Поверхность нагрева, $м^2$	221,5		406,5		592,6	
Сечение для прохода топочных газов, $м^2$	1,43		2,57		3,7	
Газовое сопротивление, $Н/м^2$	430	450	560	590	640	655
Тип вентилятора	ВД-10		ВД-15,5		ВД-15,5	
Тип горелок	РГМГ-10		РГМГ-20		РГМГ-30	
Число горелок	1		1		1	

П3. Водогрейные котлы КВ-ГМ-50, КВ-ГМ-100

Характеристика котла	КВ-ГМ-50	КВ-ГМ-100
Теплопроизводительность, Гкал/ч, МВт	50 / 58	100 / 116
Расход топлива: газ, $м^3/ч$; мазут, кг/ч	6260 / 5750	12 520 / 11 500
КПД брутто, %: газ / мазут	92,5 / 91,1	92,5 / 91,3
Температура уходящих газов, °С, газ / мазут	180 / 140	180 / 140
Объем топочной камеры, $м^3$	251	388
Лучевоспринимающая поверхность, $м^2$	245	325
Конвективная поверхность нагрева, $м^2$	1223	2385
Расход воды, т/ч: основной /пиковый режим	618 / 1230	1235 / 2460
Рабочее давление воды, $кгс/см^2$	10…25	10…25
Гидравлическое сопротивление, $кгс/см^2$: основной режим / пиковый режим	1,33 / 0,75	1,65 / 0,79
Сопротивление газового тракта, мм вод. ст.	100	120
Глубина топки $L1$, мм	4160	6540
Глубина конвективной шахты $L2$, мм	1664	3168
Длина котла $L3$, мм	5900	9558
Длина котла (включая площадки) $L4$, мм	9500	14 160

П4. Энтальпия топочных газов и воздуха

Температура, °С	**Энтальпия 1 $м^3$, $кДж/м^3$**			
	$(c\vartheta)_{RO_2}$	$(c\vartheta)_{N_2}$	$(c\vartheta)_{H_2O}$	$(c\vartheta)_{в}$

100	**170**	**130**	**151**	**133**
200	**359**	**261**	**305**	**267**
300	**561**	**393**	**464**	**404**
400	**774**	**528**	**628**	**543**
500	**999**	**665**	**797**	**686**
600	**1226**	**806**	**971**	**832**
700	**1466**	**949**	**1151**	**982**
800	**1709**	**1096**	**1340**	**1134**
900	**1957**	**1247**	**1529**	**1285**
1000	**2209**	**1398**	**1729**	**1440**
1100	**2465**	**1549**	**1932**	**1600**
1200	**2726**	**1701**	**2138**	**1760**
1300	**2986**	**1856**	**2352**	**1919**
1400	**3251**	**2016**	**2566**	**2083**
1500	**3515**	**2171**	**2789**	**2247**
1600	**3780**	**2331**	**3011**	**2411**
1700	**4049**	**2490**	**3238**	**2574**
1800	**4317**	**2650**	**3469**	**2738**
1900	**4586**	**2814**	**3700**	**2906**
2000	**4859**	**2973**	**3939**	**3074**

П5. Потери теплоты от наружного охлаждения

Паровой котел		Водогрейный котел	
Номинальная производительность, т/ч	$q_{5\ ном}$, %	Номинальная мощность, МВт	$q_{5\ ном}$, %
2,5	3,4	1	5,0
4	2,9	5	1,7
6,5	2,2	10	1,5
10	1,7	20	1,2
15	1,5	30	1,0
25	1,2	50	0,8

П6. Значения коэффициента *m*

Значения q_v, кВт/м^3	Газ	Мазут
	m	*m*
≤ 400	0,10	0,55
400…500	0,15	0,60
500…600	0,20	0,65
600…700	0,25	0,70
700…800	0,30	0,75
800…900	0,35	0,80
900…1000	0,40	0,85
1000…1100	0,45	0,90
1100…1160	0,50	0,95
≥1160	0,60	1,0

П7. Конструктивные характеристики труб чугунных экономайзеров ВТИ

Характеристика одной трубы	Длина труб *l*, мм			
	1500	2000	2500	3000
Площадь поверхности нагрева с газовой стороны $H_{тр}$, м^2	2,18	2,95	3,72	4,49

Площадь живого сечения для прохода топочных газов $F_{тр}$, м^2	0,088	0,120	0,152	0,184

П8. Габаритные размеры горелок ГМ на котлах ДЕ
(см. рис. П23)

Параметры	ДЕ-4-14	ДЕ-6,5-14	ДЕ-10-14
Размеры, мм	ГМ-2,5	ГМ-4,5	ГМ-7
L	800	840	910
L_1	260	300	370
D_1	642	728	850
D_2	545	630	715
D_3	312	407	458
D_4	685	770	885

П9. Установочные размеры горелок ГМГм на котлах ДКВР
(см. рис. П21)

Параметры	ДКВР-2,5-13	ДКВР-4-13	ДКВР-6,5-13	ДКВР-10-13
Размеры, мм	ГМГ-1,5м	ГМГ-2м	ГМГ-4м	ГМГ-5м
Ж	325	325	445	445
Б	280	280	390	390
В	550	550	880	800
Г	50	60	80	80
Д	250	250	320	320
Е	125	150	200	250
D	244	267	365	369

П10. Габаритные размеры горелок ГМГм
(см. рис. П22)

Параметры, мм	ГМГ-1,5м	ГМГ-2м	ГМГ-4м	ГМГ-5м
H	520	520	600	600
D	244	267	365	369
D_1	108	108	159	159
D_2	276	276	375	375
L	980	980	1217	1205
L_1	34	34	50	50
L_2	267	267	378	378
L_3	240	240	318	318
L_4	312	312	431	431
h_1	180	180	235	235
h_2	250	250	360	360
d	6,8	8,0	11,5	14,0
d_1	6,5	6,5	8,8	10,0
d_2	1,8	2,0	2,8	3,0
d_3	5	6	7,2	8,8
d_4	34	34	42	42

П11. Контрольные вопросы для самопроверки

Перечень примерных вопросов	Ответы
1. Состав и свойства жидкого и газообразного топлива	п. 3.3, 3.4
2. Низшая и высшая теплота сгорания топлива. Почему в расчетах используется низшая теплота сгорания топлива?	п. 3.5
3. Особенности процесса горения органического топлива	п. 3.1
4. Коэффициент избытка воздуха и почему в топку воздуха подается больше, чем теоретически необходимо?	п. 3.8
5. Почему коэффициенты избытка воздуха в уходящих топочных газах больше, чем в топке?	п. 3.8
6. Для чего составляется уравнение теплового баланса?	п. 3.9
7. Чем отличаются КПД брутто и нетто?	п. 3.10
8. Тепловые потери котла и их влияние на КПД?	п. 3.11
9. Назначение обдувочного аппарата	п. 7.1
10. Мероприятия по предохранению теплогенератора от высоко- и низкотемпературной коррозии	п. 7.1
11. Устройство и работа водяного экономайзера	п. 7.2
12. Устройство и работа горелки, установленной в топке	п. 4.4
13. Устройство и назначение обмуровки и футеровки	п. 4.1
14. Назначение гарнитуры и арматуры: вентиля, задвижки, обратного и предохранительного клапана	п. 2.1
15. Назначение контрольно-измерительных приборов	п. 2.2
16. Продувка манометра и водоуказательного стекла	п. 2.2
17. Понятие ВДУ, НДУ и запаса питания	п. 2.2
18. Назначение паросепарационных устройств и место их установки	п. 7.4
19. За счет чего осуществляется естественная циркуляция в парогенераторе? Кратность циркуляции. За счет чего происходит нарушение циркуляции?	п. 5.1
20. Устройство и работа теплогенераторов	разд. 5, 6
21. Причины выбора скоростей рабочего тела в основных элементах теплогенератора	п. 7.2 – 7.4
22. Из каких слагаемых состоит коэффициент теплопередачи в различных элементах котельного агрегата?	п. 8.6
23. Как зависит коэффициент теплоотдачи конвекцией от скорости потока, диаметра и расположения труб?	прил.

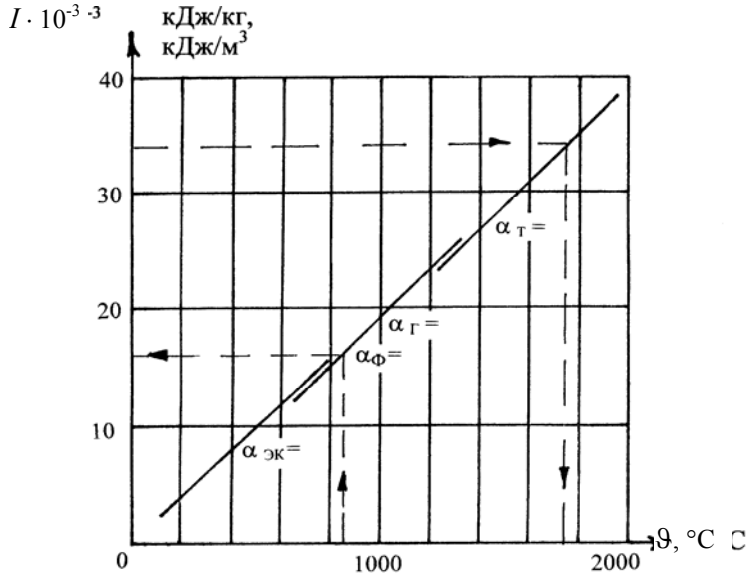


Рис. П1. Общий вид диаграммы *I* – ϑ (энтальпия – температура)

продуктов сгорания органического топлива (топочных газов)

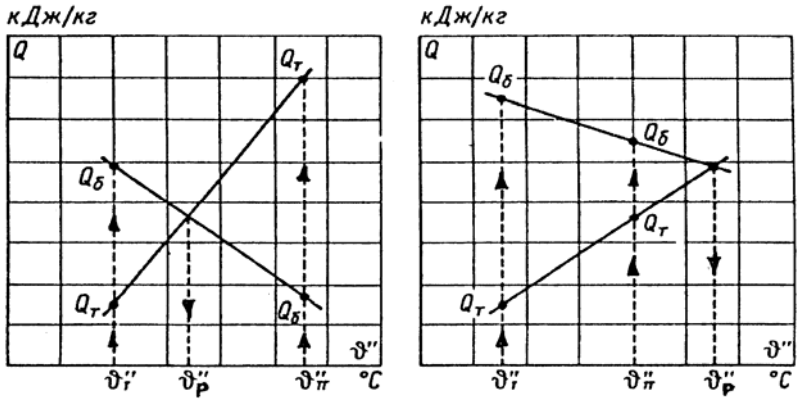


Рис. П2. Графическое определение расчетной температуры топочных газов на выходе из газохода (конвективного пучка)

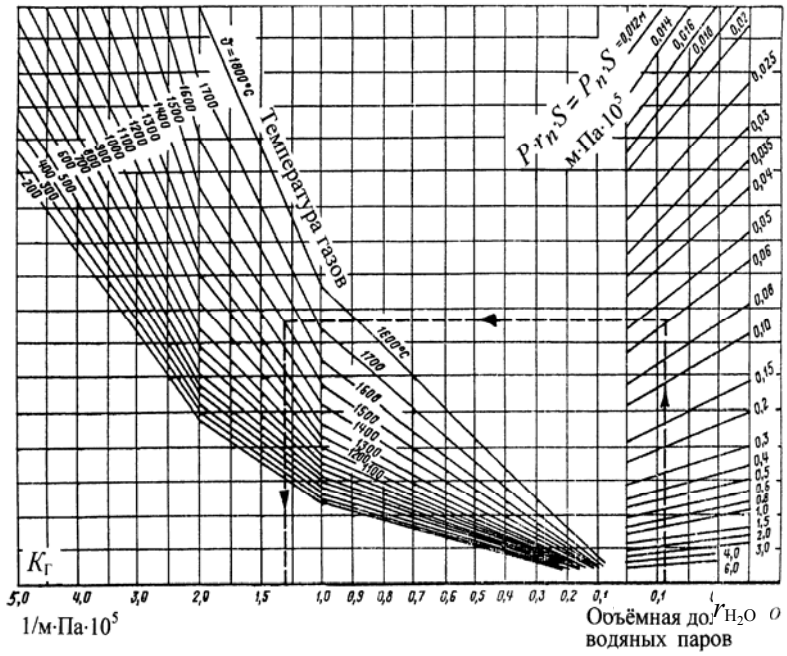


Рис. П3. Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами

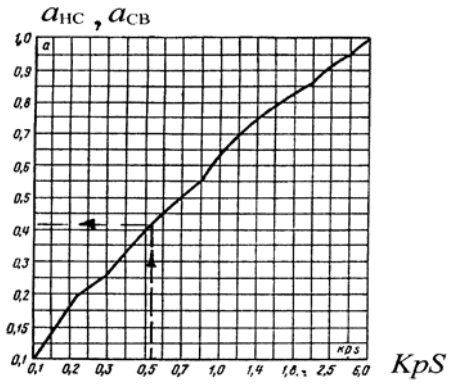


Рис. П4. Степень черноты продуктов сгорания *a* в зависимости от суммарной оптической толщины среды *KpS*

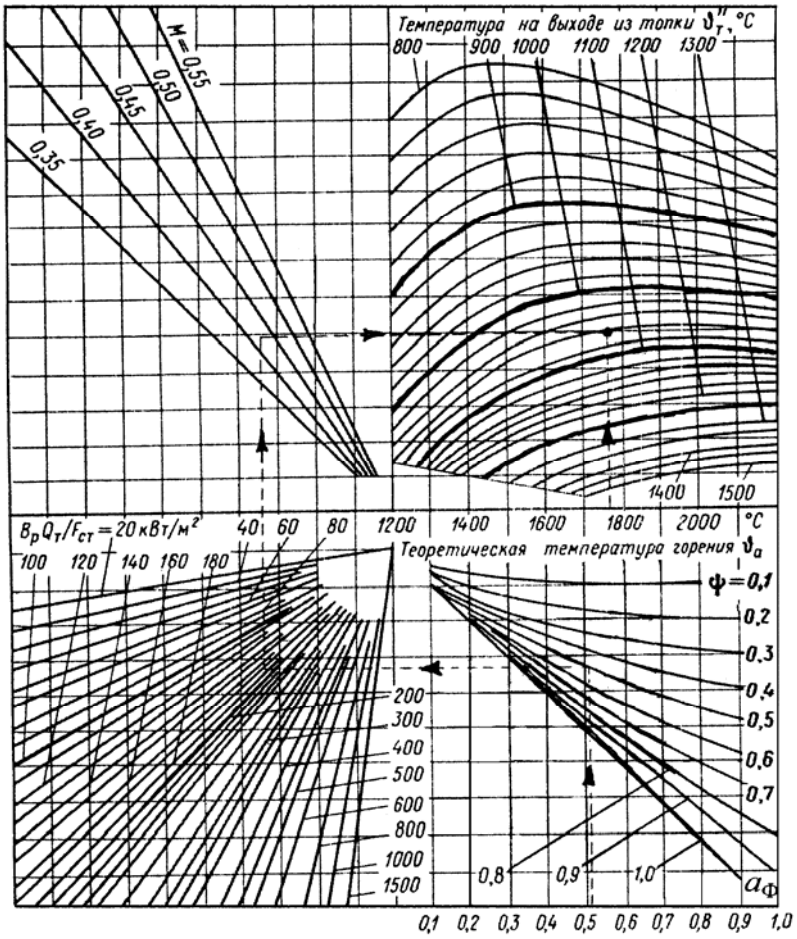


Рис. П5. Расчет теплопередачи в топках.
Расчет действительной температуры топочных газов на выходе из топки

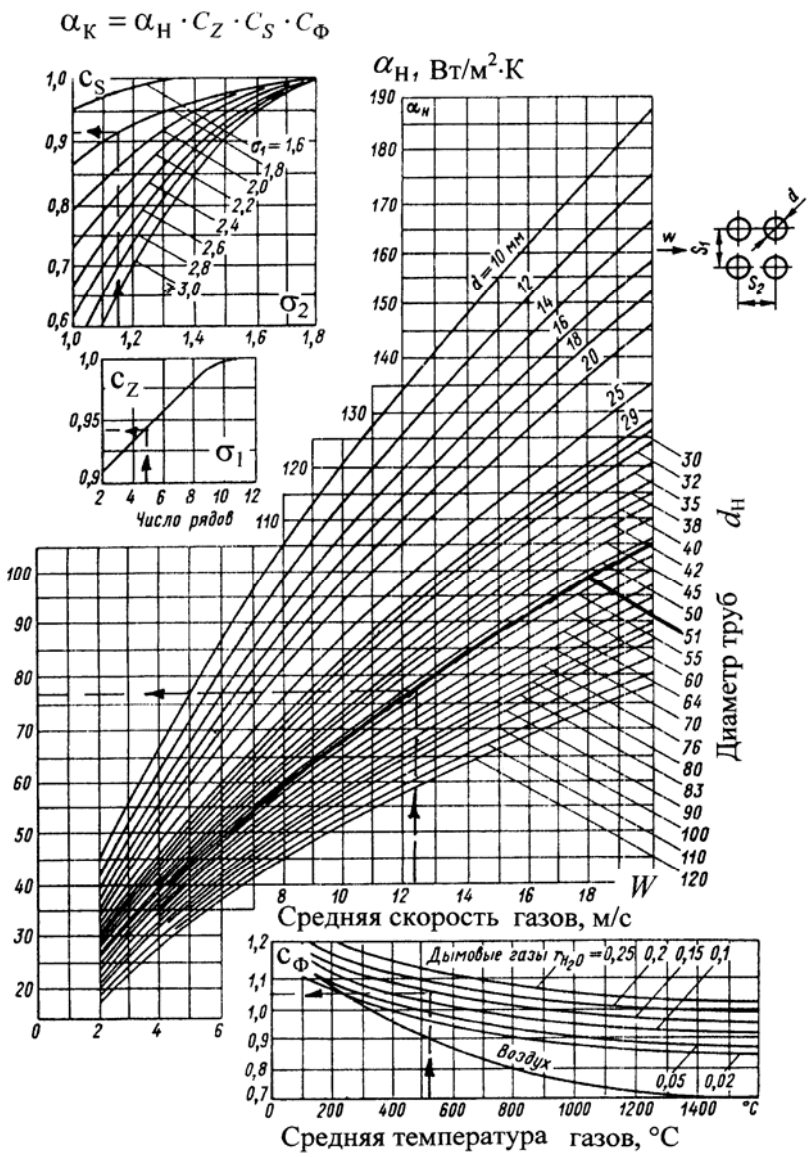
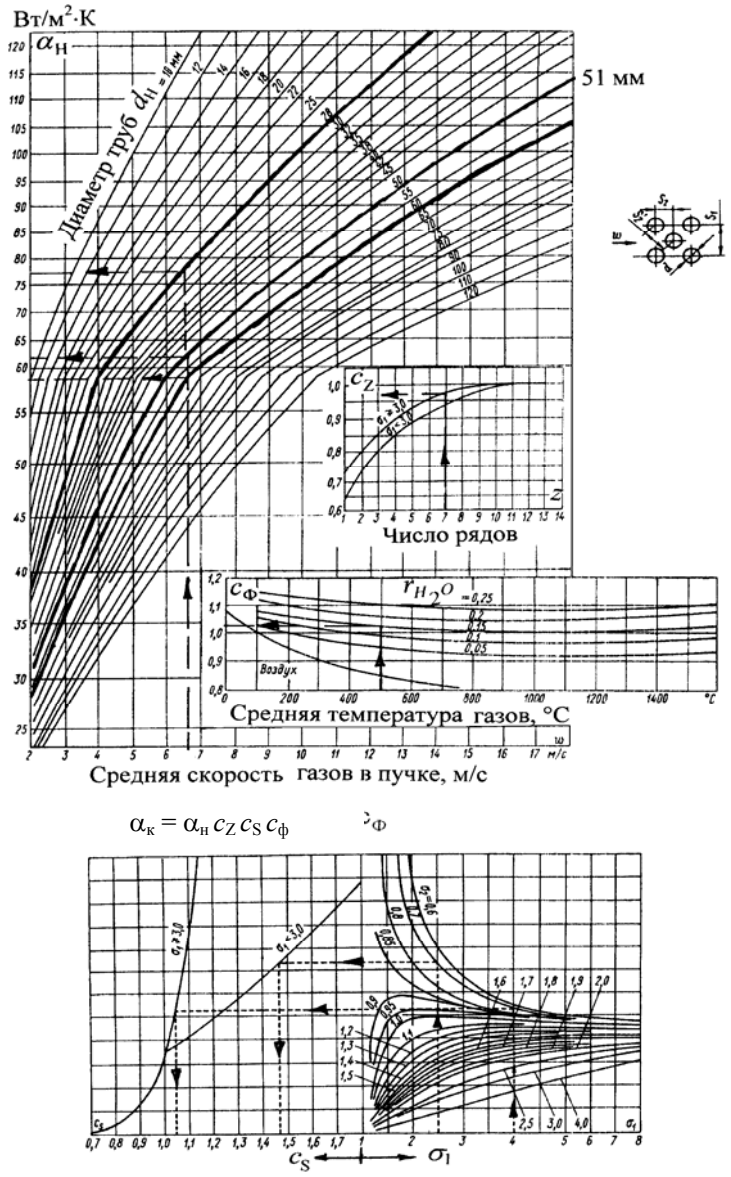


Рис. П6. Коэффициент теплоотдачи конвекцией при поперечном омывании коридорных гладкотрубных пучков



$$\alpha_к = \alpha_н c_Z c_S c_ф \qquad c_Ф$$

Рис. П7. Коэффициент теплоотдачи конвекцией при поперечном омывании шахматных гладкотрубных пучков

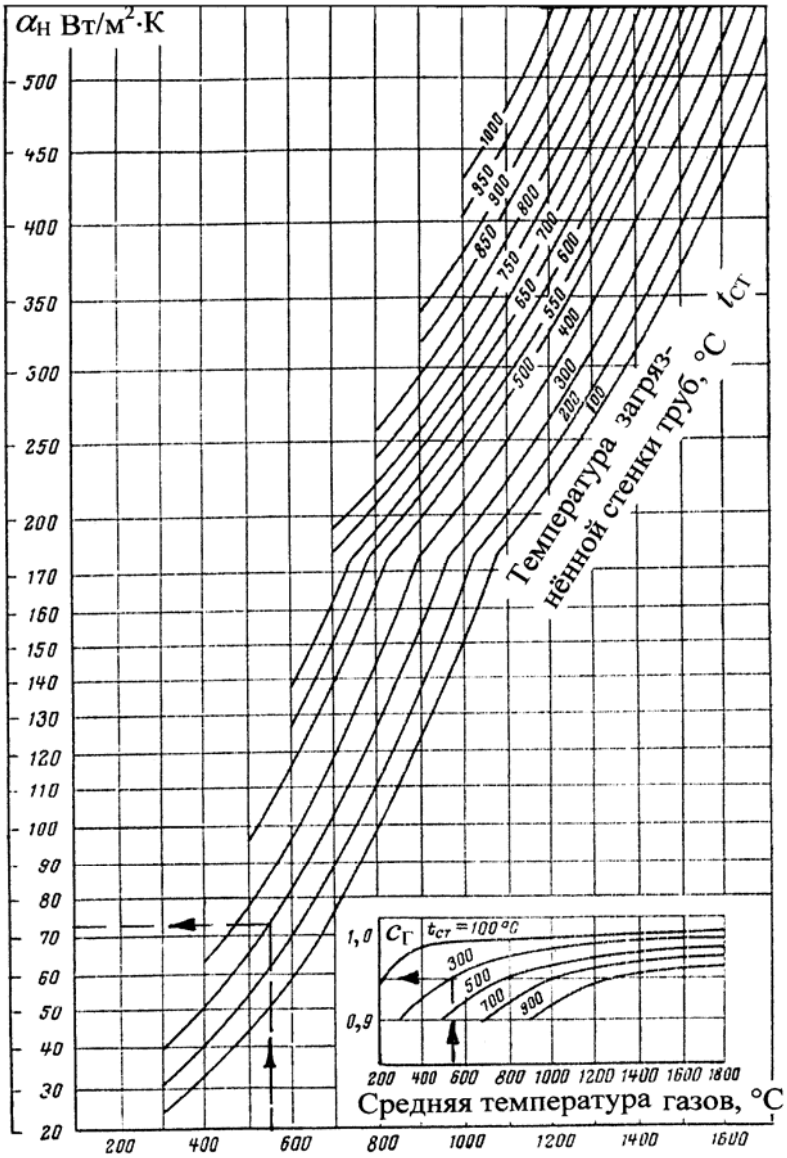


Рис. П8. Коэффициент теплоотдачи излучением

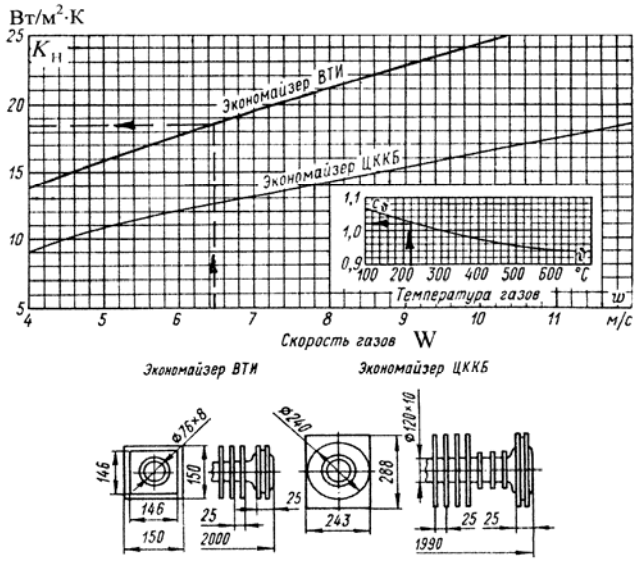


Рис. П9. Коэффициент теплопередачи чугунных экономайзеров

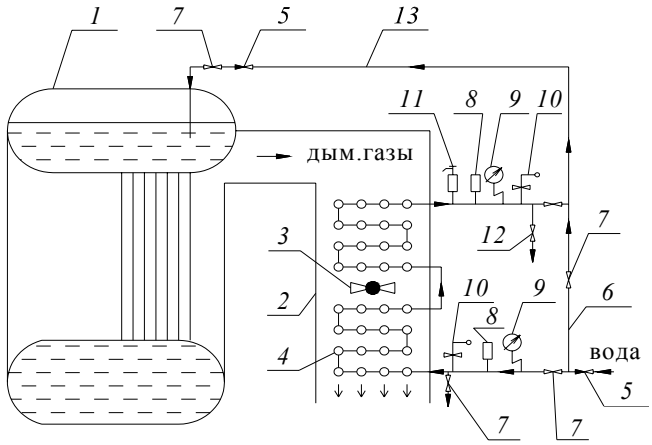


Рис. П10. Схема обвязки чугунного экономайзера:
1 – верхний барабан парового котла; *2* – обмуровка экономайзера; *3* – обдувочный паровой аппарат; *4* – чугунные ребристые трубы; *5* – обратный клапан; *6* – обводная линия (байпас); *7* – вентили; *8* – термометр; *9* – манометр; *10* – предохранительный клапан; *11* – воздухосборник; *12* – сгонная линия; *13* – питательная линия

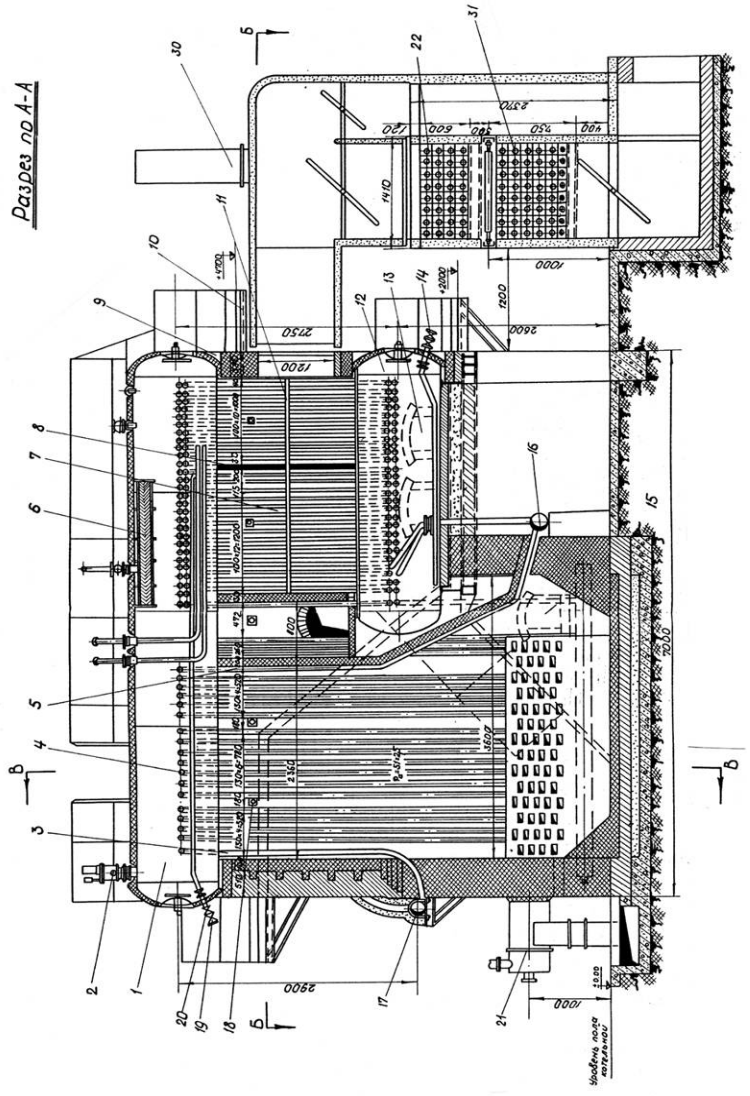


Рис. П11. Продольный разрез теплогенератора ДКВР-10-13

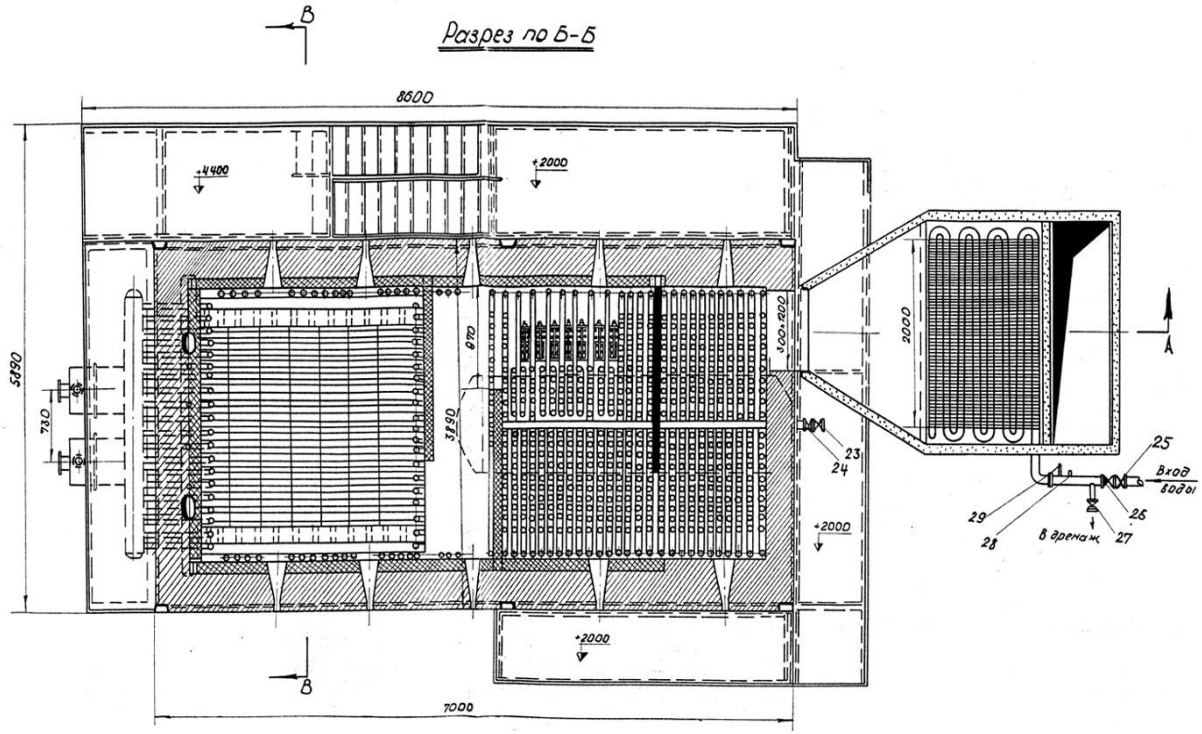


Рис. П12. Разрез (в плане) теплогенератора ДКВР-10-13

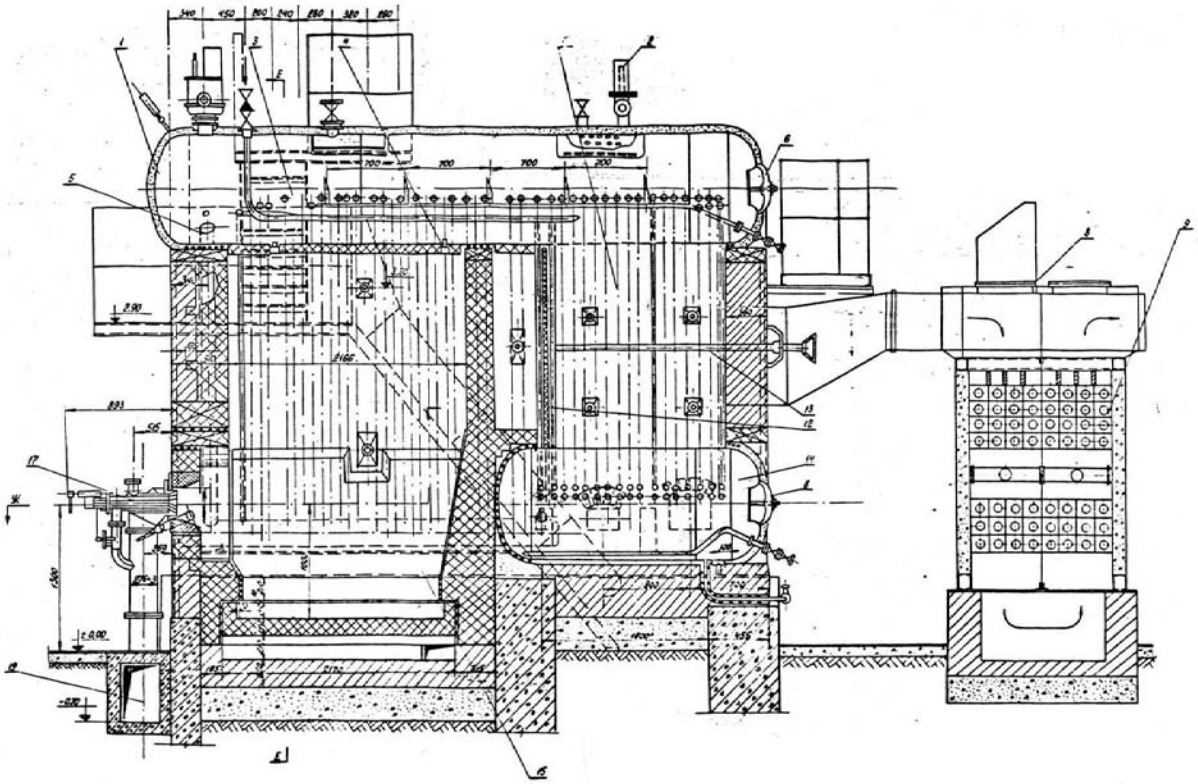


Рис. П13. Продольный разрез теплогенератора ДКВР-6,5-13

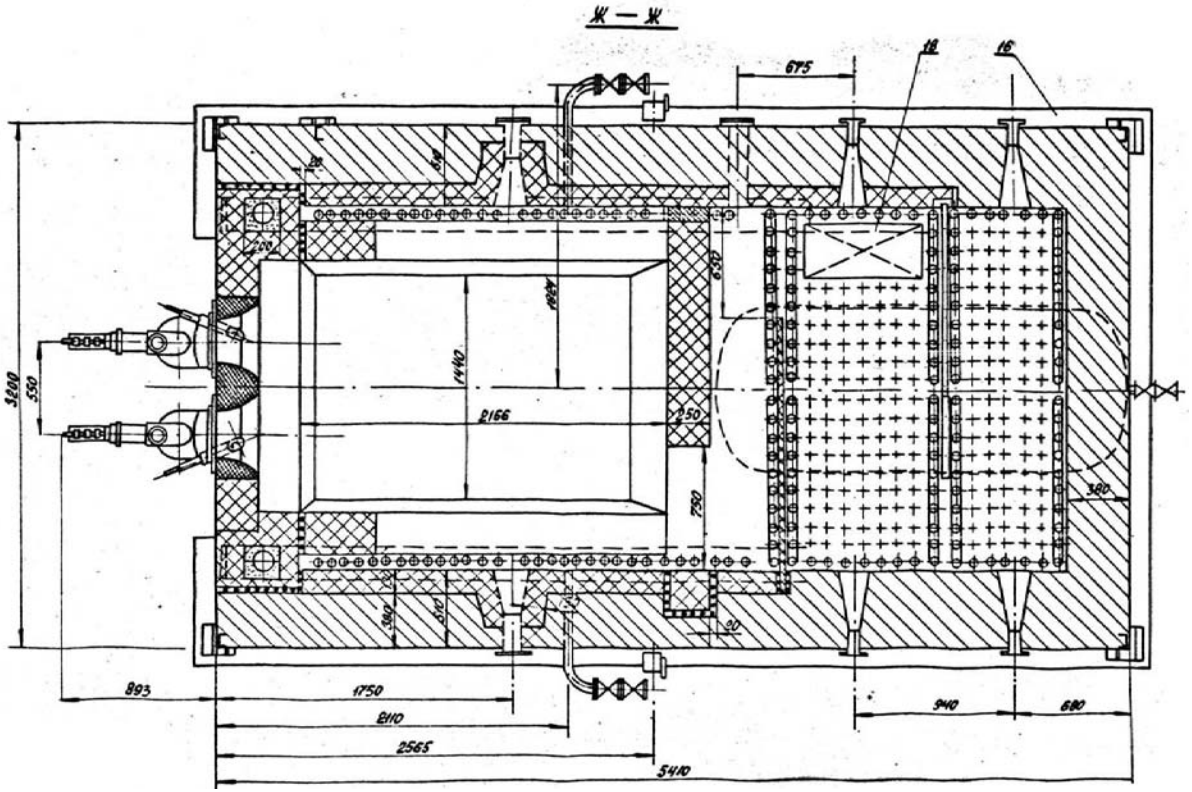


Рис. П14. Разрез (в плане) теплогенератора ДКВР-6,5-13

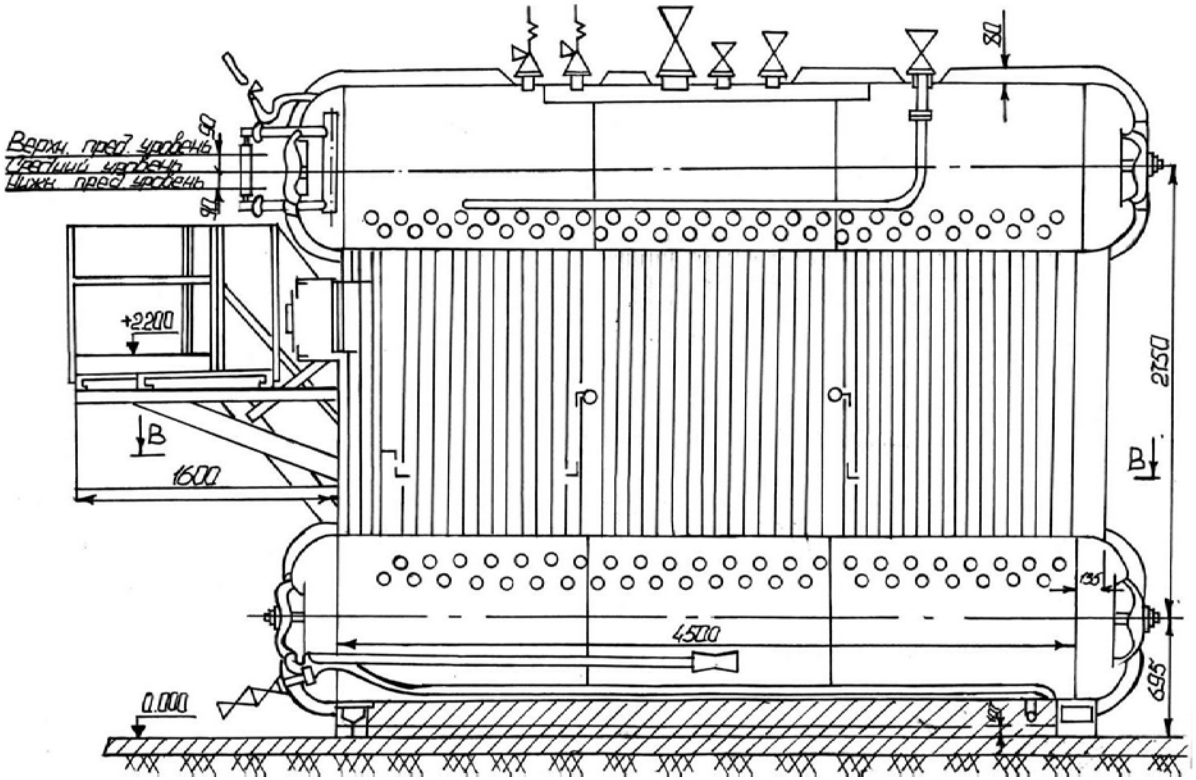


Рис. П15. Продольный разрез теплогенератора ДЕ-10-14

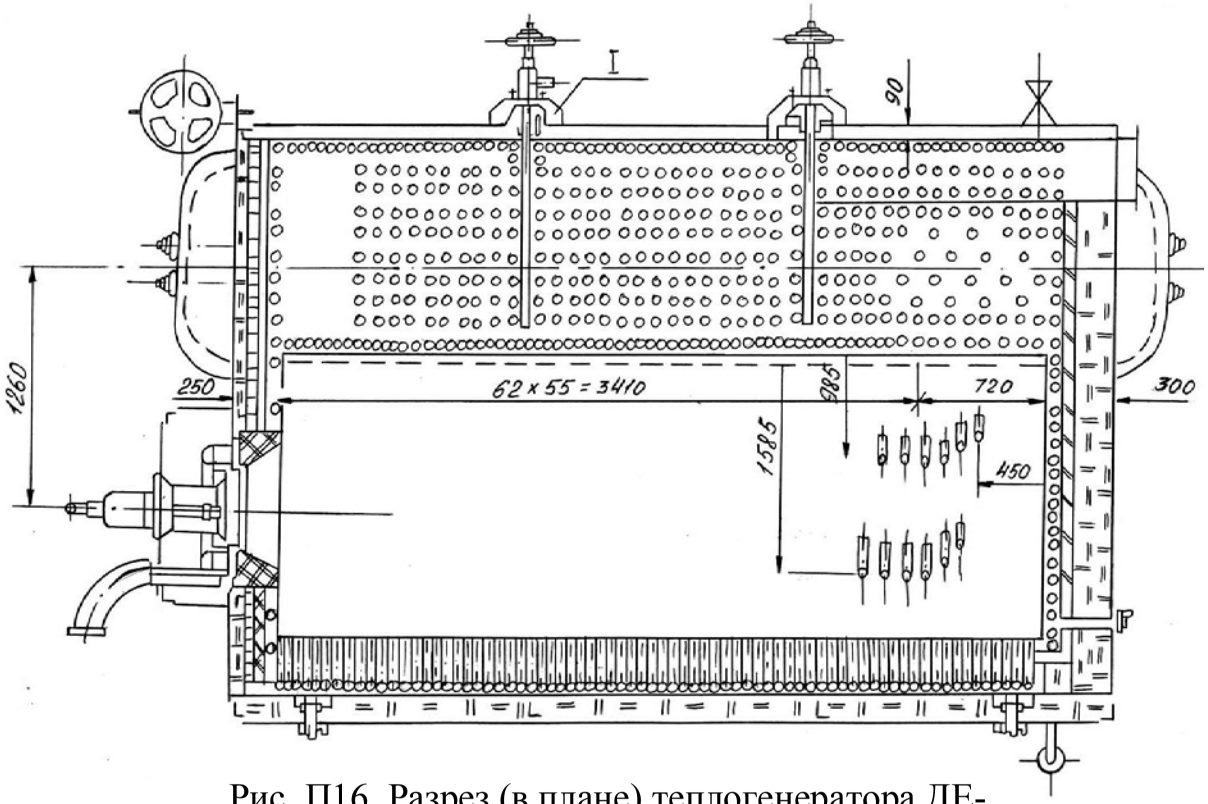


Рис. П16. Разрез (в плане) теплогенератора ДЕ-

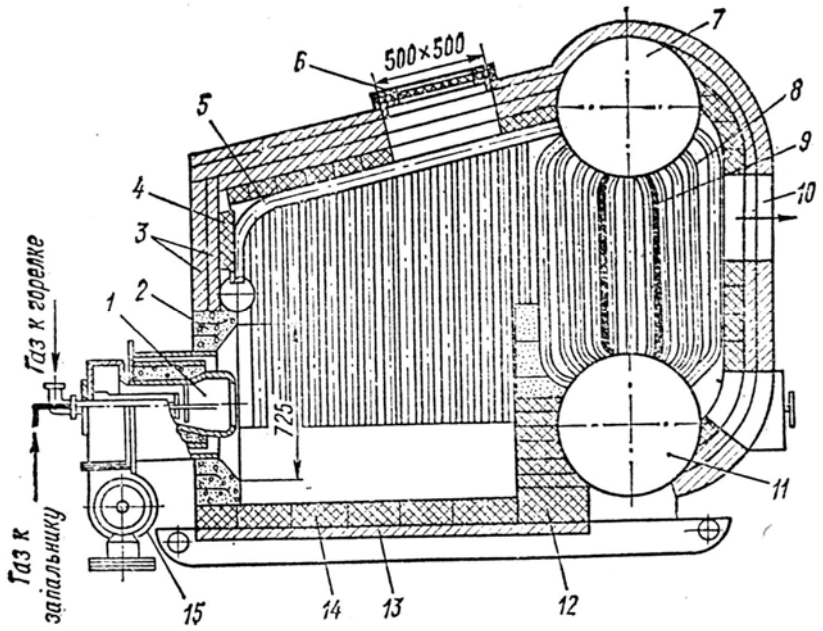


Рис. П17. Продольный разрез теплогенератора Е-1-9Г:
1 – горелка Г-1; *2* – амбразура для установки горелки;
3, *4* – обмуровка (совелит и огнеупорный кирпич); *5* – потолочный экран;
6 – взрывной предохранительный клапан; *7* – верхний барабан;
8 – кипятильные трубы конвективной поверхности нагрева;
9 – перегородка из жаростойкой стали между первым и вторым газоходами;
10 – отверстие для выхода топочных газов; *11* – нижний барабан;
12 – стенка, отделяющая топку от конвективной части;
13, *14* – под топки (диатомовый и огнеупорный кирпич);
15 – вентилятор среднего давления

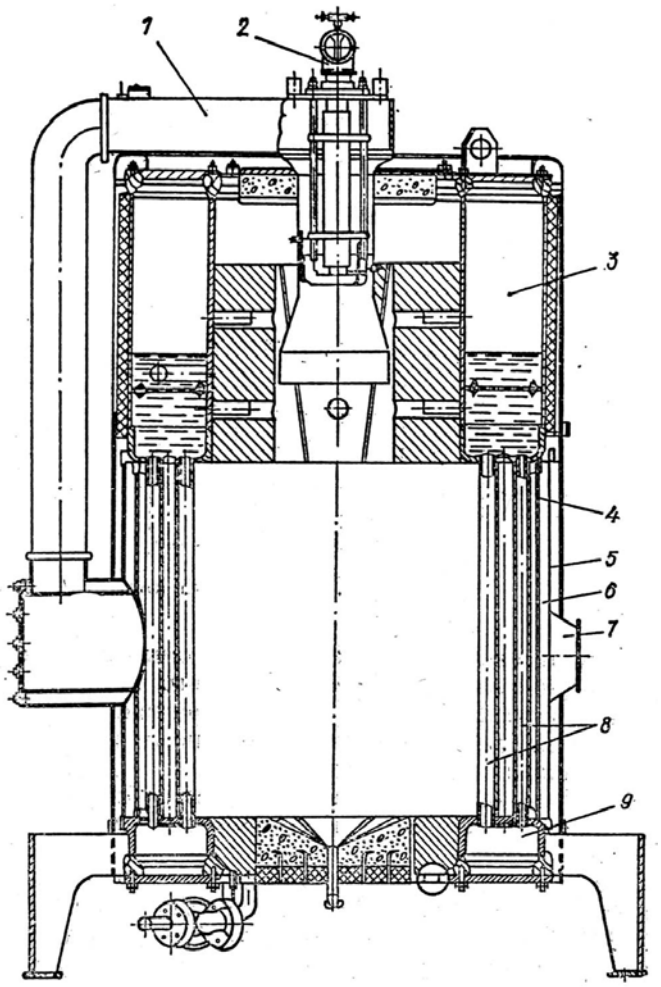


Рис. П18. Продольный разрез теплогенератора МЗК-7АГ-1 (Е-1-9ГН):
***1* – воздушный регистр; *2* – горелка; *3* – верхняя кольцевая камера;**
***4* – внутренняя жаростойкая обшивка; *5* – наружная стальная обшивка;**
***6* – кольцевой канал для прохода воздуха; *7* – патрубок для подачи воздуха;**
***8* – два (или три) ряда прямых вертикальных кипятильных труб;**
***9* – нижняя кольцевая камера**

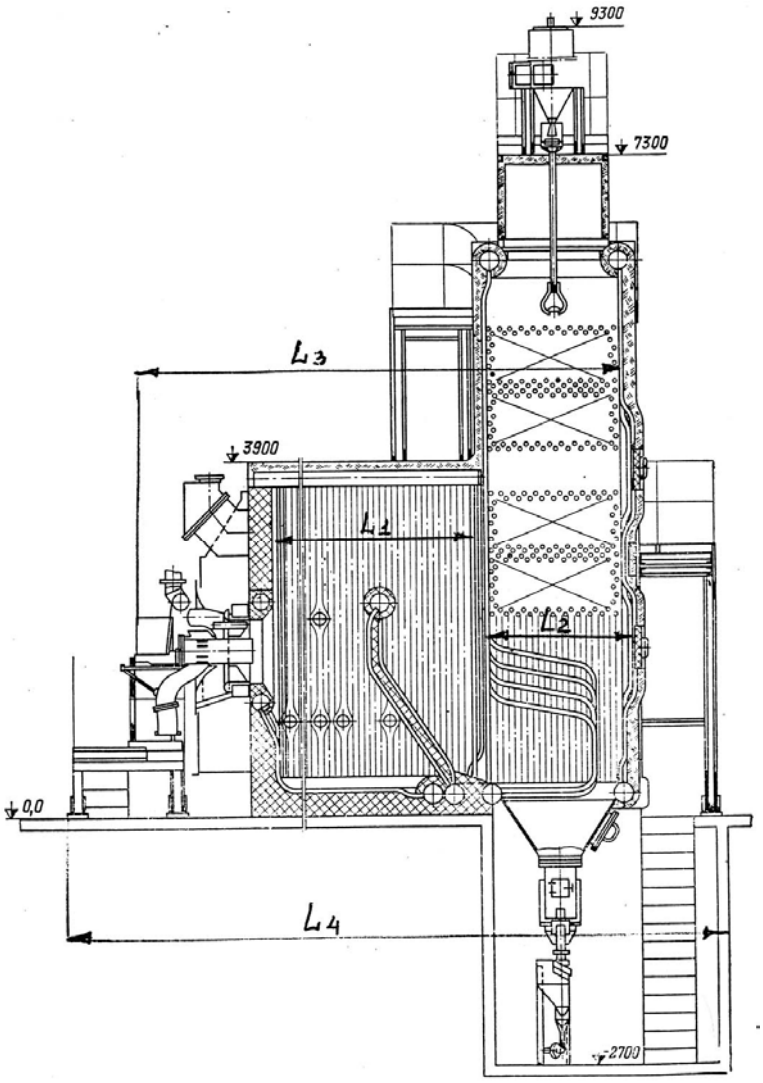


Рис. П19. Продольный разрез водогрейных котлов КВ-ГМ-10 (-20, -30)

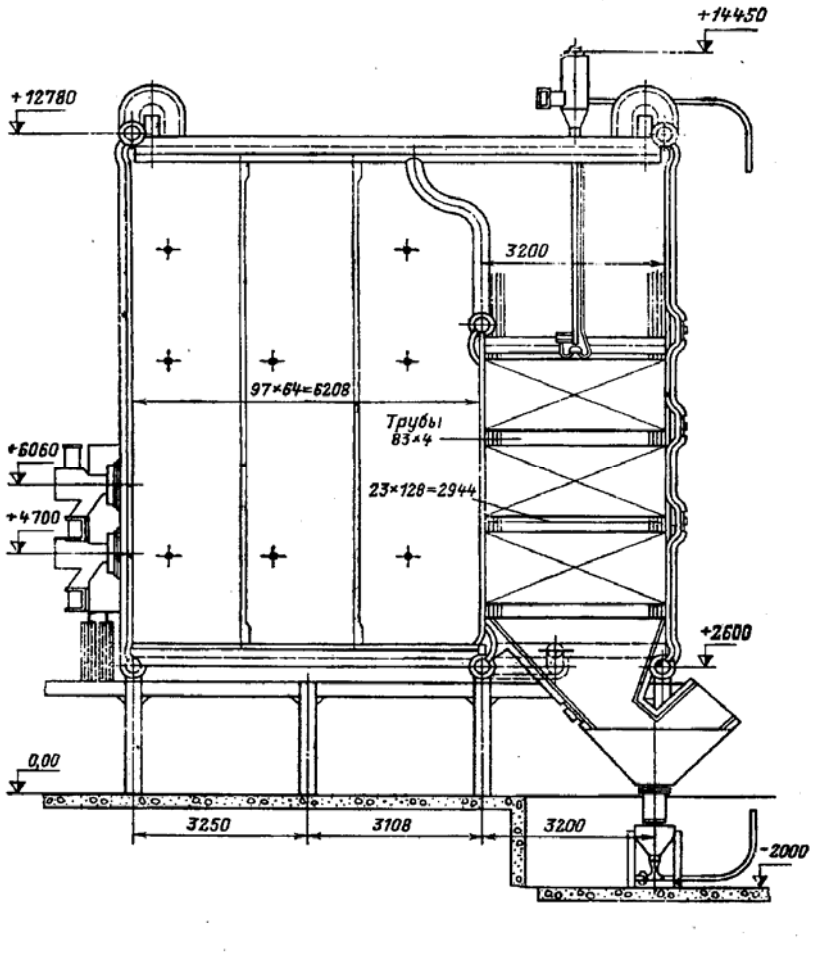


Рис. П20. Продольный разрез котлов КВ-ГМ-100

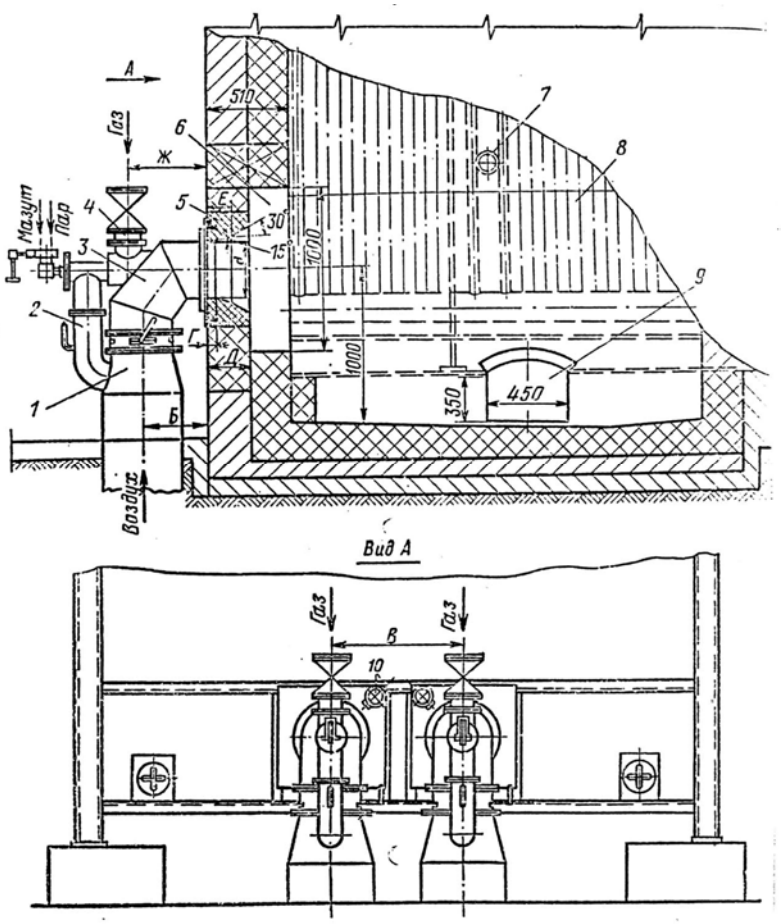


Рис. П21. Схема установки газомазутных горелок ГМГ на котлах ДКВР:

1, *2* – воздуховоды вторичного и первичного воздуха; *3* – горелка; *4* – газопровод; *5* – конический туннель; *6* – амбразура; *7* – смотровой лючок (гляделка); *8* – футеровка; *9* – лаз; *10* – запальное защитное устройство (ЗЗУ)

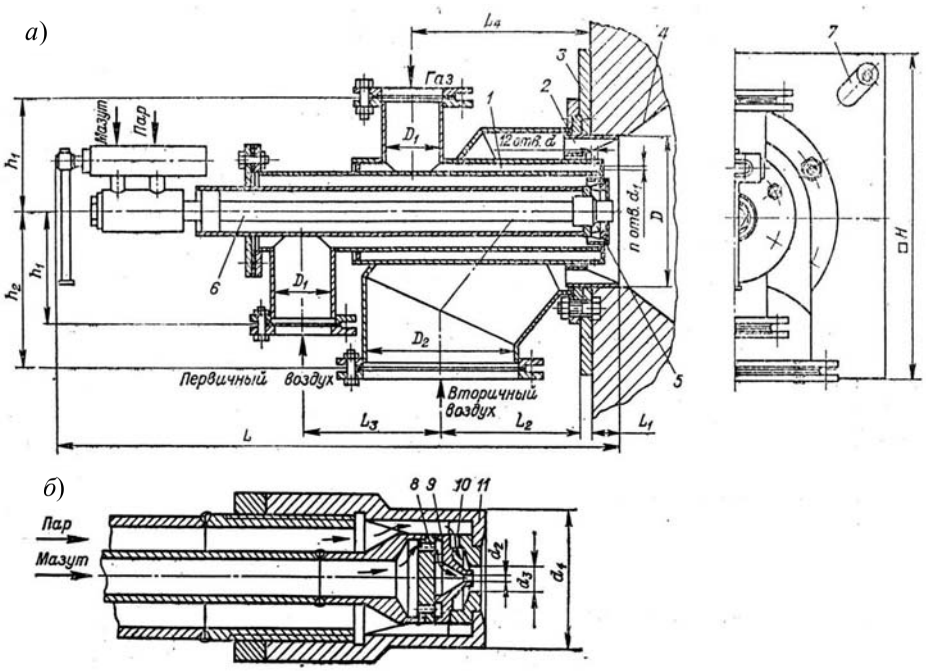


Рис. П22. Устройство газомазутной горелки ГМГм:

а – горелка в сборе; *б* – мазутная форсунка в отдельности;
1 – канал подачи газа и первичного воздуха; *2* – лопаточный завихритель вторичного воздуха; *3* – монтажная плита;
4 – конический керамический туннель (амбразура); *5* – лопаточный завихритель первичного воздуха;
6 – паромеханическая форсунка; *7* – стакан на монтажной плите для установки запального защитного устройства (ЗЗУ);
8 – шайба распределительная с отверстиями; *9*, *10* – завихрители топливный и паровой;

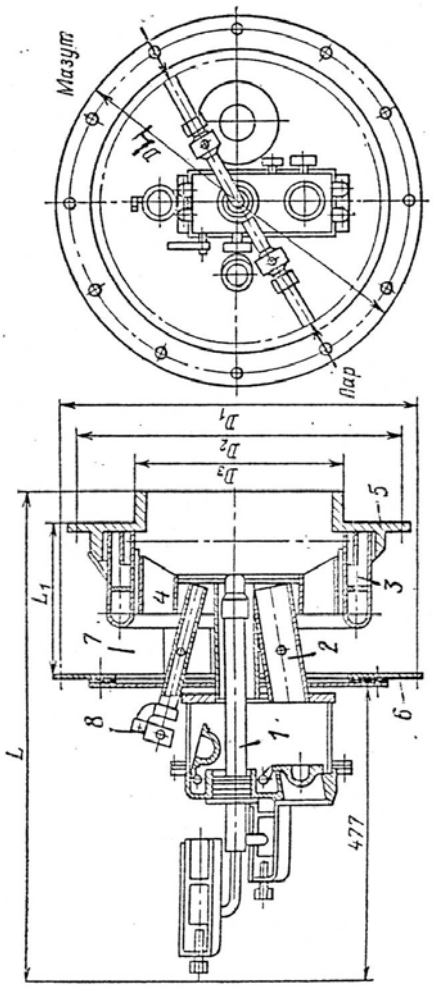


Рис. П23. Устройство газомазутной горелки ГМ:

1 – паромеханическая форсунка; *2* – трубка установки сменной форсунки; *3* – газовый кольцевой коллектор; *4* – лопатки направляющего устройства; *5* – монтажная плита фронта котла; *6* – металлическая стенка; *7* – короб первичного воздуха; *8* – запальное защитное устройство (ЗЗУ)

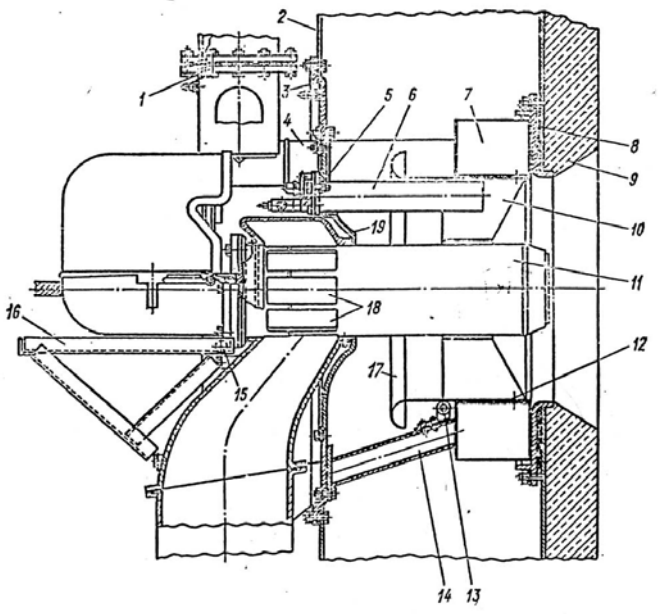


Рис. П24. Устройство ротационной газомазутной горелки РГМГ-10 (-20, -30):

1 – газопровод; *2* – воздушный короб; *3* – кольцо рамы; *4* – газовая труба;

5, *6* – труба установки запального защитного устройства (ЗЗУ) и фотодатчика;
7 – газовая камера; *8* – переднее кольцо воздухонаправляющего устройства;
9 – конический керамический туннель (амбразура);
10 – завихрители воздухонаправляющего устройства;
11– ротационная форсунка;
12 – газовые выпускные отверстия;
13 – рамка для центровки завихрителя вторичного воздуха;
14 – опорная труба; *15* – подшипник направляющей рамы;
16 – направляющая рама; *17* – воздушный шибер;
18 – окно для подвода воздуха к завихрителю; *19* – крышка горелки

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ …….. 3
ВВЕДЕНИЕ ……... 4
1. КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТАНОВОК ……... 5
1.1. Классификация теплогенерирующих установок …….. 5
1.2. Конструктивные особенности котельных ……. 7
1.3. Общие положения работы ТЭЦ ……... 11
1.4. Общие положения работы АТЭЦ ...…… 12
1.5. Электродные котлы ……..…… 14
1.6. Гелиоустановки ……...…….. 20
1.7. Геотермальные установки …….……... 36
1.8. Котлы-утилизаторы …….…… 38
1.9. Производство тепловой энергии из биомассы ……..… 39
1.10. Теплонасосные установки …….. 44
2. БЕЗОПАСНОСТЬ РАБОТЫ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК …….. 48
2.1. Арматура и гарнитура ……..…… 48
2.2. Контрольно-измерительные приборы ……. 52
2.3. Системы автоматики регулирования …….. 61
2.4. Приборы безопасности. …… 64
3. ОСНОВЫ ГОРЕНИЯ И ТЕПЛОВОГО БАЛАНСА……..… 66
3.1. Общие понятия топлива и горения ……. 66
3.2. Состав твердого и жидкого топлива…… 67
3.3. Свойства жидкого топлива …….. 69
3.4. Состав и свойства газообразного топлива ……..…… 69
3.5. Теплота сгорания топлива ….……... 71
3.6. Способы сжигания органического топлива ……... 71
3.7. Расчет горения органического топлива …….. 74
3.8. Коэффициент избытка воздуха …… 76
3.9. Уравнение теплового баланса …….. 76
3.10. Коэффициент полезного действия и расход топлива теплогенератора ……... 78
3.11. Тепловые потери теплогенератора ……..…….. 79
4. ТОПОЧНЫЕ И ГОРЕЛОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА ……. 81
4.1. Топочные устройства ……... 81
4.2. Горелочные устройства …… 83
4.3. Газовые запальные устройства …… 88
4.4. Газомазутные горелки …….. 89
4.5. Тягодутьевые устройства …… 94

5. ПАРОВЫЕ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРЫ ……... 97
5.1. Принцип работы паровых теплогенераторов…….. 97
5.2. Устройство и работа теплогенератора ДКВР-10-13-250 ГМ 100
5.3. Устройство и работа теплогенератора ДЕ-10-14 ГМ …… 104
5.4. Устройство и работа теплогенератора БГМ-35 ……. 110
5.5. Устройство и работа теплогенератора Е-1-9 …….. 114
5.6. Устройство и работа котла МЗК-7АГ-1 …….. 117
6. ВОДОГРЕЙНЫЕ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРЫ ……. 120
6.1. Особенности работы водогрейных теплогенераторов ….. 120
6.2. Устройство и работа теплогенератора ПТВМ-50 ……... 123
6.3. Устройство и работа котла КВ-ГМ-10-150 …… 126
6.4. Устройство и работа котла КВ-ГМ-50-150 …… 130
7. ХВОСТОВЫЕ ПОВЕРХНОСТИ НАГРЕВА …….. 135
7.1. Коррозия поверхностей нагрева …….. 135
7.2. Водяные экономайзеры …… 136
7.3. Воздухоподогреватели ……. 138
7.4. Пароперегреватели и сепараторы пара ……... 139
8. ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРА ……. 141
8.1. Организация проектирования …….. 141
8.2. Состав топлива, параметры теплоносителя и конструктивные характеристики теплогенератора ……. 143
8.3. Расчет объемов и энтальпий продуктов сгорания и воздуха 144
8.4. Тепловой баланс и расход топлива …… 147
8.5. Расчет топочных камер …… 151
8.6. Расчет конвективных поверхностей нагрева паровых и водогрейных теплогенераторов …….. 156
8.7. Расчет водяных экономайзеров ……... 165
8.8. Невязки теплового баланса теплогенератора ……. 168
8.9. Расчет пароперегревателей и воздухоподогревателей ….. 170
9. ПОДГОТОВКА ВОДЫ И ТОПЛИВА В КОТЕЛЬНЫХ ….. 171
9.1. Основные показатели и нормы качества воды ……..... 171
9.2. Фильтрация и коагуляция воды ……... 174
9.3. Внутрикотловое умягчение воды …… 174
9.4. Водоумягчение методом катионирования ……. 176
9.5. Na- и H-катионирование ……..…… 179
9.6. Деаэрация питательной воды …….. 180
9.7. Продувка котельных агрегатов ……... 181
9.8. Ступенчатое испарение …… 182
9.9. Трубопроводы и питательные устройства ……... 182
9.10. Топливное хозяйство котельной ..……... 184
10. ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК …..….. 188
10.1. Общие правила безопасности в котельной …….. 188
10.2. Права и обязанности персонала ..…….. 189
10.3. Подготовка котла к растопке ….……... 191
10.4. Растопка котла ……..…. 192
10.5. Включение котла в работу …… 194
10.6. Работа котла ……..…….. 195
10.7. Остановка котла …… 196
10.8. Аварийная остановка котла ……..…… 197
10.9. Возможные аварии в котельной и их ликвидация …….. 199
10.10. Очистка котлов от накипи ……... 201
10.11. Консервация котлов и другие мероприятия …….. 201
10.12. Противопожарная безопасность ……...…….. 202

10.13. Электрооборудование котельной ……...…… 203
10.14. Загазованность котельной …..…….…… 204
10.15. Оказание первой медицинской помощи ……. 205
10.16. Ремонтные работы …… 206
ЗАКЛЮЧЕНИЕ ……... 207
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ …….. 208
ПРИЛОЖЕНИЕ ……... 210