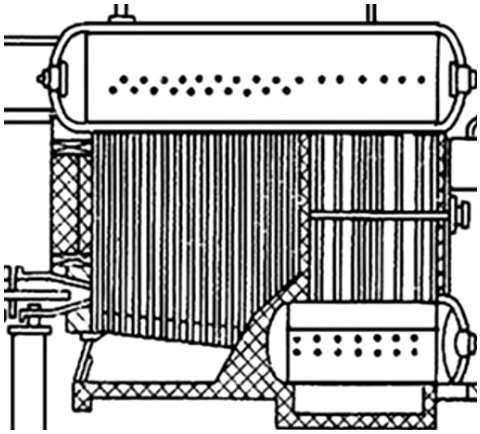
Библиотека СОК

В.М. Фокин

ТЕПЛОГЕНЕРАТОРЫ КОТЕЛЬНЫХ



МОСКВА
"ИЗДАТЕЛЬСТВО МАШИНОСТРОЕНИЕ-1"
2005

В.М. Фокин

ТЕПЛОГЕНЕРАТОРЫ КОТЕЛЬНЫХ

МОСКВА
«ИЗДАТЕЛЬСТВО МАШИНОСТРОЕНИЕ-1»
2005

УДК 621.182
ББК 31.361
Ф75

Р е ц е н з е н т

Доктор технических наук, профессор
Волгоградского государственного технического университета
В.И. Игонин

Фокин В.М.
Ф75 Теплогенераторы котельных. М.: «Издательство Машиностроение-1», 2005. 160 с.

Рассмотрены вопросы устройства и работы паровых и водогрейных теплогенераторов. Приведен обзор топочных и горелочных устройств, а также основного и вспомогательного оборудования необходимых для безопасной работы котельных агрегатов.

Рассмотрены вопросы горения органического топлива. Изложены методики и рекомендации по расчету теплового баланса, расхода топлива, топочных камер, конвективных поверхностей нагрева, объемов и энтальпий воздуха и продуктов сгорания. Также приведены материалы, необходимые 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 5-94275-196-X

© Фокин В.М., 2005
© «Издательство Машиностроение-1», 2005

Научное издание

ФОКИН Владимир Михайлович

ТЕПЛОГЕНЕРАТОРЫ
КОТЕЛЬНЫХ

Монография

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

Подписано к печати 18.05.2005.
Формат 60 × 84/16. Гарнитура Times. Бумага офсетная. Печать офсетная.
Объем: 9,3 усл. печ. л.; 9,2 уч.-изд. л.
Тираж 400 экз. С. 358^{M}

«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 и водогрейных котельных агрегатов. Даны методики теплового расчета паровых и водогрейных котельных агрегатов, работающих на органическом топливе, а также объемов и энтальпий воздуха и продуктов сгорания, теплового баланса и расхода топлива, расчета топочных камер и конвективных поверхностей нагрева. Методики теплового расчета теплогенераторов приведены в соответствии с действующими нормативными методами и документами [1, 3, 4, 7, 10, 11, 13, 17, 29], справочниками [9, 10, 12, 18 – 20], а также СНиП [14 – 16].

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» (направление подготовки дипломированного специалиста 650800 – «Теплоэнергетика»); СД. 02 «Котельные установки и парогенераторы» по специальности 100700 «Промышленная теплоэнергетика» (направление подготовки дипломированного специалиста 650800 – «Теплоэнергетика»); СД. 10 «Теплогенерирующие установки» по специальности 290700 «Теплогазоснабжение и вентиляция» (направление подготовки дипломированного специалиста 653500 – «Строительство»).

В монографии также приведены материалы, необходимые для курсового и дипломного проектирования по дисциплине «Теплогенерирующие установки», «Котельные установки и парогенераторы», «Источники и системы теплоснабжения». Монография позволяет приобрести практические навыки в расчетах паровых и водогрейных теплогенераторов, более глубоко усвоить теоретические положения и ознакомиться с действующими нормативными и справочными материалами.

Монография может быть полезна при подготовке бакалавров и инженеров по специализации «Энергоаудит и энергосбережение», магистров техники и технологии, а также для самостоятельной работы студентов теплоэнергетических специальностей, ответственных за паросиловое хозяйство котельных и операторов котельных установок.

ВВЕДЕНИЕ

В экономике России энергосбережение и энергосберегающие технологии являются приоритетными при внедрении их в производство. В связи с этим важное место занимает всестороннее комплексное обследование теплоэнергетических систем и ресурсов (или энергоаудит). Знания принципов работы, расчета и эксплуатации теплоэнергетического оборудования котельных, по большому счету, позволяют определить, где, что, в каких количествах, куда и почему теряется. Альтернативы энергосбережению, безусловно, нет.

Тепловая энергия – необходимое условие жизнедеятельности человека, совершенствования общества, в котором он живет, и создания благоприятных факторов его быта. Оптимизация систем производства и распределения тепловой энергии, корректировка энергетических и водных балансов, энергосбережение и энергоаудит позволяют улучшить перспективы развития теплоэнергетики, повысить технико-экономические показатели теплоэнергетического оборудования. Пути и перспективы развития теплоэнергетики определены энергетической программой Российской Федерации.

Эффективность, безопасность, надежность и экономичность работы теплоэнергетического 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. Повышение надежности и экономичности систем теплоснабжения зависит от работы котельных агре-

гатов, рационально спроектированной тепловой схемы котельной, широкого внедрения энергосберегающих технологий, экономии топлива, тепловой и электрической энергии.

Перевод предприятий на хозяйственный расчет и самофинансирование, повышение цен на топливо, воду требуют пересмотра подходов к проектированию и эксплуатации теплоэнергетического оборудования котельных. Это в значительной степени зависит от обеспеченности подготовленными инженерно-техническими работниками производственных, проектных и других организаций, а также от качества обучения и подготовки специалистов, в частности студентов высших и средних специальных учебных заведений.

1. БЕЗОПАСНОСТЬ РАБОТЫ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРОВ КОТЕЛЬНЫХ

1.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ РАБОТЫ ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИХ УСТАНОВОК

При сжигании органического топлива горючие химические элементы (углерод, водород, сера), входящие в состав топлива, соединяются с кислородом воздуха, выделяют теплоту и образуют продукты сгорания (двуокись углерода, водяные пары, сернистый газ, окислы азота). От продуктов полного сгорания органического топлива тепловая энергия передается рабочему телу, которым обычно служит вода, сжатая до давления, выше атмосферного. Для превращения химической энергии топлива в тепловую энергию существует комплекс устройств, называемых котельной, или теплогенерирующей установкой.

Котельной установкой называют комплекс устройств и механизмов, предназначенных для производства тепловой энергии в виде водяного пара или горячей воды. Водяной пар используется для технологических нужд промышленных предприятий и получения электроэнергии, в сельском хозяйстве, а также для нагрева воды, направляемой на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. Горячую воду используют для отопления производственных, общественных и жилых зданий, а также для коммунально-бытовых нужд населения.

В котельную установку необходимо подать некоторое количество топлива и окислителя (воздуха); обеспечить сгорание топлива и отдачу теплоты от продуктов сгорания топлива рабочему телу и удалить продукты сгорания топлива; подать рабочее тело – воду, сжатую до необходимого давления, нагреть эту воду до требуемой температуры или превратить ее в пар, отделить влагу из пара, а иногда и перегреть пар, обеспечив надежную работу всех элементов установки.

Для осуществления перечисленных процессов котельная установка должна включать в себя теплогенератор – паровой или водогрейный котельный агрегат (котел), хвостовые поверхности нагрева (водяной экономайзер, воздухоподогреватель, пароперегреватель), горелочные устройства, а также различные дополнительные устройства. Производительность теплогенератора определяется количеством теплоты или пара, получаемого в процессе сжигания в агрегате органического топлива.

На рис. 1.1 и 1.2 изображен план и продольный разрез котельной, работающей на природном газе или жидком топливе.

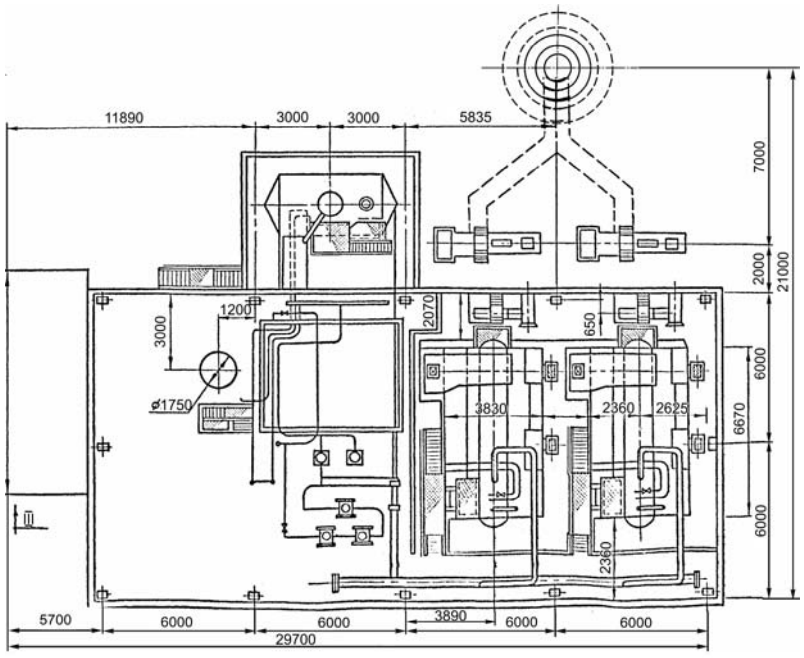


Рис. 1.1. План котельной с двумя котлами ДКВР-4-13

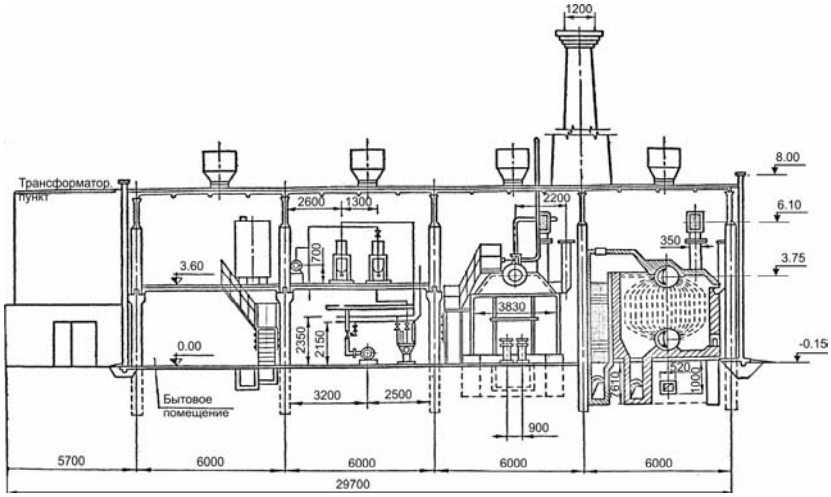


Рис. 1.2. Продольный разрез котельной с двумя котлами ДКВР-4-13

Радиационные поверхности нагрева размещены в топочной камере и воспринимают теплоту от продуктов сгорания топлива, одновременно защищая стены топки от прямого воздействия излучающей среды. Конвективные поверхности нагрева установлены за топкой, в газоходах котла. К конвективным или хвостовым поверхностям нагрева также относят 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.

Котельная или теплогенерирующая установка также включает в себя: горелочные устройства для подачи и подготовки топлива к сжиганию; дутьевой вентилятор для нагнетания воздуха, необходимого для горения топлива; дымосос для удаления продуктов сгорания; дымовую трубу для отвода дымовых газов; оборудование для химической очистки воды от вредных примесей и деаэрации; питательные насосы для увеличения давления воды и подачи ее в котельный агрегат. При сжигании твердого топлива в котельных, кроме того, имеются системы шлако- и золоудаления для удаления очаговых остатков топлива, а также золоуловители – отделяющие золу из дымовых газов.

Все эти устройства размещаются в специальном здании, называемом *котельной*, включающей в себя котельные установки, а также помещения для различных вспомогательных служб и мастерских. Котельная представляет промышленное здание, в котором имеются: устройства для хранения некоторого

запаса топлива, механизмы для его подготовки к сжиганию и подачи в топку; оборудование для хранения, водоочистки, подогрева и перекачки воды для питания котельного агрегата, теплообменников, деаэраторов, баков, питательных, сетевых и других насосов; различные 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.

Около здания котельной обычно располагаются: устройства для приемки, разгрузки и подачи жидкого топлива по емкостям, аппаратам для подогрева, фильтрации и транспорта в котельную; трубопроводы, подводящие газ к котельной, и газорегуляторные пункты (ГРП) для приема, очистки и снижения давления газа перед котлами; склады для хранения материалов и запасных частей, необходимых при эксплуатации и ремонтах оборудования котельной; устройства для приемки и преобразования электрической энергии, потребляемой котельной установкой.

На территории котельной регламентировано устройство проездов и площадок разного назначения, зеленой зоны для защиты окружающего пространства. Снабжение котельной топливом может осуществляться различными путями: по железной дороге, автотранспортом и по трубопроводам.

При использовании жидкого топлива, подаваемого в железнодорожных или автомобильных цистернах, на территории котельной предусмотрены устройства для разгрузки топлива, его слива и хранения. Жидкое топливо из хранилищ перекачивается насосами, подогревается для снижения вязкости и фильтруется для освобождения от частиц, засоряющих форсунки.

Газообразное топливо, подведенное к котельной по газопроводу, поступает в газорегуляторный пункт (ГРП) или газорегуляторную установку (ГРУ), где его давление снижается до требуемых параметров. Далее топливо поступает в газопровод котельной, откуда к агрегатам и горелкам. Устройства для снижения давления газа перед котельной, магистрали для отвода газа и разводка трубопроводов в котельной должны быть выполнены в соответствии с указаниями «Правил безопасности в газовом хозяйстве» Госгортехнадзора.

Вода, предназначенная для подачи в паровые и водогрейные котлы или в тепловые сети, должна удовлетворять ряду технических, санитарных и экономических требований. В случае поступления воды в котельную из городского водопровода обработка сводится к ее умягчению и снижению щелочности в специальных фильтрах, а при использовании воды из открытых водоемов к этому добавляется еще и очистка от взвешенных веществ.

До поступления в устройства для химической очистки вода должна быть нагрета в теплообменниках. Загрязненный конденсат, возвращаемый от технологических потребителей, также подвергается очистке. Подготовленные тем или иным способом вода и конденсат направляются в устройства (деаэраторы) для удаления из них растворенных газов. После деаэраторов с помощью питательных насосов вода направляется в котельный агрегат или подпиточными насосами в тепловые сети.

В промышленных котельных с паровыми котлами, как правило, используются центробежные насосы с электрическим приводом и с приводом от паровой турбины. Для подпитки водой тепловых сетей, когда в качестве источника теплоснабжения установлены стальные водогрейные котлы, применяются центробежные насосы, обычно с электрическим приводом. В небольших котельных иногда для подачи питательной воды используют поршневые паровые насосы или инжекторы.

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 котлоагрегата, 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, материалы, из которых они выполняются, проходы между стенами и оборудованием, а также расстояния до ферм и перекрытий 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. Безопасность, надежность и экономичность работы котельных установок и теплоэнергетического оборудования зависят от степени подготовки обслуживающего персонала, правильности выполнения производственных и должностных инструкций.

1.2. АРМАТУРА И ГАРНИТУРА

К ***арматуре*** относятся устройства и приборы, обеспечивающие безопасное обслуживание, управление работой элементов котельного агрегата и теплоэнергетического оборудования, находящихся под давлением. Арматура – это 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 Правилами Госгортехнадзора [11].

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. 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.

2. *Задвижка* – имеет корпус (из стали или чугуна), два вертикальных седла (из бронзы или латуни), два диска, клин, шпиндель маховика, коронку, сальник и втулки. 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. *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.

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

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

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, внутри которого имеется перегородка с горизонтальным седлом и запрессованной втулкой, клапана с тарелкой, шпинделя с шарниром, трех направляющих вилок, рычага с шарниром и груза. Пружинный клапан имеет аналогичную конструкцию, но вместо рычага и груза на штоке установлена пружина. 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 на крышу котельной (в атмосферу).

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 предохранительного 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.

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.

Гарнитурой называют устройства, позволяющие безопасно обслуживать топочную камеру, газоходы котельного агрегата и газовоздушный тракт. К ней относят: топочные дверцы и лазы в обмуровке; смотровые лючки – гляделки 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 разрежением), 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.

1.3. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ

Контрольно-измерительные приборы и автоматика (КИПиА) предназначены для измерения, контроля и регулирования температуры, давления, уровня воды в барабане и обеспечивают безопасную работу теплогенераторов и теплоэнергетического оборудования котельной.

1. 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.

2. Измерение давления.

Для измерения давления используются барометры, манометры, вакуумметры, тягомеры и др., которые измеряют барометрическое или избыточное давление, а также разрежение в мм вод. ст., мм рт. ст., м 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 предназначен для показания давления в сосудах и трубопроводах и устанавливается на прямолинейном участке. Чувствительным элементом служит латунная овально-изогнутая 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.

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 Госстандартом при проверке один раз в год.

Проверка манометра должна производиться оператором при каждой приемке смены, а администрацией – не реже одного раза в 6 месяцев с использованием контрольного манометра. Проверка манометра производится в следующей последовательности: 1) заметить визуально положение стрелки; 2) ручкой трехходового крана соединить манометр с атмосферой – стрелка при этом должна стать на нуль; 3) медленно повернуть ручку в прежнее положение – стрелка должна стать на прежнее (до проверки) положение; 4) повернуть ручку крана по часовой стрелке и поставить ее в положение, при котором сифонная трубка будет соединена с атмосферой – для продувки; 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; 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 скобой присоединяют контрольный (образцовый) манометр, а ручку крана ставят в положение, при котором оба манометра соединены с пространством, находящимся под давлением. 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 – теплогенераторе: 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 – теплогенераторе: 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.

3. 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 возможности перегрева металла стенок элементов 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. 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 элемента котла.

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 которого в том, что, не заметив колебания уровня воды и видя ее в стекле, можно 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 разрыву 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.

4. Измерение и регулирование уровня воды в барабане.

Мембранный дифференциальный манометр (ДМ) используется для пропорционального регулирования уровня воды в барабанных паровых котлах. 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 мем-

браны 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.

Уровнемерная колонка УК предназначена для позиционного регулирования уровня воды в барабане котла. Она состоит из цилиндрической колонки (трубы) диаметром около 250 мм, в которой вертикально установлены четыре электрода, способные контролировать высший и низший допускаемые уровни воды (ВДУ и НДУ), высший и низший рабочие уровни воды в барабане (ВРУ и НРУ), работа которых основана на электропроводности воды. 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.

5. 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, меньшим 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].

6. 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 на: 1) *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.

1.4. 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) отключении 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 случаях: 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 °С 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.

1.5. СИСТЕМЫ АВТОМАТИКИ РЕГУЛИРОВАНИЯ

Надежная, безопасная и экономичная работа оборудования осуществляется 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 о 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 °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 – обеспечи-

вает 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. ГОРЕНИЕ ОРГАНИЧЕСКОГО ТОПЛИВА

2.1. 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, сопровождающегося выделением значительного количества тепловой энергии. Особенности процесса горения, отличающие 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, 28]. 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) *гетерогенные* – протекающие на поверхности раздела фаз (уголь или капля мазута и воздух).

2.2. 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 вызывают коррозию стальных труб и повышают 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 А, 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 °С (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.

2.3. СВОЙСТВА ЖИДКОГО ТОПЛИВА

Жидкое топливо получается из нефти методом термической разгонки либо термического крекинга. В зависимости от температуры получают фракции: бензин (200…225 °С), керосин (140…300 °С), дизельные топлива (190…350 °С), мазутные (более 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], основные из них:

- 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 загустевает настолько, что при наклоне пробирки с топливом на 45 ° к горизонту его уровень остается неподвижным в течение 1 мин.

2.4. СОСТАВ И СВОЙСТВА ГАЗООБРАЗНОГО ТОПЛИВА

В газообразном топливе газовых месторождений преобладают 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 образуются 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 действует удушающе, а 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 в зависимости от объема воздуха помещения приведены в табл. 1.2 [28].

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 в одоризационных установках при помощи одоранта – этилмеркаптана, в количестве 16 г на 1000 м^3 природного газа. Одоризация считается эффективной, если наличие газа в воздухе может быть обнаружено при концентрации его, равной 1/5 от нижнего предела взрываемости. Это значит, что одоризация газа, имеющего нижний предел взрываемости 5 %, будет достаточной, если запах его хорошо ощутим в воздухе помещения при концентрации газа в нем 1 %. Основные требования к одоранту: должен мгновенно растворяться в газах и сгорать, не образовывая вредных для человека соединений; не должен взаимодействовать с влагой и вызывать коррозию труб и оборудования.

Основные преимущества и недостатки газообразного топлива перед другими видами топлива:

- преимущества – легко транспортируется, не требует больших затрат физического труда (по сравнению с твердым и жидким топливом), поддается автоматизированному процессу сжигания, не нужны складские помещения для хранения, хорошие санитарные условия на рабочем месте;
- недостатки – взрывоопасен (4…16 % от объема помещения), пожароопасен (при 17 % и более), удушающе действует на человека, трудно обнаружить утечку.

Содержание вредных примесей регламентируется ГОСТ 5542–87:

а) сероводород H_2S – не более 2 г на 100 м^3 газа;

б) смола и пыль – не более 0,1 % на 100 м^3, так как они приводят к закупоркам и отложениям на стенках труб, а пыль ухудшает процесс горения и приводит к засорению приборов;

в) нафталин – не более 10 г на 100 м^3 летом и не более 5 г на 100 м^3 газа зимой;

г) аммиак NH_3 – не более 2 г на 100 м^3, так как токсичен и коррозионно воздействует на медные сплавы;

д) влага нежелательна, так как увеличивает коррозию труб и арматуры, снижает теплоту сгорания, поэтому газ до подачи осушают специальными поглотителями; относительная влажность газа должна быть не более 60 % при самой низкой температуре в газопроводе.

Сжиженный газ имеет плотность 2,6 кг/м^3 (т.е. 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) используется в количестве 40 г на 1000 м^3 газа, для того чтобы ощутить запах при концентрации 0,5 % от объема помещения.

2.5. 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 и низшую теплоту сгорания. За высшую теплотворность $Q_в^р$ принимают количество теплоты, выделенное 1 кг (или 1 м^3) рабочего топлива, причем, считают, что водяные пары, образующиеся от сгорания водорода и испарения влаги топлива, конденсируются. Низшей теплотой сгорания топлива $Q_н^р$ называют количество теплоты, выделенное 1 кг (или 1 м^3) рабочего топлива, без учета конденсации водяных паров.

В реальных условиях водяные пары уходят в атмосферу, не сконденсировавшись, и поэтому для расчетов используют низшую теплоту сгорания топлива. Теплота $Q_н^р$ меньше $Q_в^р$ на теплоту парообразования водяных паров (2460 кДж/кг).

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 $B_н$ в условное – $B_у$, используют тепловой эквивалент Э = $Q_н^р$ / 29308, и тогда $B_у = B_н$ Э.

2.6. 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.

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

Применяется только для кускового твердого топлива, которое распределяется на колосниковой решетке. 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.

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.

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.

3. *В потоке воздуха* ($w_в \approx v_т$) или факельный прямоточный процесс. 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. При этом достигается наибольшая скорость сгорания с одновременной интенсификацией массопереноса. Тепловое напряжение объема топки $Q_V \approx$ 1,3 МВт/м^3.

2.7. 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 (34 000 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.).

2.8. 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: $\alpha_{ух} = \alpha_т + \Sigma\Delta\alpha$.

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 гл. 8.

3. ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС ТЕПЛОГЕНЕРАТОРА

3.1. УРАВНЕНИЕ ТЕПЛОВОГО БАЛАНСА

Расход сжигаемого топлива должен обеспечивать получение необходимого количество 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, 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 $Q_{ак}$ (при нестационарных условиях работы установки). Следовательно,

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

Уравнение теплового баланса имеет вид

$$Q_{\text{р}}^{\text{р}} = Q_{\text{расх}}.$$

Разделив, каждый член уравнения теплового баланса на $Q_{\text{р}}^{\text{р}}$ ***и умножив на 100 %, получим другую запись уравнения теплового баланса:***

$$\boldsymbol{100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6.}$$

3.2. КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ И РАСХОД ТОПЛИВА ТЕПЛОГЕНЕРАТОРА

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

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

Доля полезно используемой теплоты $q_1 = (Q_1 / Q_{\text{р}}^{\text{р}})\ 100$, %.

Тогда имеем, что $q_1 = \eta_{\text{бр}}$.

Следовательно, коэффициент полезного действия брутто

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

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

Натуральный расход топлива $B_{\text{н}}$, 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

$$B_{\text{н}} = (D\ \Delta i_{\text{п}}) / (Q_{\text{р}}^{\text{р}}\ \eta_{\text{бр}}),$$

- для водогрейного котла

$$B_{\text{н}} = (G\ \Delta i_{\text{в}}) / (Q_{\text{р}}^{\text{р}}\ \eta_{\text{бр}}),$$

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

При сжигании газа и мазута, расчетный расход топлива $B_{\text{р}}$ равен натуральному расходу $B_{\text{н}}$, так как потери теплоты от механической неполноты сгорания $q_4 = 0$.

Для увеличения $\eta_{\text{бр}}$ 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.

3.3. ТЕПЛОВЫЕ ПОТЕРИ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРА

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

$$q_i = (Q_i / Q_{\text{р}}^{\text{р}}) \cdot 100.$$

1. Потери теплоты с уходящими топочными газами теплогенератора $q_2 = (Q_2 / Q_{\text{р}}^{\text{р}}) \cdot 100$, %.

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 $\alpha_{\text{т}}$ 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 определяются 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 для теплогенератора введено понятие коэффициента сохранения теплоты $\varphi = 1 - 0{,}01q_5$.

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 гл. 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 одновременно передается от факела горения излучением и от продуктов сгорания конвекцией 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 используются камерные топки, в конструкции которых можно выделить три основных элемента: топочную камеру, экранную поверхность, горелочное устройство.

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

Обмуровкой называют ограждения, отделяющие топочную камеру и газоходы теплогенератора от внешней среды. Обмуровку в котельном агрегате выполняют из красного или диатомового кирпича, огнеупорного материала или из металлических щитов с огнеупорами.

Внутренняя часть обмуровки топки – *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 существуют 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, установленных 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. 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, обмурованное огнеупорным материалом, куда устанавливают воздушный регистр и горелочное устройство.

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 гл. 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. В амбразуре топочной камеры устанавливают улитку, в которой пылевоздушная смесь (пылевидное топливо с первичным воздухом) закручивается и по кольцевому каналу транспортируется к выходу горелки, откуда 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. Производительность горелок – 2…9 т/ч угольной пыли.

2. При сжигании мазута применяют форсунки и мазутные горелки: механические, ротационные и паровоздушные (паромеханические).

Механическая форсунка. 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, где, взаимодействуя с газовой средой, распыливается на мелкие капли. Расход мазута 0,2…4 т/ч. Достоинства: не нужен пар, нет движущихся частей. Недостатки: необходима двойная очистка мазута (грубая и тонкая); требуются мощные нефтенасосы; малый диапазон регулирования (60…100 %); образование нагара.

Ротационная форсунка. Топливо подается через канал и сопло на вращающуюся чашу, 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. Достоинства: не требуются мощные нефтенасосы и тонкая очистка мазута от примесей; широкий диапазон регулирования (15…100 %). Недостатки: сложная конструкция и повышенный уровень шума.

Паровоздушная или паромеханическая форсунка. Топливо подается в канал, по внешней поверхности которого поступает распыливающая среда – пар или сжатый воздух (давлением 0,5…2,5 МПа). Пар
выходит из канала со скоростью до 1000 м/с и распыливает топливо (мазут) на мельчайшие частички. Воздух нагнетается вентилятором через амбразуру.

Любая мазутная форсунка должна иметь устройство для хорошего перемешивания топлива с воздухом, что достигается использованием разного вида завихряющих приспособлений – регистров. Комплект форсунки с регистром и другими вспомогательными приспособлениями называется *мазутной горелкой*.

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 горелки является ее тепловая мощность, 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, и смешение происходит в топке.

2) *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.

3) *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.

Наличие устойчивого пламени является важнейшим условием надежной и безопасной работы 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 – 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 [28].

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*. Струя газа, поступающего из газопровода под давлением, выбрасывается из одного или нескольких сопл с большой скоростью, в результате в инжекторе смесителя создается разрежение, а воздух подсасывается (инжектируется) в горелку и при движении вдоль смесителя смешивается с газом. Газовоздушная смесь проходит через горло смесителя (самая узкая часть), выравнивающее струю смеси, и поступает в его расширяющуюся часть – диффузор, где скорость смеси снижается, а давление возрастает. Далее газовоздушная смесь поступает или в конфузор (где скорость увеличивается до расчетной) и через устье – к месту горения, или в коллектор с огневыми отверстиями, где сгорает в виде маленьких голубовато-фиолетовых факелов.

3. Горелки с инжекцией газа воздухом. В них для подсоса 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 используются: лопаточные аппараты с постоянным или регулируемым углом установки лопаток, улиточная форма корпуса горелки, тангенциальная подача 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 т.п.) 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 табл. 7.60 [12].

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 которых 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 нескольких 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 представлено 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 форсунки. 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 представлено 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, распыливается 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 мин. 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 представлен 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 входят 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 паро-механических 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 характеристки 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 вал-ротор, 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 передачей. 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 концентрацией – 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 разрежение 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 разрежение, 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. и 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 сопротив-

ление воздушного и газового трактов (воздуховода, горелок, газохода, дымовой трубы) преодолевается за счет напора, создаваемого только дутьевым вентилятором.

5. ПАРОВЫЕ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРЫ

5.1. ПРИНЦИП РАБОТЫ ПАРОВОГО ТЕПЛОГЕНЕРАТОРА

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.

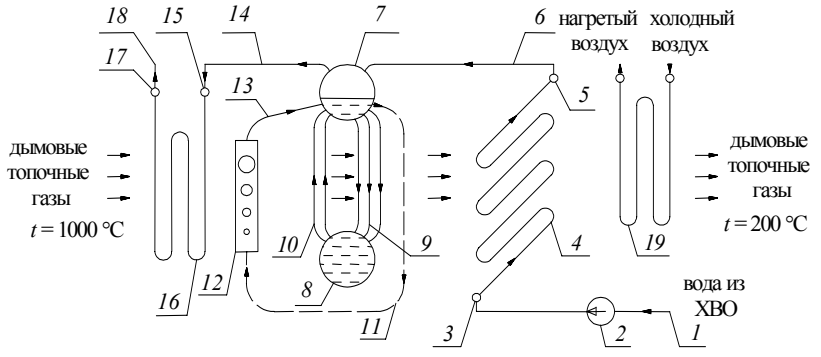


Рис. 5.1. Принципиальная схема парового теплогенератора с естественной циркуляцией:

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 пароводяной 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, табл. 8.17 – 8.19 [12].

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

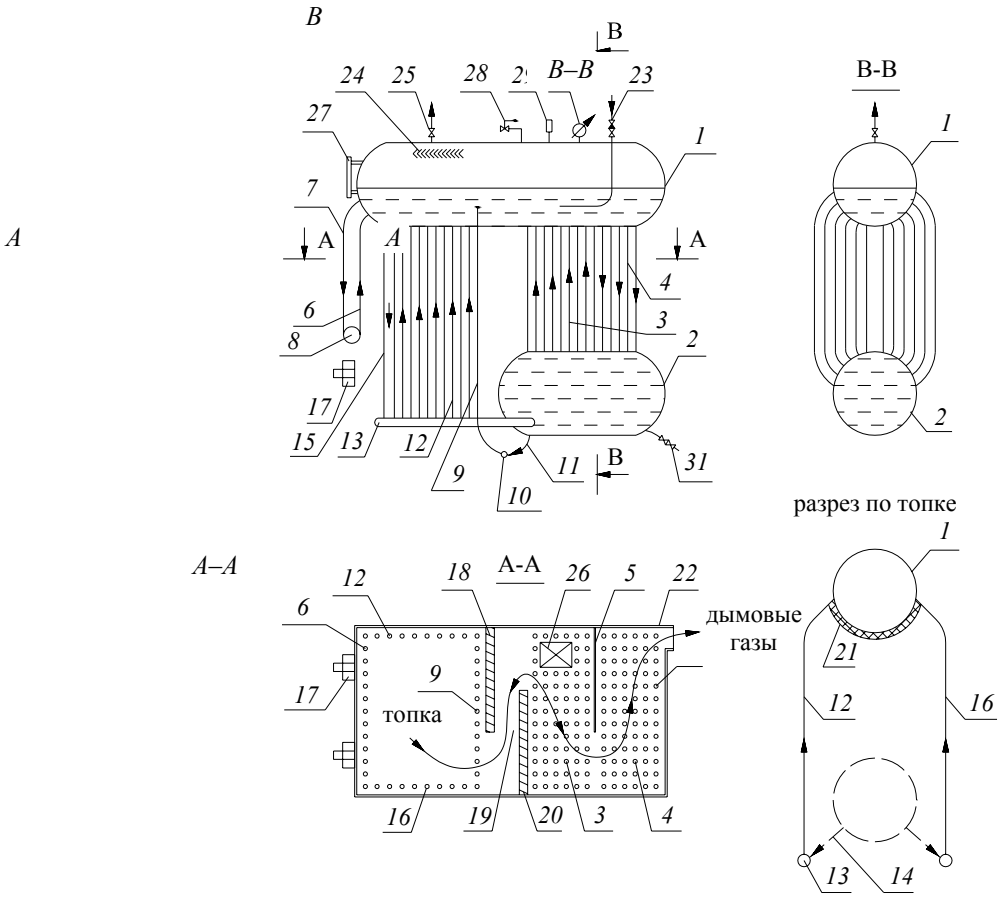


Рис. 5.2. Принципиальная схема теплогенератора ДКВР-10-13-250 ГМ:
1, *2* – верхний и нижний барабаны; *3*, *4* – кипятильные трубы первого и второго газохода; *5* – чугунная перегородка; *6* – фронтовой экран топки; *7* , *8* – опускные трубы и коллектор фронтового экрана; *9* – задний экран; *10* , *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

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.

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 – на рис. 6 [21].

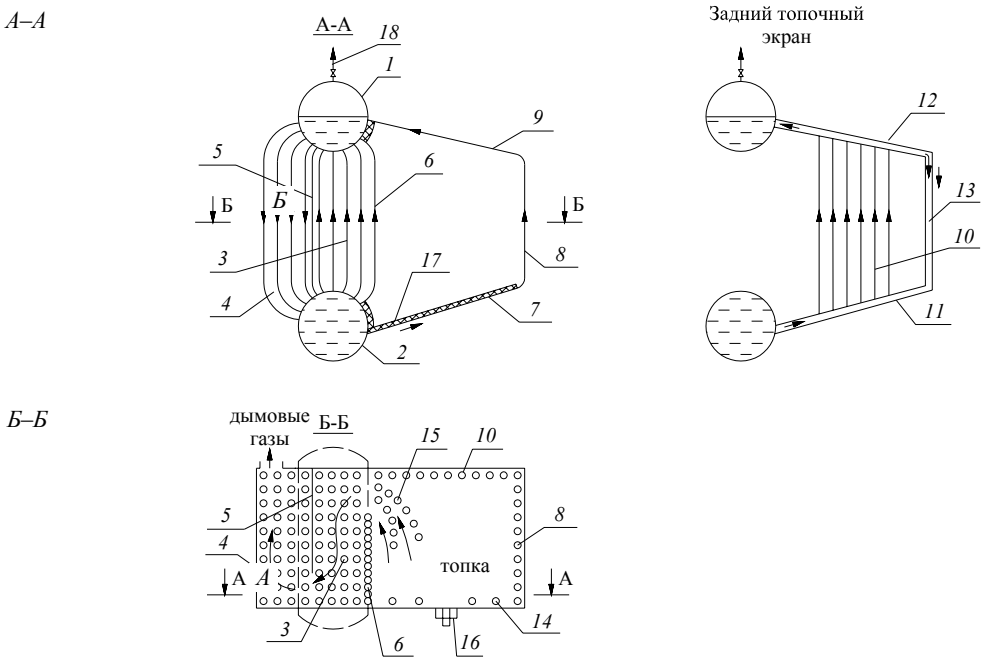


Рис. 5.3. Принципиальная схема теплогенератора ДЕ-10-14 ГМ:
1, *2* – верхний и нижний барабаны; *3*, *4* – кипятильные трубы первого и второго газохода; *5* – металлическая перегородка; *6* – газоплотный экран; *7*, *8*, *9* – подовый, правый боковой и потолочный экраны топки; *10* – задний топочный 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

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.

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 и 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 уст-

ройствами 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 табл. 8.23 [12]. Принципиальная схема унифицированного котла БГМ-35 приведена на рис. 5.4.

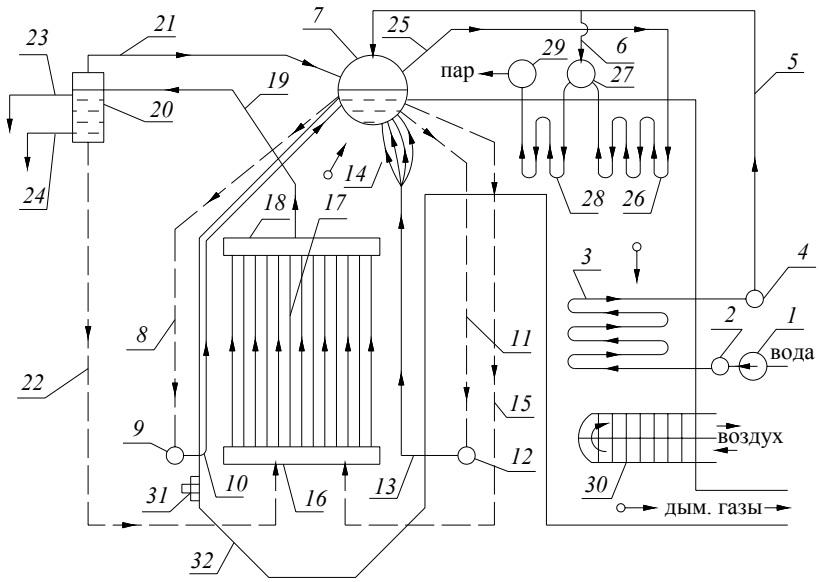


Рис. 5.4. Принципиальная схема теплогенератора БГМ-35:
1 – питательный насос; *2*, *4* – коллекторы водяного экономайзера;
3 – водяной экономайзер; *5* – питательные линии;
6 – питательная линия к пароохладителю; *7* – барабан котла;
8, *11*, *15*, *22* – опускные трубы; *9* – нижний коллектор фронтового 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 табл. 8.13 [12]. Принципиальная схема устройства и работы теплогенератора Е-1-9Г приведена на рис. 5.5.

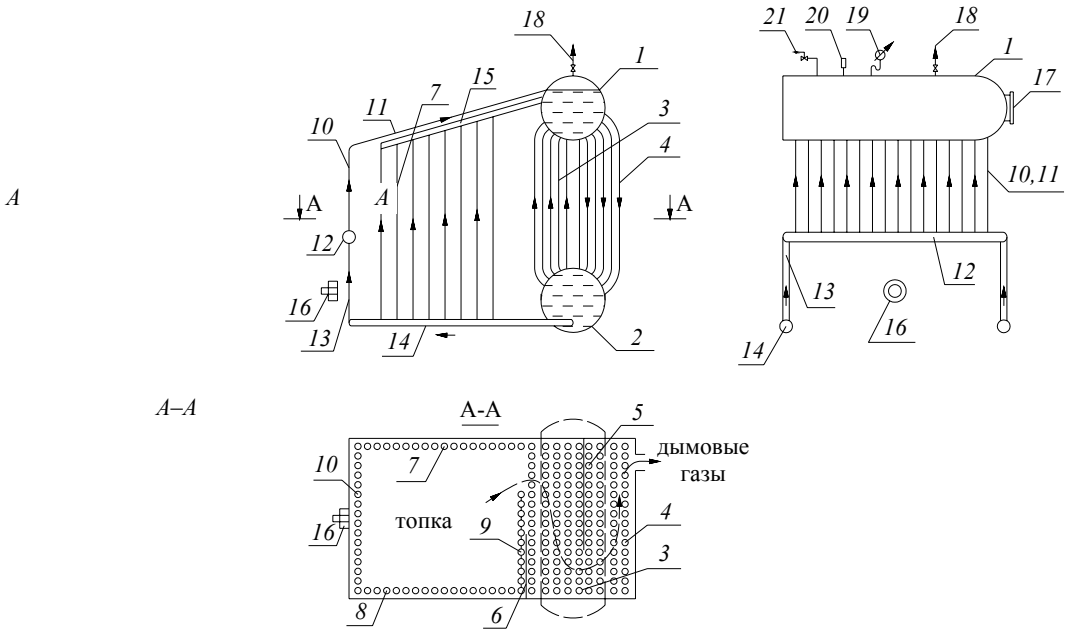


Рис. 5.5. Принципиальная схема теплогенератора Е-1-9Г:

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, све-

товой 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 табл. 8.4 [12]. 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.

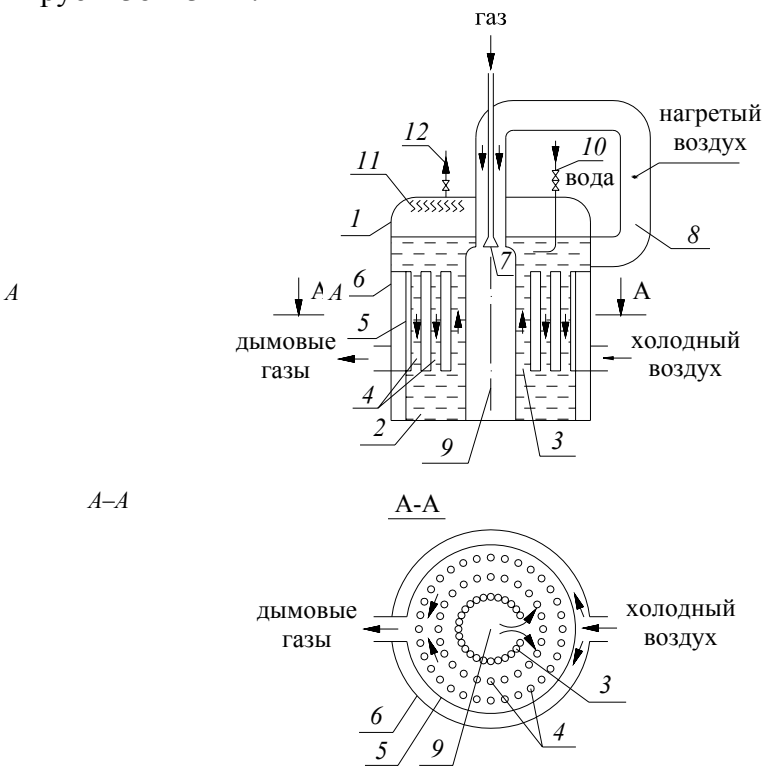


Рис. 5.6. Принципиальная схема теплогенератора МЗК-7АГ-1:
1, *2* – верхний и нижний кольцевые коллекторы; *3* – газоплотный экран; *4* – кипятильные трубы; *5* – обшивка; *6* – кожух; *7* – горелка; *8* – короб; *9* – топка; *10* – питательная линия с обратным клапаном и вентилем; *11* – паросепарационное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

гнетается 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 СТАЛЬНЫХ 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 – на рис. 16 [21].

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.

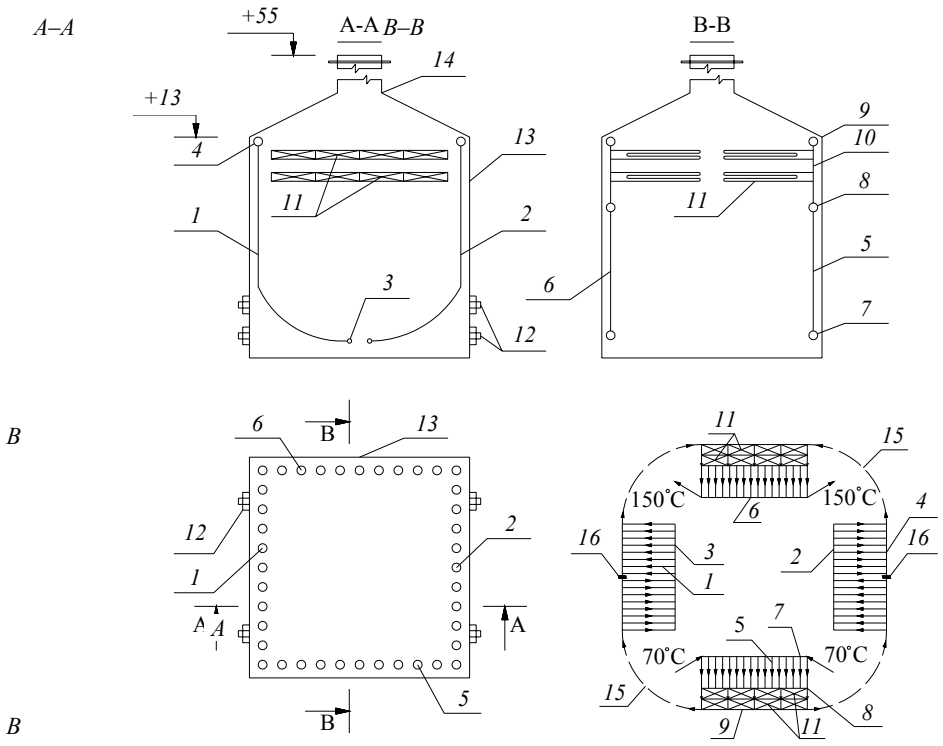


Рис. 6.1. Принципиальная схема теплогенератора ПТВМ-50:

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 табл. 8.32 [12].

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*, проходят дымовую трубу, откуда, и с температурой 180…190 °С, топочные дымовые газы 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 коллек-

тор *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.

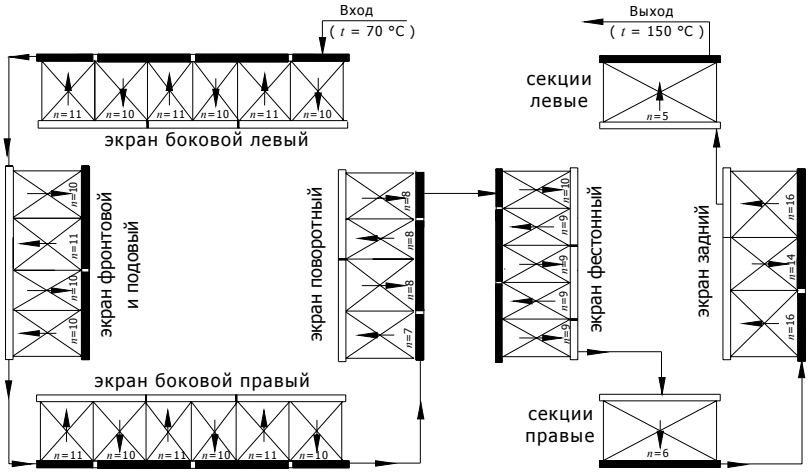


Рис. 6.2. Схема циркуляции воды в котле КВ-ГМ-10-150 (КВ-ГМ-11,6-150):
– ~~нижние~~ коллекторы; – верхние коллекторы

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.

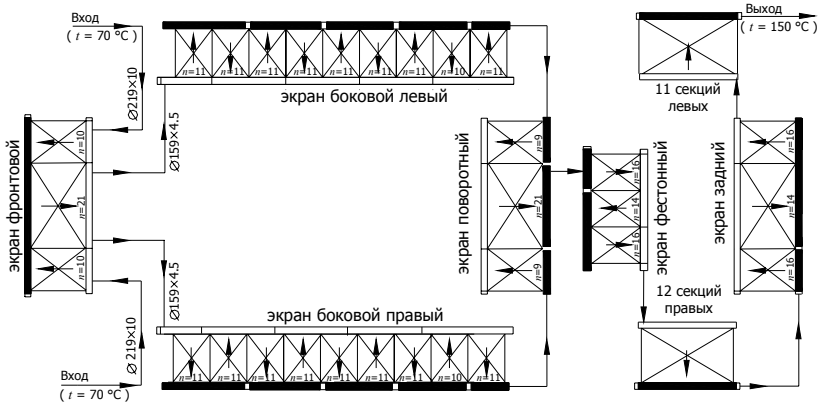


Рис. 6.3. Схема циркуляции воды в котле КВ-ГМ-20-150 (КВ-ГМ-23,3-150):
– ~~нижние~~ коллекторы; – верхние коллекторы

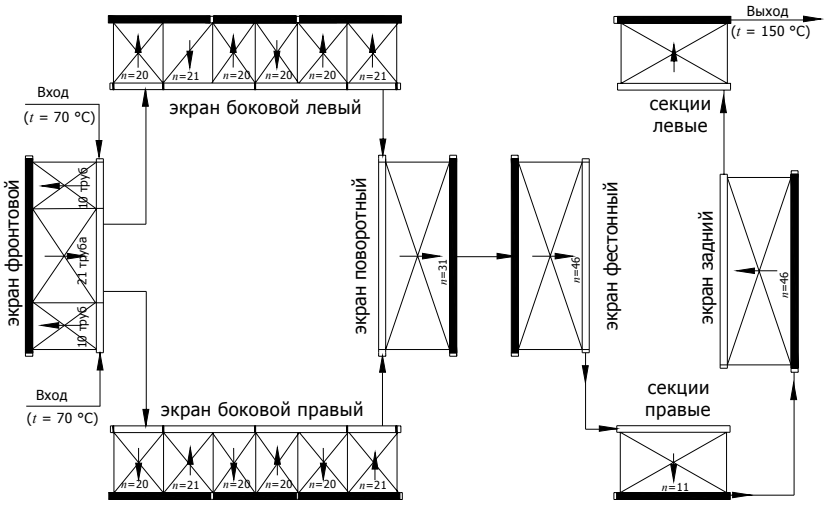


Рис. 6.4. Схема циркуляции воды в котле КВ-ГМ-30-150 (КВ-ГМ-35-150):
– нижние коллекторы; – верхние коллекторы

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 отличаются 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 табл. 8.30, 8.33 [12] приведены технические характеристики 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*.

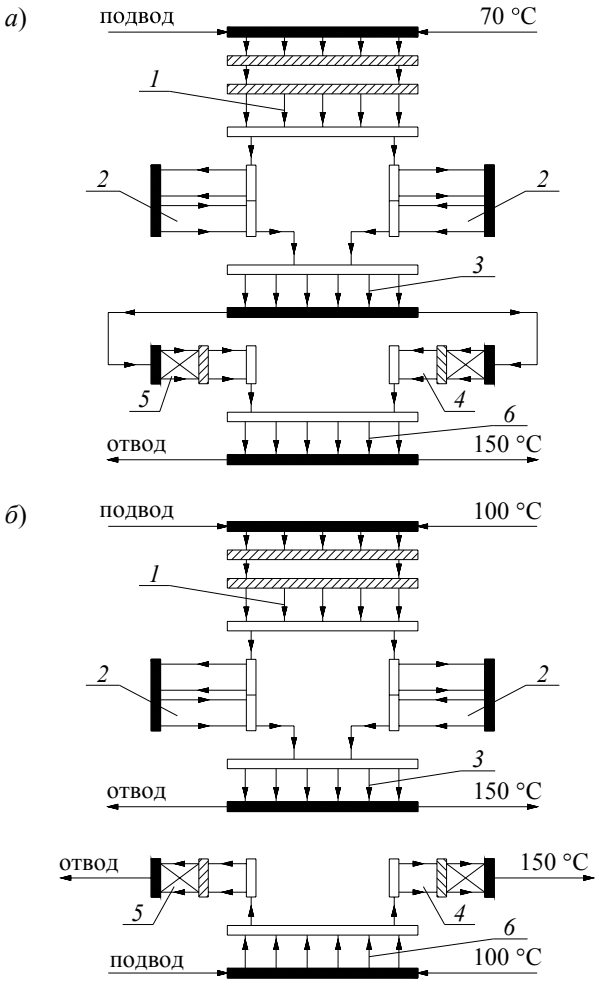


Рис. 6.5. Схема движения воды в котле КВ-ГМ-50-150:

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

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, 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 коллек-

тора 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 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

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.

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. 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 ре-

зультате капли воды как более тяжелые выпадают из потока, прилипают к металлической стенке и стекают вниз.

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.

Регулирование температуры перегретого пара. Температура перегретого пара может колебаться в связи с изменением коэффициента избытка воздуха, температуры питательной воды, нагрузки котла, производительности дымососа, шлакованием внешних поверхностей пароперегревателя.

Температура перегретого пара повышается в случаях: снижения температуры питательной воды (уменьшается парообразование), уменьшения отбора пара из котла, увеличения тяги в топке (пламя подсасывается) или увеличения температуры в топке. Температура перегретого пара понижается, если температура в топке снижается, трубы снаружи покрыты сажей, а внутри – накипью.

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, 30, 31], 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 $I - \vartheta$ 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 теплогенераторов, 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 $V^0_{N_2}$, водяных паров $V^0_{H_2O}$, м^3/м^3 или м^3/кг, выбирают из [12, табл. 2.8 или 2.9] для соответствующего вида топлива. Средний коэффици-

ент избытка воздуха $\alpha_{ср}$ 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 продуктов 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, м^3/м^3: $V^0 = \ldots$; $V_{RO_2} = \ldots$; $V^0_{N_2} = \ldots$; $V^0_{H_2O} = \ldots$			
		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, м^3/кг; м^3/м^3	$V_{H_2O} = V^0_{H_2O} + 0{,}0161(\alpha_{ср} - 1)V^0$				
5. Действительный суммарный объем продуктов сгорания, м^3/кг; м^3/м^3	$V_г = V_{RO_2} + V^0_{N_2} + V^0_{H_2O} + (\alpha_{ср} - 1)V^0$				
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	$r_n = r_{RO_2} + r_{H_2O}$				

трехатомных газов и водяных паров					

Результаты расчета энтальпий продуктов сгорания по газоходам теплогенератора сводят в табл. 8.3.

8.3. Энтальпия продуктов сгорания $I = f(\vartheta)$, кДж/м^3 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, $\alpha_{эк}$ =	300 200 100					

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 паровом или водогрейном теплогенераторе общее количество введенной в топку теплоты называется располагаемой теплотой – $Q^р_р$.

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	Наименование параметра и размерность	Обозначение	Расчетная формула, способ определения	Расчет
Исходные данные для парового котла				
1	Паропроизводительность номинальная, кг/с	$D_{ном}$	Табл. П1 или [12]	
2	Давление пара, номинальное, МПа	$P_{ном}$	То же	
3	Паропроизводительность расчетная (для сухого насыщенного пара), кг/с	$D_{н.п}$	Из расчета тепловой схемы котельной; при отсутствии данных $D_{н.п} = D_{ном}$	
4	Рабочее давление пара, МПа	**P**	То же, или $P = P_{ном}$	
5	Процент продувки котла, %		Из расчета тепловой схемы или Пр = 2…10	

6	Температура, °С: • насыщения, котловой, продувочной воды • питательной воды	 $t_н$ $t_{к.в}$ $t_{пр}$ $t_{п.в}$	 $t_н = t_{к.в} = t_{пр}$, [12, табл. 3.1], при давлении P $t_{п.в} \approx 90…104$ °С	
7	Энтальпия, кДж/кг: • продувочной воды • питательной воды • водяного, сухого насыщенного пара	 $i_{пр}$ $i_{п.в}$ $i_{н.п}$	 $t_{пр} \cdot 4{,}19$ или [12, табл. 3.1] $t_{п.в} \cdot 4{,}19$ при давлении P [12, табл. 3.1]	
Исходные данные для водогрейного котла				
8	Расход воды, номинальный, кг/ч	$G_{ном}$	Табл. П2 или [12]	
9	Мощность номинальная, кВт	$Q_{ном}$	То же	
10	Температура воды, °С на входе / на выходе	$t'_к$ / $t''_к$	То же	

Продолжение табл. 8.4

№ п/п	Наименование параметра и размерность	Обозначение	Расчетная формула, способ определения	Расчет
1	2	3	4	5
11	Энтальпия воды, кДж/кг: на входе на выходе	 $i'_к$ $i''_к$	 $i'_к \cdot 4{,}19$ $i''_к \cdot 4{,}19$	
12	Расчетный расход воды, кг/с	$G_{вк}$	Из тепловой схемы или по заданию; при отсутствии данных $G_{вк} = G_{ном}$	
13	Расчетная, полезная мощность котла, кВт	$Q_{вк}$	$G_{вк} (i''_к - i'_к)$	
Расчет теплового баланса				
14	Низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг, кДж/м^3	$Q^р_н$ $Q^с_н$	Для мазута Для газа	

15	Теплоемкость мазута, кДж/кг·К	$c_м$	1,74 + 0,0025 $t_м$, где $t_м$ = 100…120 °С	
16	Физическая теплота топлива (мазута), кДж/кг	$Q_{ф.т}$	$c_м\, t_м$	
17	Располагаемая теплота, кДж/кг, кДж/м^3	$Q_р^р$	$Q_н^р + Q_{ф.т}$ для мазута, $Q_р^р = Q_н^с$ для газа	
18	Температура уходящих топочных газов, °С	$\vartheta_{ух}$	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	$I_{ух}$	Из диаграммы $I - \vartheta$	
20	Температура холодного воздуха, поступающего в топку, °С	$t_{х.в}$	20…30 °С	
21	Коэффициент избытка воздуха уходящих топочных газов	$\alpha_{ух}$	Для парового котла $\alpha_{ух} = \alpha_{эк}$, для водогрейного котла $\alpha_{ух} = \alpha_г$	

Окончание табл. 8.4

1	2	3	4	5
22	Энтальпия воздуха, кДж/кг, кДж/м^3	$I_в^0$	39,8 V^0	
23	Потеря теплоты с уходящими топочными газами, %	q_2	$\frac{I_{ух} - I_в^0 \alpha_{ух}}{Q_р^р} \cdot 100$	
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, %	$q_{5\ ном}$	Табл. П5	
26	Потеря теплоты от наружного охлаждения ограждающих конструкций, %	q_5	Для парового котла $q_{5\ ном}$ ($D_{ном}$ / $D_{н.п}$). Для водогрейного котла $q_{5\ ном}$ ($Q_{ном}$ /$Q_{вк}$)	
27	Суммарные потери теплоты, %	Σq	$q_2 + q_3 + q_5$	
28	Коэффициент полезного действия	$\eta_{бр}$	$100 - \Sigma q$	

	(КПД), брутто, %			
29	Полезная мощность парогенератора	$Q_{пг}$	$D_{н.п}\,[(i_{н.п} - i_{п.в}) + 0{,}01\ Пр\ (i_{пр} - i_{п.в})]$	
30	Натуральный расход топлива, кг/с, $м^3/с$: • для парового котла; • для водогрейного котла	$B_н$	$B_н = \frac{Q_{п.г}}{Q_р^р\,\eta_{бр}} \cdot 100$; $B_н = \frac{Q_{в.к}}{Q_р^р\,\eta_{бр}} \cdot 100$	
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 $I - \vartheta$, 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;
- суммарная поглощательная способность трехатомных газов и водяных паров;
- 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. 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

Наименование параметра и размерность	Обозначение	Расчетная формула, способ определения	Расчет
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, $10^5 \cdot Па$	**p**	Принимается $p = 1$	
8. Температура то-	$\vartheta''_т$	Табл. 8.17, 8.20 [12],	

почных газов на выходе из топки, °С		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 $1 - e^{-K_{нс} pS}$	

Продолжение табл. 8.5

1	2	3	4
17. Соотношение содержания углерода и водорода в рабочей массе топлива	$\frac{C^р}{H^р}$	Для мазута из состава топлива; для газа $0{,}12\sum\left(\frac{m}{n} C_m H_n\right)$	
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 черноты топочной 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	$\frac{B_\text{р} Q_\text{н}^\text{р}}{V_\text{т}}$	
23. Коэффициент заполнения пламенем топочного объема	**m**	Табл. П6	
24. Эффективная степень черноты факела	$a_\text{ф}$	$m\, a_\text{св} + (1 - m)\, a_\text{нс}$	
25. Степень черноты топки	$a_\text{т}$	$\frac{a_\text{ф}}{a_\text{ф} + (1 - a_\text{ф})\, \psi_\text{ср}}$	
26. Теплота, вносимая в топку с воздухом, кДж/кг, кДж/м^3	$Q_\text{в}$	$Q_\text{в} = 39{,}8\ \alpha_\text{т}\, V^\circ$, а при наличии воздухоподогревателя: $Q_\text{в} = 39{,}8 \alpha_\text{т}\, V^\circ + I_\text{гор.в}$	
27. Полезное тепловыделение в топке, кДж/кг, кДж/м^3	$Q_\text{т}$	$Q_\text{р}^\text{р}\left(1 - \frac{q_3}{100}\right) + Q_\text{в}$	

Продолжение табл. 8.5

Наименование параметра и размерность	Обозначение	Расчетная формула, способ определения	Расчет
28. Теоретическая (адиабатическая) температура горения, °С	$\vartheta_\text{а}$	По $I - \vartheta$ диаграмме согласно значению $Q_\text{т}$	
29. Средняя суммарная теплоемкость продуктов сгорания, кДж/кг·К, кДж/м^3·К	$c_\text{р}$	$\frac{Q_\text{т} - I''_\text{т}}{\vartheta_\text{а} - \vartheta''_\text{т}}$	
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	$G_к$	Табл. П2	
37. Приращение энтальпии воды в топке водогрейного котла, кДж/кг	$\Delta i_т$	$\frac{B_р Q_л}{G_к}$	
38. Температура воды на входе в котел, °С	$t'_к$	Табл. П2	
39. Температура воды на выходе из экранных труб топки, °С	$t''_т$	$t'_к + \frac{\Delta i_т}{4{,}19}$	

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. П1, П2 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. П2 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 уравнению 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. П6 – П8) графоаналитическим 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.

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.

6. Для ускорения расчета возможно использование графо-аналитического метода, приведенного на рис. П2. 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. П2. 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		$0{,}9d_н\left(1{,}27\frac{s_1 s_2}{d_н^2}-1\right)$			
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	$\vartheta^{ср}_к$	$0{,}5(\vartheta'_к + \vartheta''_к)$			

Продолжение табл. 8.6

Наименование параметра и размерность	Обозначение	Расчетная формула, способ определения	Расчет		
			ϑ''_1	ϑ''_2	
1	2	3	4	5	6
16. Температура насыщения, °С	$t_н$	Табл. 3.1 [12]			
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		$\frac{B_р V_г (\vartheta^{ср}_к + 273)}{F_г \cdot 273}$			
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 спо-	pS	pr_nS			

собность трехатомных газов и водяных паров, м·Па·10^5					
26. Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами и водяными парами, 1/(м·Па·10^5)	$K_г$	Рис. П3, при $\vartheta_к^{ср}$			
27. Сила поглощения лучистого потока газов		$K_г r_n p S$			
28. Степень черноты газового потока	a	Рис. П4			

Окончание табл. 8.6

1	2	3	4	5	6
29. Температура загрязненной стенки труб, °С	$t_{ст}$	$t_{ст} = t_н + 25$ для газа, $t_{ст} = t_н + 60$ для мазута			
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	**К**	$\psi_к (\alpha_к + \alpha_л)$			
33. Тепловосприятие пучка по уравнению теплопередачи, кДж/кг, кДж/м^3	$Q_т$	$\frac{K H_к \Delta t}{B_р \cdot 10^3}$			
34. Невязка расчета, %	$\Delta_к$	$100 - \frac{Q_т}{Q_к} \cdot 100$			

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			
8. Сечение для прохода топочных газов, м^2	$F_г$	То же			

Продолжение табл. 8.7

Наименование параметра и размерность	Обозначение	Расчетная формула, способ определения	Расчет		
			ϑ''_1	ϑ''_2	
1	2	3	4	5	6
9. Эффективная толщина излучающего слоя, м		$0{,}9d_н\left(1{,}27\frac{s_1 s_2}{d_н^2}-1\right)$			
10. Температура газов перед 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	$\Delta i_ф$	$\frac{B_р Q_ф}{G_{в.к}}$			

19. Температура воды на выходе из фестона, °С	$t''_{ф}$	$t'_{ф} + (\Delta i_{ф} / 4{,}19)$			
20. Средняя температура воды в фестоне, °С	$t_{ф}^{ср}$	$0{,}5\left(t'_{ф} + t''_{ф}\right)$			
21. Средний температурный напор, °С	Δt	$\vartheta_{ф}^{ср} - t_{ф}^{ср}$			
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

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		$\frac{B_{р} V_{г} \left(\vartheta_{ф}^{ср} + 273\right)}{F_{г} \cdot 273}$			
26. Коэффициент теплоотдачи конвекцией от газов к трубам, $Вт/м^2 \cdot К$	$\alpha_{к}$	Рис. П7 $\alpha_{к} = \alpha_{н} c_Z c_S c_{ф}$			
27. Суммарная поглощательная способность трехатомных газов и водяных паров $м \cdot Па \cdot 10^5$	pS	pr_nS			
28. Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами и водяными парами	$K_{г}$	Рис. П3, при $\vartheta_{ф}^{ср}$			
29. Сила поглощения лучистого потока газов		$K_{г} r_n pS$			
30. Степень черноты газового потока	a	Рис. П4			
31. Температура загрязненной стенки труб, °С	$t_{ст}$	газ: $t_{ст} = t_{ф}^{ср} + 25$, мазут: $t_{ст} = t_{ф}^{ср} + 80$			
32. Коэффициент теплоотдачи излучением, $Вт/м^2 \cdot К$	$\alpha_{л}$	$\alpha_{н} a c_{г}$ рис. П8			
33. Коэффициент тепловой эффективности фестона	$\psi_{ф}$	0,85 – для газа; 0,6 – для мазута			
34. Коэффициент теплопередачи в фестоне,	**K**	$\psi_{ф} (\alpha_{к} + \alpha_{л})$			

Вт/м^2·К					
35. Тепловосприятие фестона по уравнению теплопередачи, кДж/кг, кДж/м^3	$Q_т$	$\frac{KH_ф\Delta t}{B_р \cdot 10^3}$			
36. Невязка расчета, %	$\Delta_ф$	$100 - \frac{Q_т}{Q_ф} \cdot 100$			

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. П1, П2 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. П2 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 уравнению 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. П6 – П8) графоаналитическим 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.

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.

6. Для ускорения расчета возможно использование графо-аналитического метода, приведенного на рис. П2. Графическую интерполяцию производят для определения температуры продуктов сгорания по-

сле 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. П2. 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		$0{,}9d_н\left(1{,}27\frac{s_1 s_2}{d_н^2}-1\right)$			
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	$\vartheta^{ср}_к$	$0{,}5(\vartheta'_к + \vartheta''_к)$			

Продолжение табл. 8.6

Наименование параметра и размерность	Обозначение	Расчетная формула, способ определения	Расчет		
			ϑ''_1	ϑ''_2	
1	2	3	4	5	6
16. Температура насыщения, °С	$t_н$	Табл. 3.1 [12]			
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		$\frac{B_р V_г (\vartheta^{ср}_к + 273)}{F_г \cdot 273}$			
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 ос-	$K_г$	Рис. П3,			

лабления лучей трехатомными газами и водяными парами, 1/(м·Па·10^5)		при $\vartheta_к^{ср}$			
27. Сила поглощения лучистого потока газов		$K_г r_n p S$			
28. Степень черноты газового потока	a	Рис. П4			

Окончание табл. 8.6

1	2	3	4	5	6
29. Температура загрязненной стенки труб, °С	$t_{ст}$	$t_{ст} = t_н + 25$ для газа, $t_{ст} = t_н + 60$ для мазута			
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	**К**	$\psi_к(\alpha_к + \alpha_л)$			
33. Тепловосприятие пучка по уравнению теплопередачи, кДж/кг, кДж/м^3	$Q_т$	$\frac{KH_к\Delta t}{B_р \cdot 10^3}$			
34. Невязка расчета, %	$\Delta_к$	$100 - \frac{Q_т}{Q_к}\cdot 100$			

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	$H_{\text{ф}}$	То же			
8. Сечение для прохода топочных газов, м^2	$F_{\text{г}}$	То же			

Продолжение табл. 8.7

Наименование параметра и размерность	Обозначение	Расчетная формула, способ определения	Расчет		
			ϑ''_1	ϑ''_2	
1	2	3	4	5	6
9. Эффективная толщина излучающего слоя, м		$0{,}9d_{\text{н}}\left(1{,}27\frac{s_1 s_2}{d_{\text{н}}^2}-1\right)$			
10. Температура газов перед фестоном, °С	$\vartheta'_{\text{ф}}$	$\vartheta'_{\text{ф}}=\vartheta''_{\text{т.д}}$, где $\vartheta''_{\text{т.д}}$ из расчета топки			
11. Энтальпия газов перед фестоном, кДж/кг, кДж/м^3	$I'_{\text{ф}}$	$I'_{\text{ф}}=I''_{\text{т.д}}$, где $I''_{\text{т.д}}$ из расчета топки			
12. Температура топочных газов за фестоном, °С	$\vartheta''_{\text{ф}}$	Табл. П2 или принимается			$\vartheta''_{\text{рф}}$
13. Энтальпия газов за фестоном, кДж/кг, кДж/м^3	$I''_{\text{ф}}$	По $I-\vartheta$ диаграмме, согласно $\vartheta''_{\text{ф}}$			
14. Тепловосприятие фестона по уравнению теплового баланса, кДж/кг, кДж/м^3	$Q_{\text{ф}}$	$\varphi(I'_{\text{ф}}-I''_{\text{ф}}+\Delta\alpha_{\text{ф}}I^0_{\text{в}})$			
15. Средняя температура газов в фестоне, °С	$\vartheta^{\text{ср}}_{\text{ф}}$	$0{,}5\left(\vartheta'_{\text{ф}}+\vartheta''_{\text{ф}}\right)$			
16. Температура воды на входе в фестон, °С	$t'_{\text{ф}}$	$t'_{\text{ф}}=t''_{\text{т}}$, где $t''_{\text{т}}$ из расчета топки			
17. Расход воды через водогрейный котел, кг/с	$G_{\text{в.к}}$	Табл. П2			
18. Приращение энтальпии воды в фестоне, кДж/кг	$\Delta i_{\text{ф}}$	$\frac{B_{\text{р}}Q_{\text{ф}}}{G_{\text{в.к}}}$			
19. Температура воды на выходе из фестона, °С	$t''_{\text{ф}}$	$t'_{\text{ф}}+(\Delta i_{\text{ф}}/4{,}19)$			
20. Средняя температура воды в фестоне, °С	$t^{\text{ср}}_{\text{ф}}$	$0{,}5\left(t'_{\text{ф}}+t''_{\text{ф}}\right)$			

21. Средний температурный напор, °С	Δt	$\vartheta_ф^{ср} - t_ф^{ср}$			
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

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		$\frac{B_р V_г \left(\vartheta_ф^{ср} + 273\right)}{F_г \cdot 273}$			
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_nS			
28. Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами и водяными парами	$K_г$	Рис. П3, при $\vartheta_ф^{ср}$			
29. Сила поглощения лучистого потока газов		$K_г r_n pS$			
30. Степень черноты газового потока	a	Рис. П4			
31. Температура загрязненной стенки труб, °С	$t_{ст}$	газ: $t_{ст} = t_ф^{ср} + 25$, мазут: $t_{ст} = t_ф^{ср} + 80$			
32. Коэффициент теплоотдачи излучением, Вт/м^2·К	$\alpha_л$	$\alpha_н a c_г$ 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	**К**	$\psi_ф (\alpha_к + \alpha_л)$			
35. Тепловосприятие фестона по уравнению теплопередачи, кДж/кг, кДж/м^3	$Q_т$	$\frac{K H_ф \Delta t}{B_р \cdot 10^3}$			

36. Невязка расчета, %	$\Delta_ф$	$100 - \frac{Q_т}{Q_ф} \cdot 100$			

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. **Либерман Н.Б., Нянковская М.Т.** Справочник по проектированию котельных установок систем централизованного теплоснабжения. М.: Энергия, 1979. 224 с.

10. **Липов Ю.М., Самойлов Ю.Ф., Модель З.Г.** Компоновка и тепловой расчет теплогеренатора. М.: Энергия, 1975.

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** II-36–73. Тепловые сети. М.: Стройиздат, 1974. 56 с.

16. **СНиП** 2.01.01–82. Строительная климатология и геофизика. М.: Стройиздат, 1983. 320 с.

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.** Котельные агрегаты: Учеб. пособие. Волгоград, 1997. 73 с.

22. **Фокин В.М.** Тепловые схемы котельных: Учеб.-метод. пособие. Волгоград, 1998. 87 с.

23. **Фокин В.М.** Эксплуатация теплогенерирующих установок: Учеб. пособие. Волгоград, 1999. 81 с.

24. **Фокин В.М.** Тепловой расчет теплогенератора: Учеб. пособие. Волгоград, 2000. 68 с.

25. **Фокин В. М.** Теплоэнергетическое оборудование котельных: Учеб. пособие. Волгоград, 2001. 80 с.

26. **Фокин В. М.** Энергосбережение в производственных и отопительных котельных. М.: Машиностроение-1, 2004. 180 с.

27. **Фокин В. М.** Расчет и эксплуатация теплоэнергетического оборудования котельных: Учеб. пособие с грифом УМО «Теплоэнергетика». Волгоград: ВолгГАСУ, 2004. 228 с.

28. **Чепель В.М., Шур И.А.** Сжигание газов в топках котлов и печей и обслуживание газового хозяйства предприятий. Л.: Недра, 1980. 592 с.

29. **Эстеркин Р.И.** Котельные установки (курсовое и дипломное проектирование). Л.: Энергостройиздат, 1989. 280 с.

30. **ГОСТ** 21.205–93. СПДС. Условные обозначения элементов санитарно-технических систем.

31. **ГОСТ** 21.206–93. СПДС. Условные обозначения трубопроводов.

32. **Каталог** котельно-энергетического оборудования Бийскэнергомаш-юг. 2003. 49 с.

33. **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	90,8 89,6	91,8 89,0	91,8 89,5	90,9 89,6	91,2 89,8	92,1 91,0
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 *M*	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

Продолжение табл. П2

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	14160

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,	Газ	Мазут

кВт/м^3	*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. 2.3, 2.4
2. Низшая и высшая теплота сгорания топлива. Почему в расчетах используется низшая теплота сгорания?	п. 2.5
3. Особенности процесса горения органического топлива	п. 2.1
4. Коэффициент избытка воздуха и почему в топку воздуха подается больше, чем теоретически необходимо?	п. 2.8
5. Почему коэффициенты избытка воздуха в уходящих топочных газах больше, чем в топке?	п. 2.8
6. Для чего составляется уравнение теплового баланса?	п. 3.1
7. Чем отличаются КПД брутто и нетто?	п. 3.2
8. Тепловые потери котла и их влияние на КПД?	п. 3.3
9. Назначение обдувочного аппарата	п. 7.1
10. Мероприятия по предохранению теплогенератора от высоко- и низкотемпературной корро-	п. 7.1

зии	
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. 1.2
15. Назначение контрольно-измерительных приборов	п. 1.3
16. Продувка манометра и водоуказательного стекла	п. 1.3
17. Понятие ВДУ, НДУ и запаса питания	п. 1.3
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 теплогенератора	разд. 5, 6
21. Причины выбора скоростей дымовых газов в основных элементах теплогенератора	п. 7.2
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.

$I \cdot 10^{-3}$

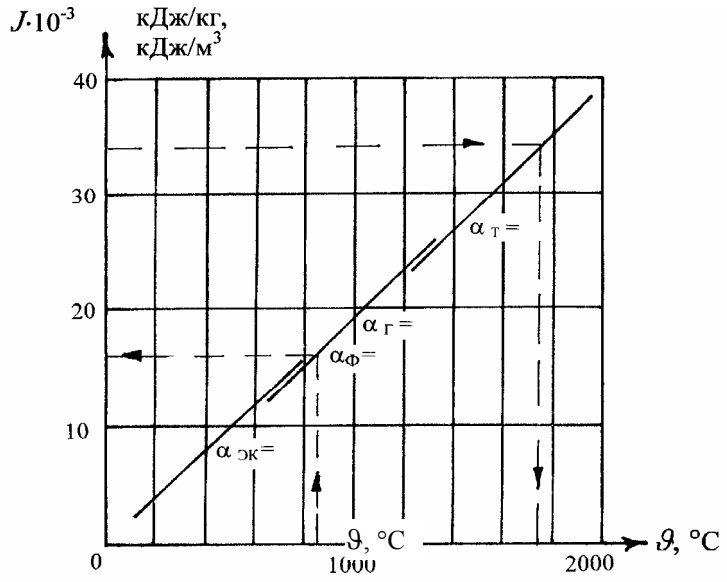


Рис. П1. Общий вид диаграммы *I* – ϑ (энтальпия – температура) продуктов сгорания органического топлива (топочных газов)

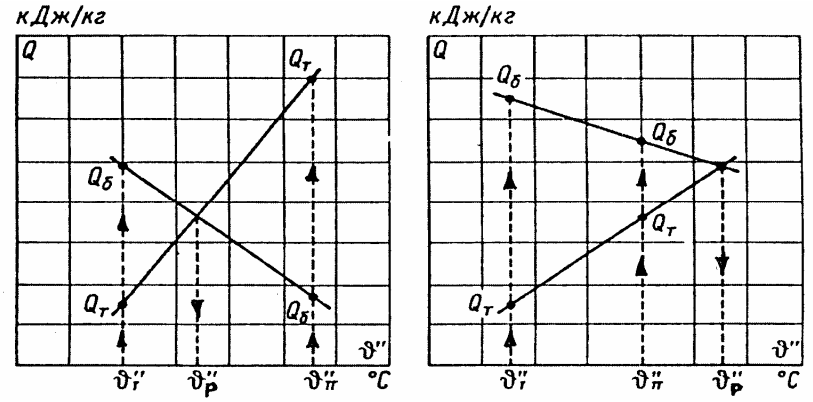


Рис. П2. Графическое определение расчетной температуры топочных газов на выходе из газохода (конвективного пучка)

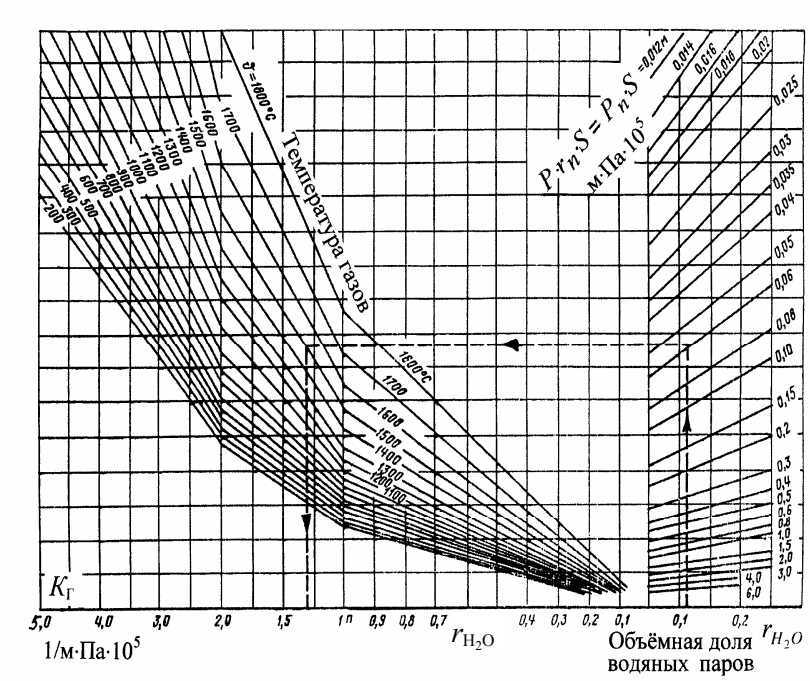


Рис. П3. Коэффициент ослабления лучей трехатомными газами

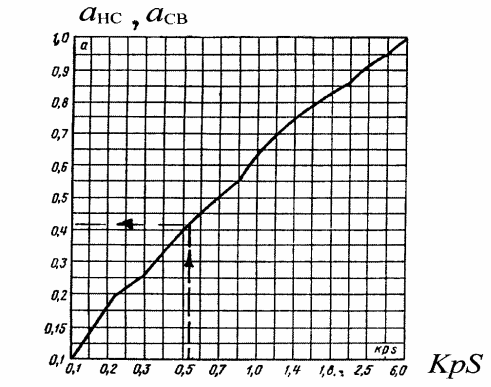


Рис. П4. Степень черноты продуктов сгорания *a* в зависимости от суммарной оптической толщины среды *KpS*

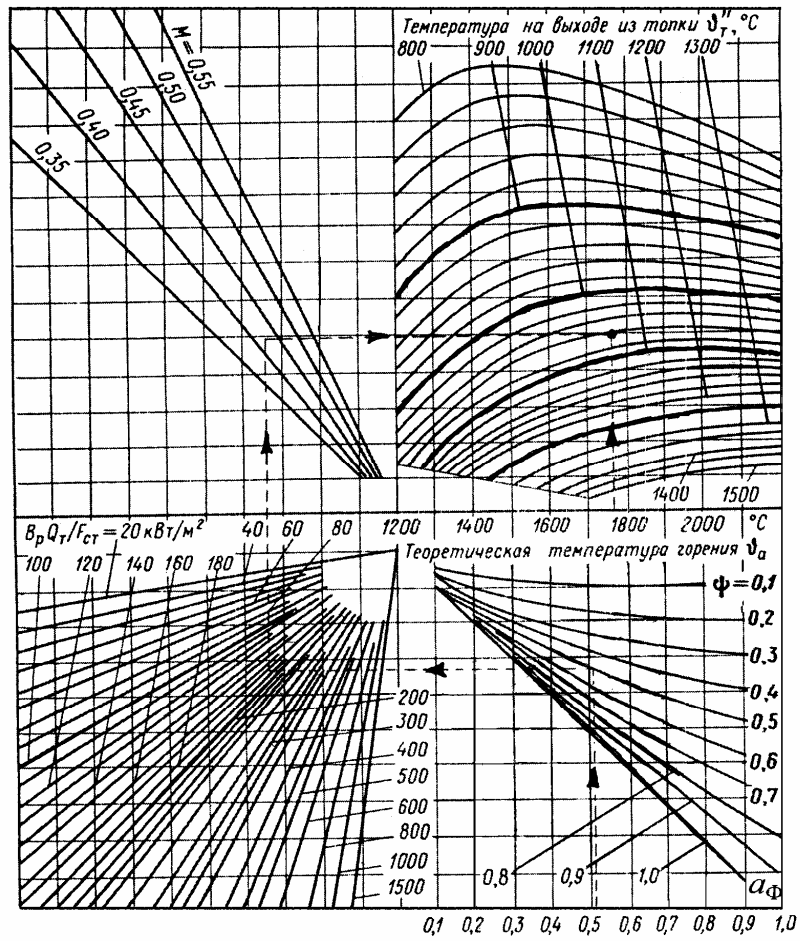


Рис. П5. Расчет теплопередачи в топках.
Расчет действительной температуры топочных газов на выходе из топки

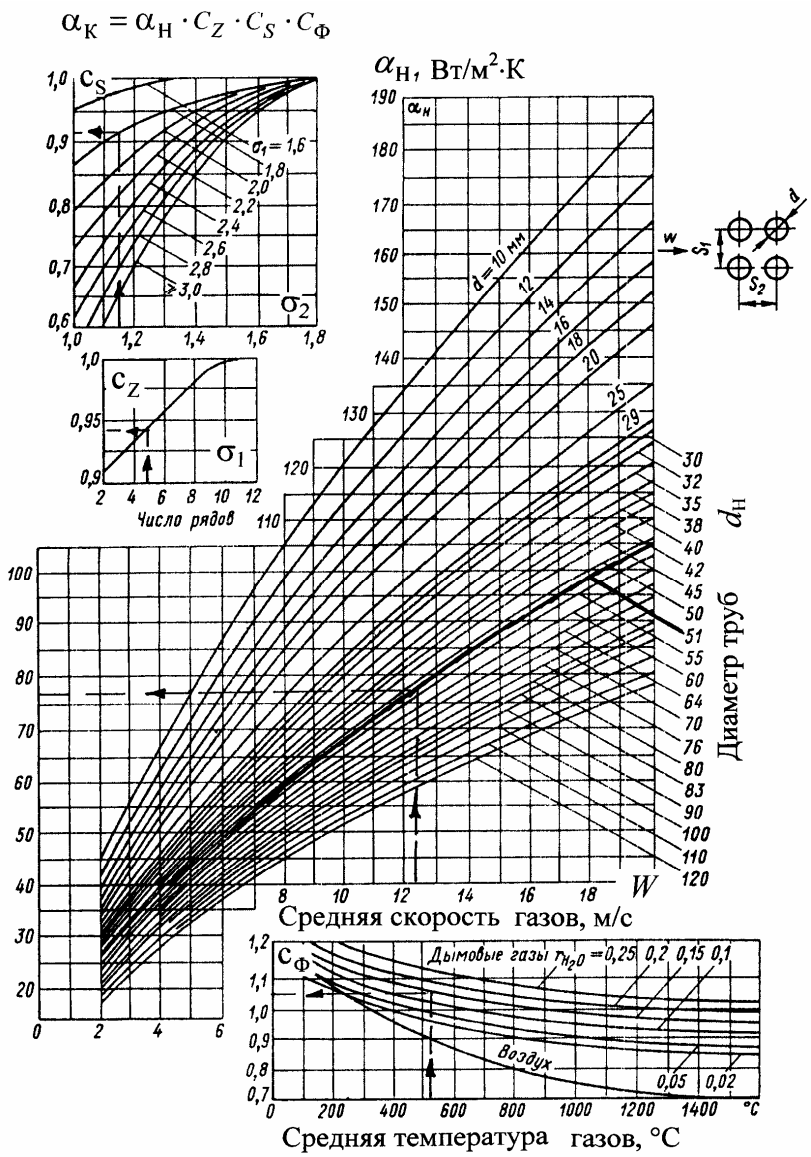
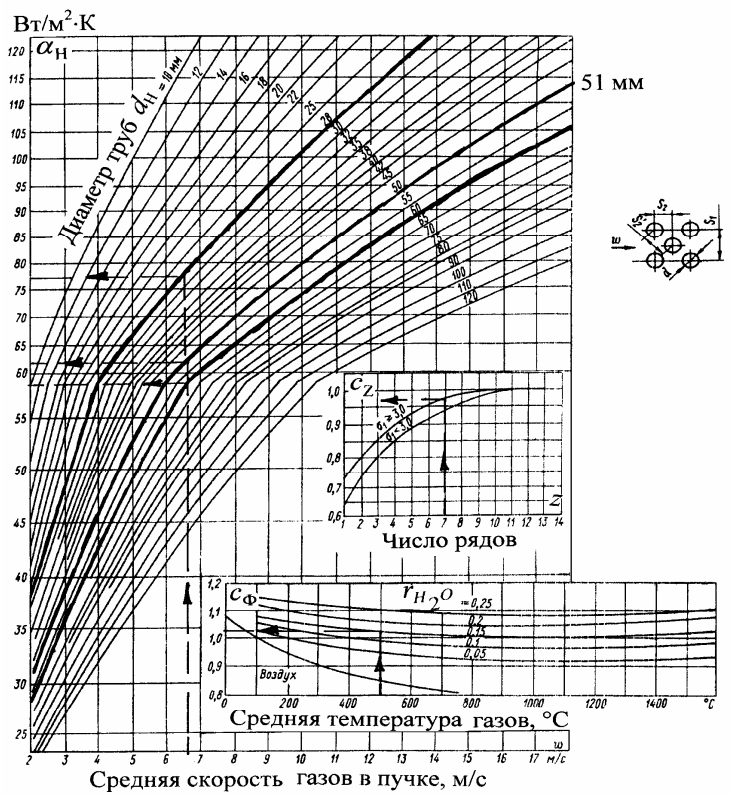


Рис. П6. Коэффициент теплоотдачи конвекцией при поперечном омывании коридорных гладкотрубных пучков



$\alpha_к = \alpha_н c_Z c_S c_ф$

$\alpha_К = \alpha_Н \cdot c_Z \cdot c_S \cdot c_Ф$

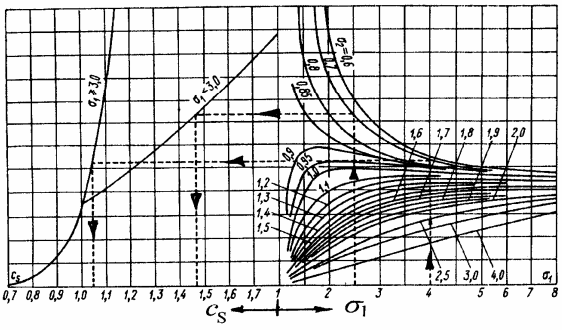


Рис. П7. Коэффициент теплоотдачи конвекцией при поперечном омывании шахматных гладкотрубных пучков

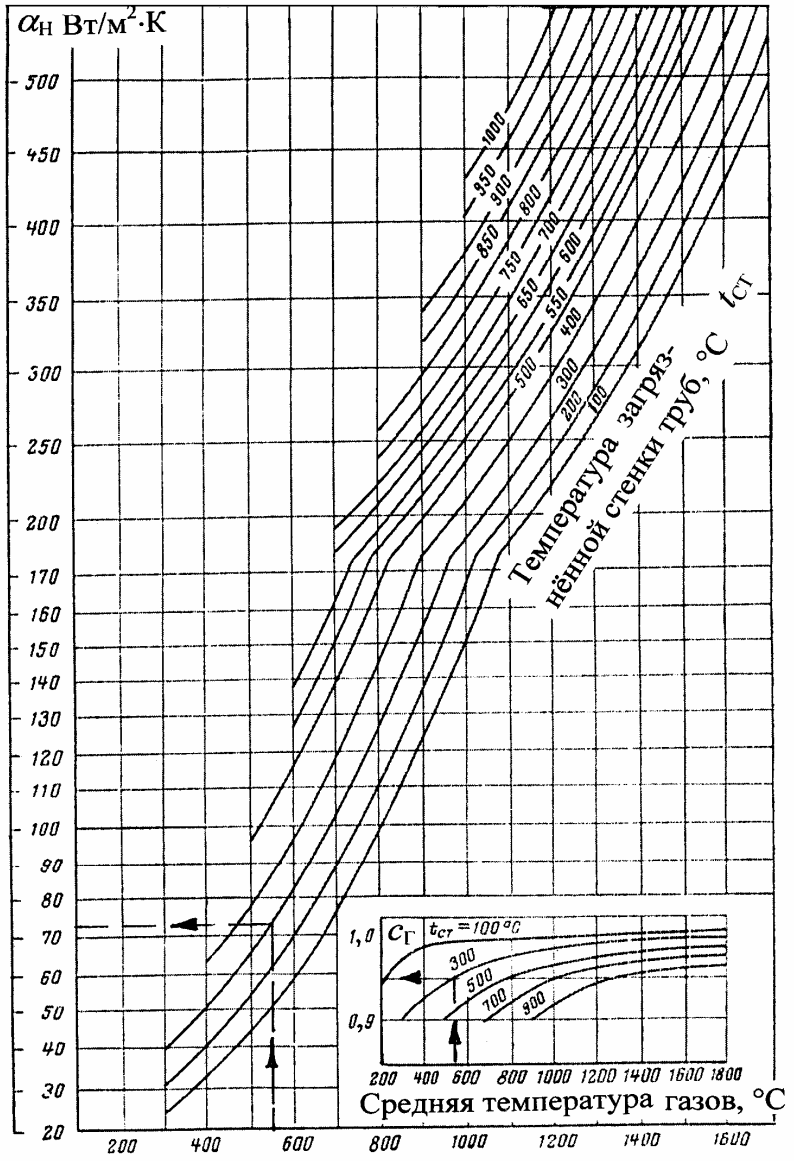


Рис. П8. Коэффициент теплоотдачи излучением

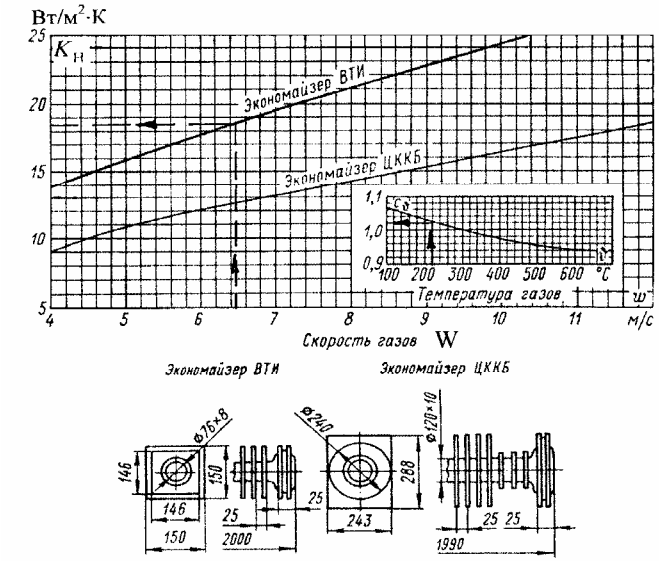


Рис. П9. Коэффициент теплопередачи чугунных экономайзеров

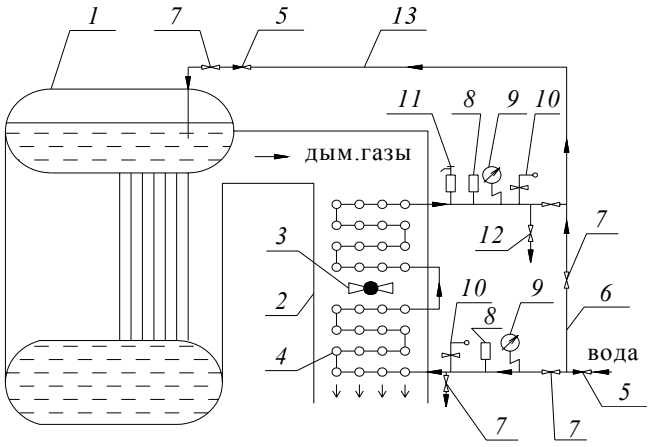


Рис. П10. Схема обвязки чугунного экономайзера:
1 – верхний барабан парового котла; *2* – обмуровка экономайзера; *3* – обдувочный паровой аппарат; *4* – чугунные ребристые трубы; *5* – обратный клапан; *6* – обводная линия (байпас); *7* – вентили; *8* – термометр; *9* – манометр; *10* – предохранительный клапан; *11* – воздухосборник; *12* – сгонная линия; *13* – питательная линия

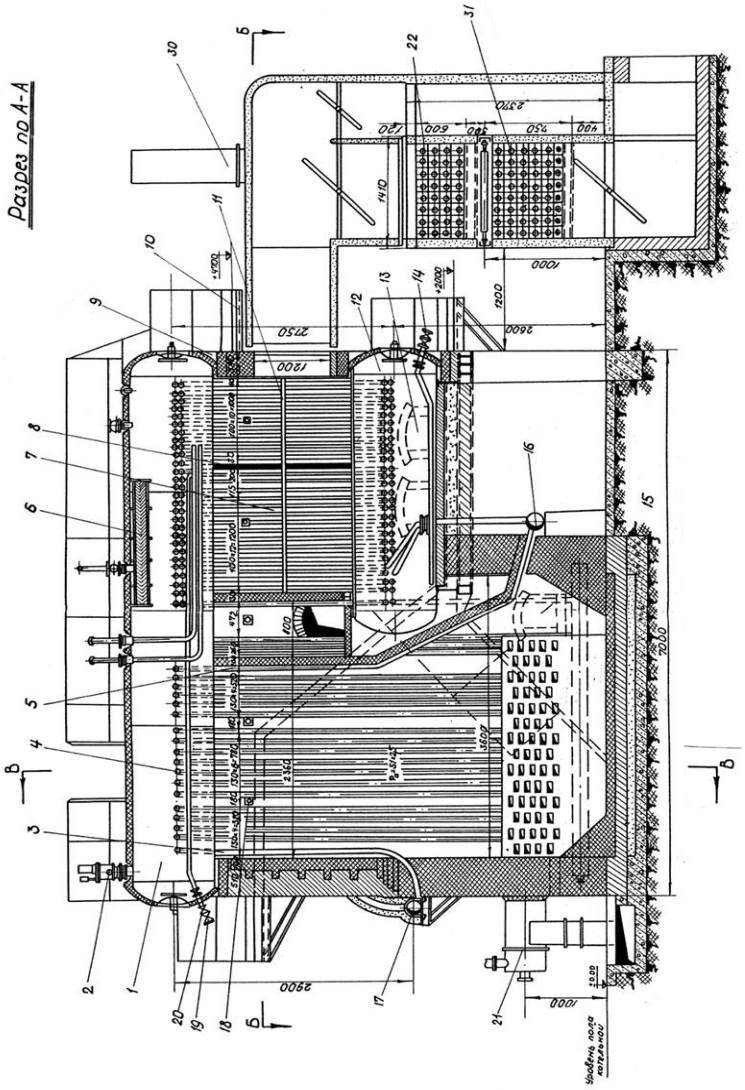


Рис. П11. Продольный разрез теплогенератора ДКВР-10-13

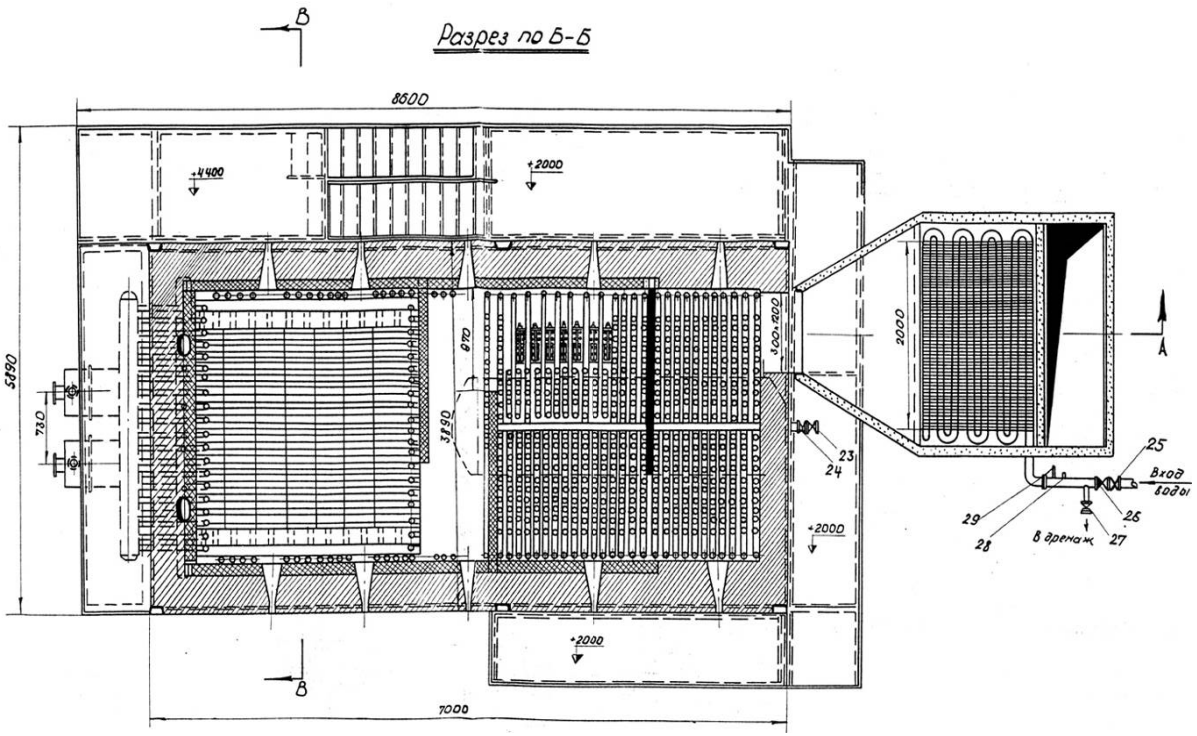


Рис. П12. Разрез (в плане) теплогенератора ДКВР-10-13

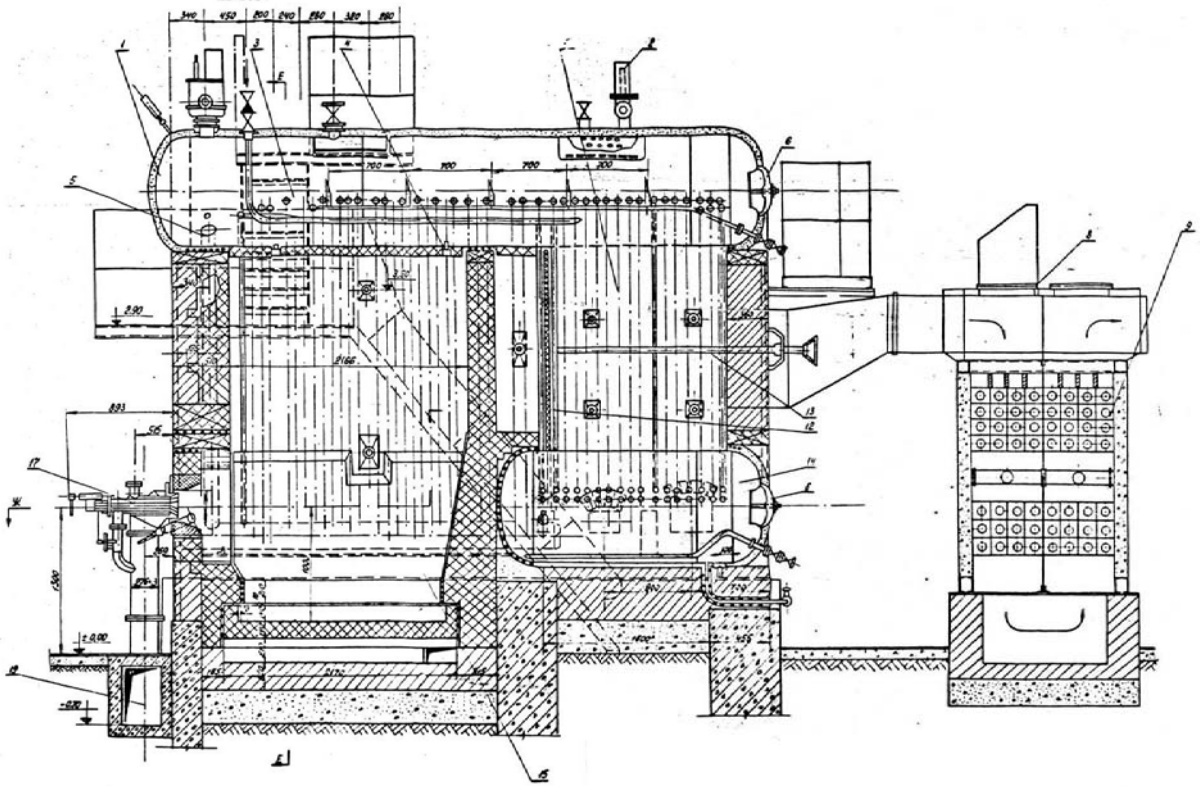


Рис. П13. Продольный разрез теплогенератора ДКВР-6,5-13

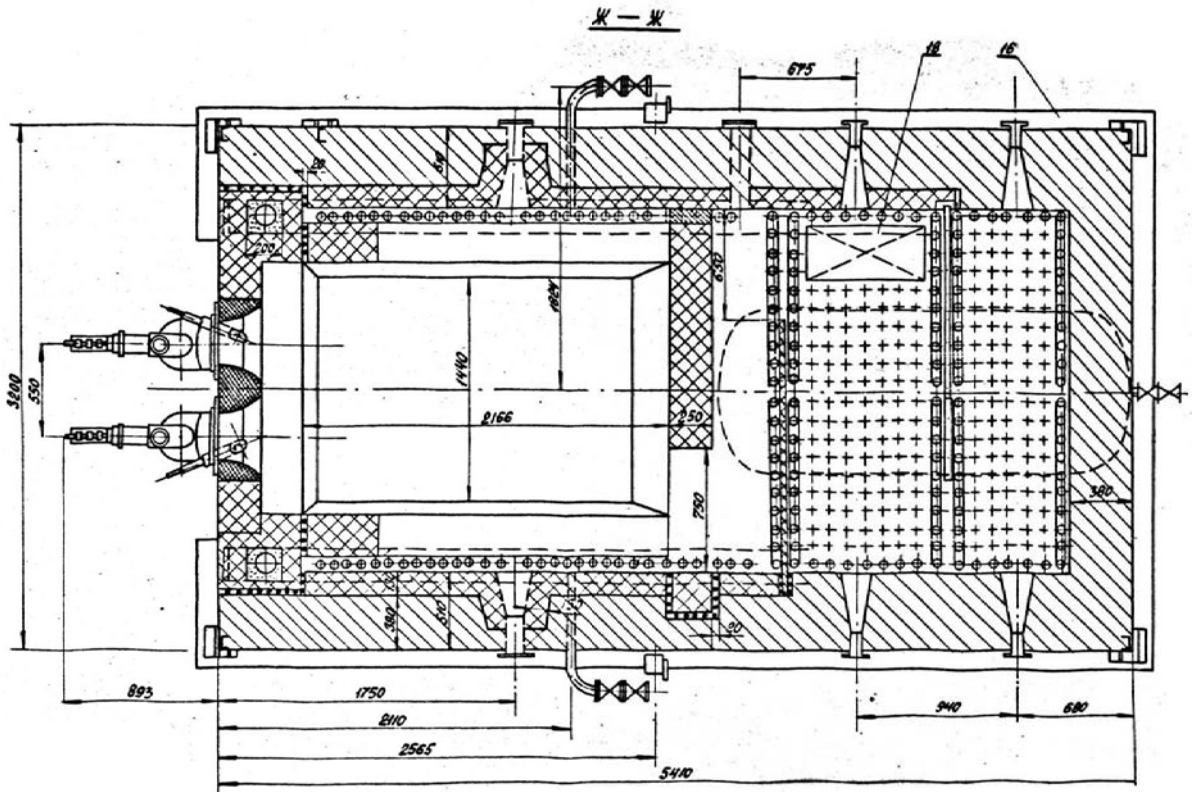


Рис. П14. Разрез (в плане) теплогенератора ДКВР-6,5-13

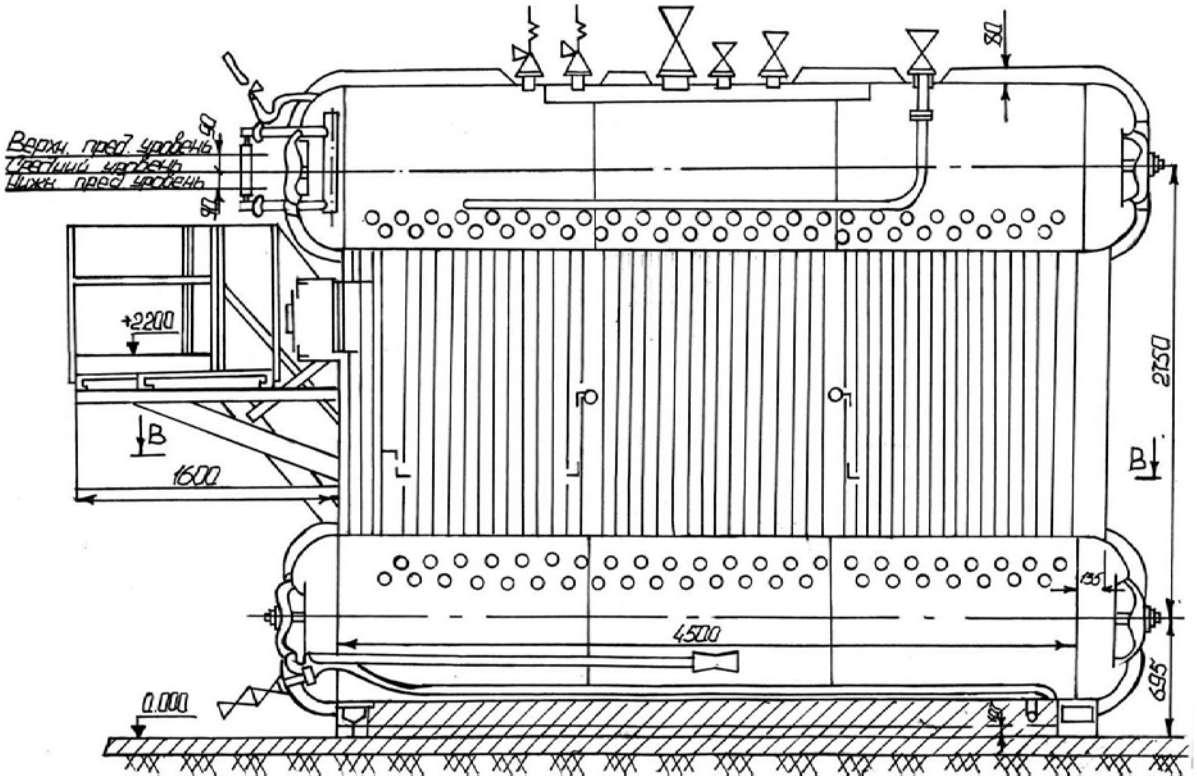
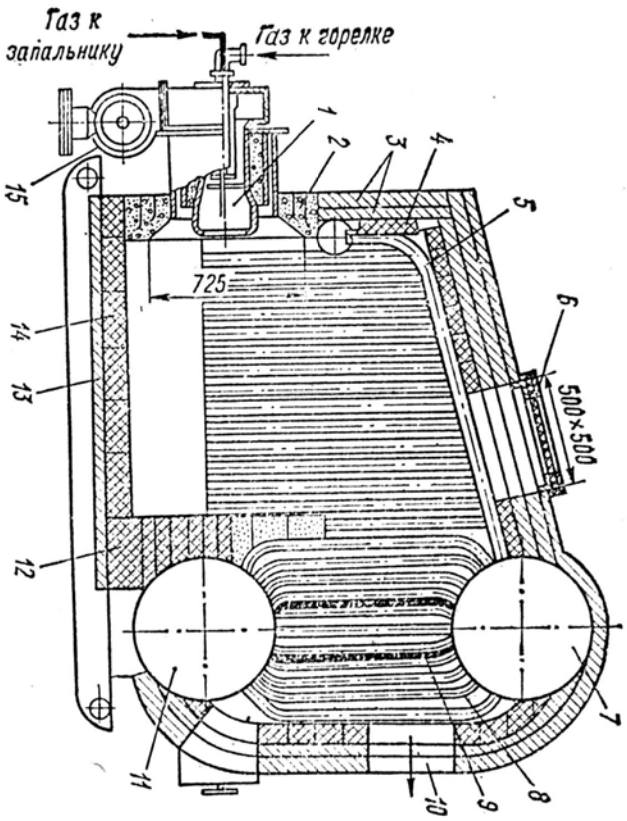


Рис. П15. Продольный разрез теплогенератора ДЕ-10-14



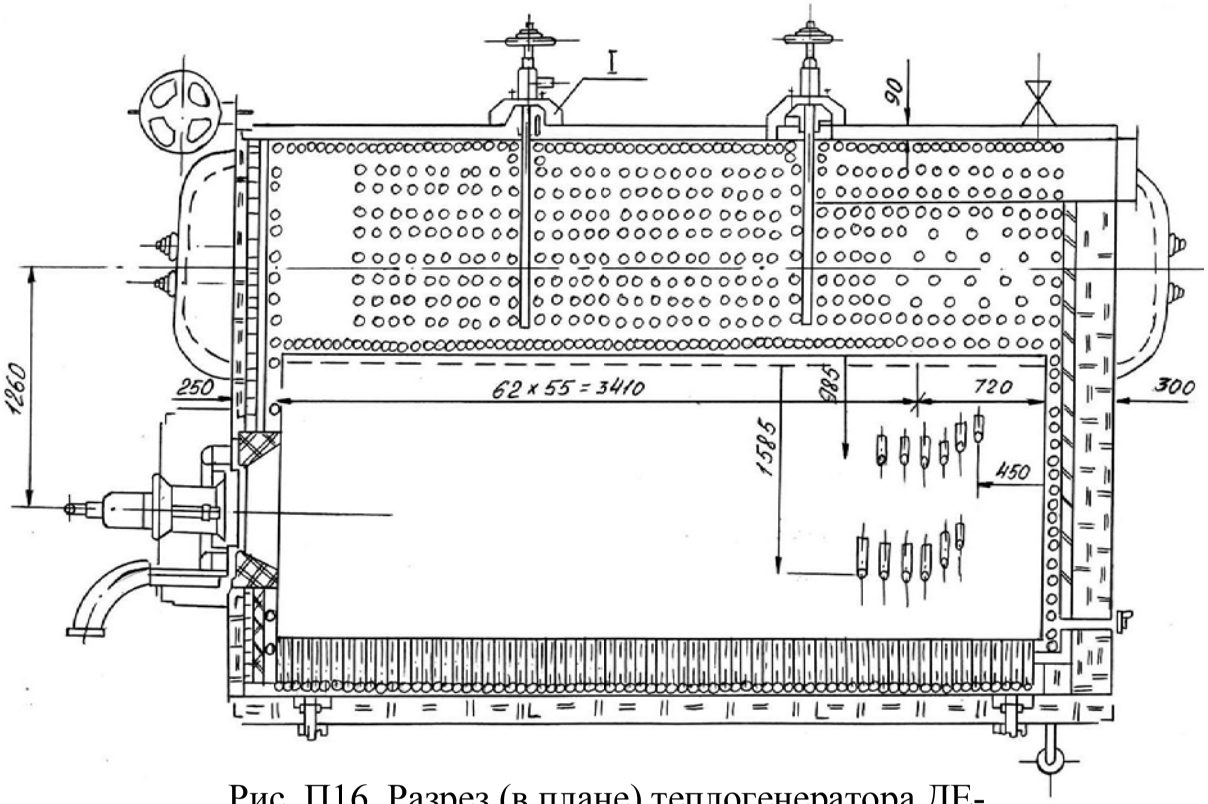


Рис. П16. Разрез (в плане) теплогенератора ДЕ-

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

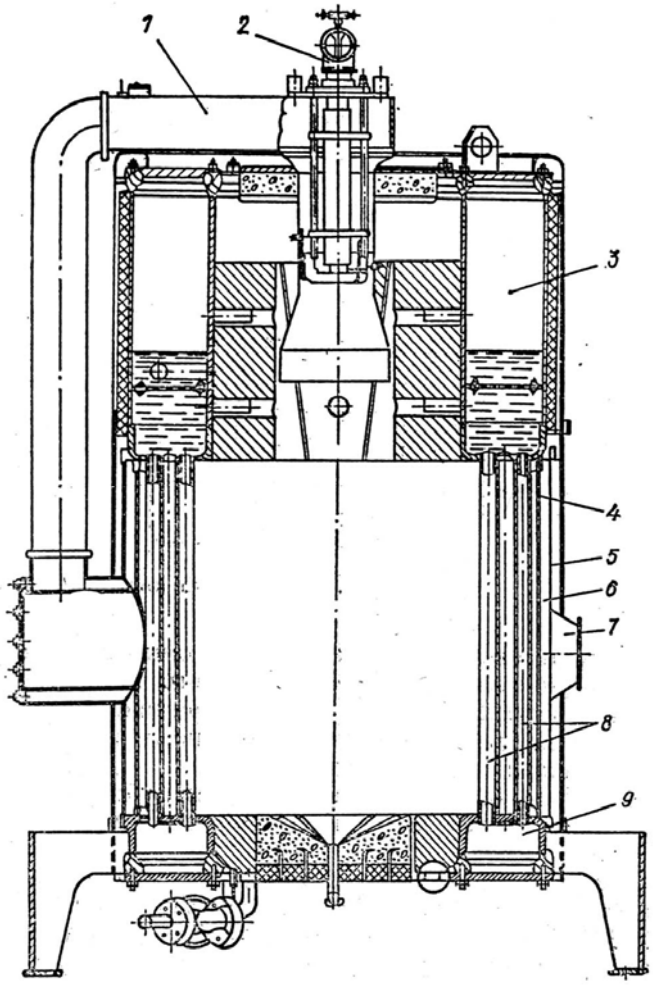


Рис. П18. Продольный разрез теплогенератора МЗК-7АГ-1 (Е-1-9ГН):
***1* – воздушный регистр; *2* – горелка; *3* – верхняя кольцевая камера;**
***4* – внутренняя жаростойкая обшивка; *5* – наружная стальная обшивка;**
***6* – кольцевой канал для прохода воздуха; *7* – патрубок для подачи воздуха;**

***8* – два (или три) ряда прямых вертикальных кипятильных труб;**
***9* – нижняя кольцевая камера**

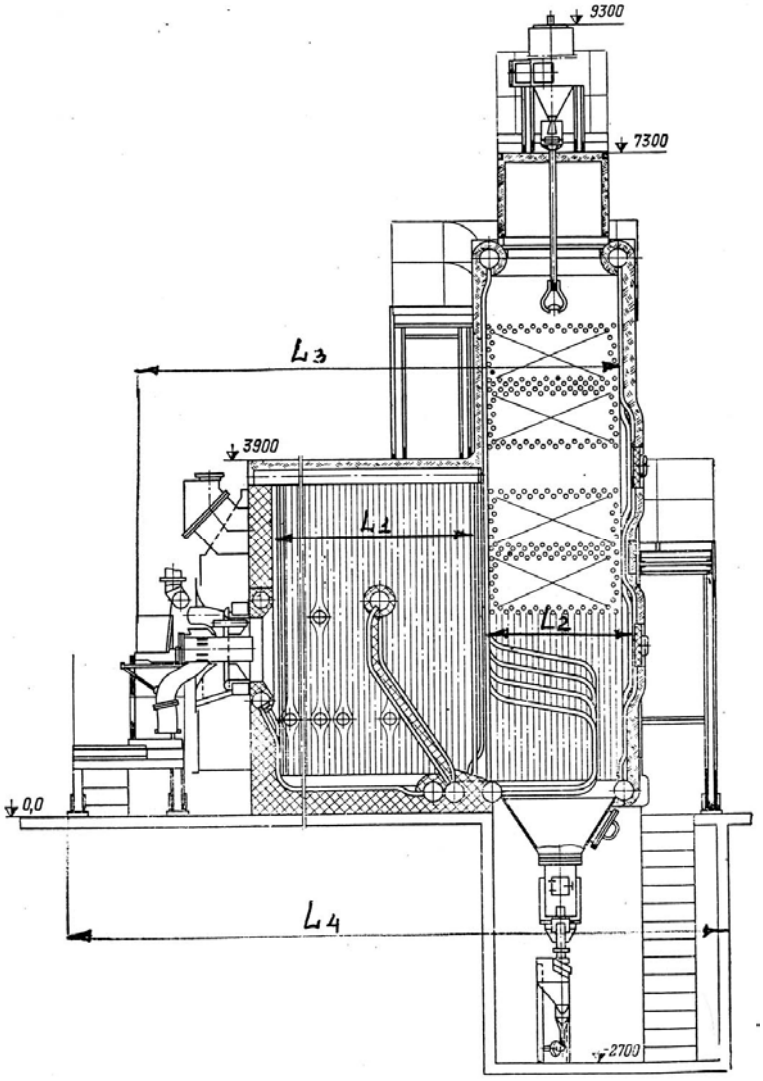


Рис. П19. Продольный разрез водогрейных котлов КВ-ГМ-10 (-20, -30)

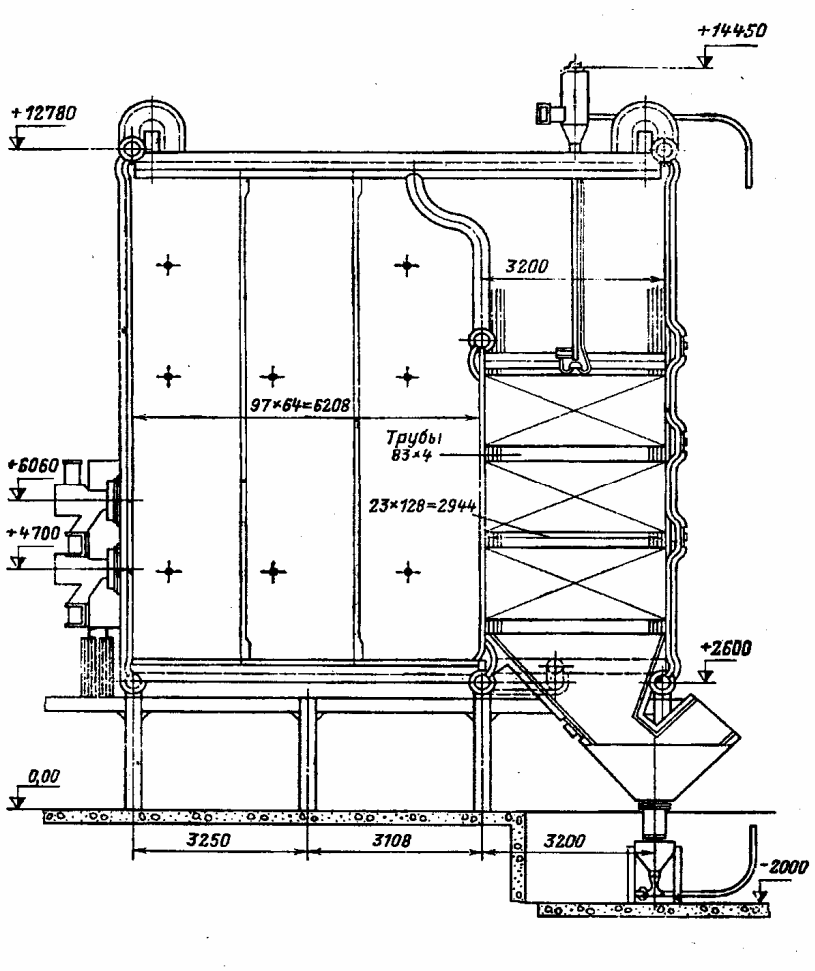


Рис. П20. Продольный разрез котлов КВ-ГМ-100

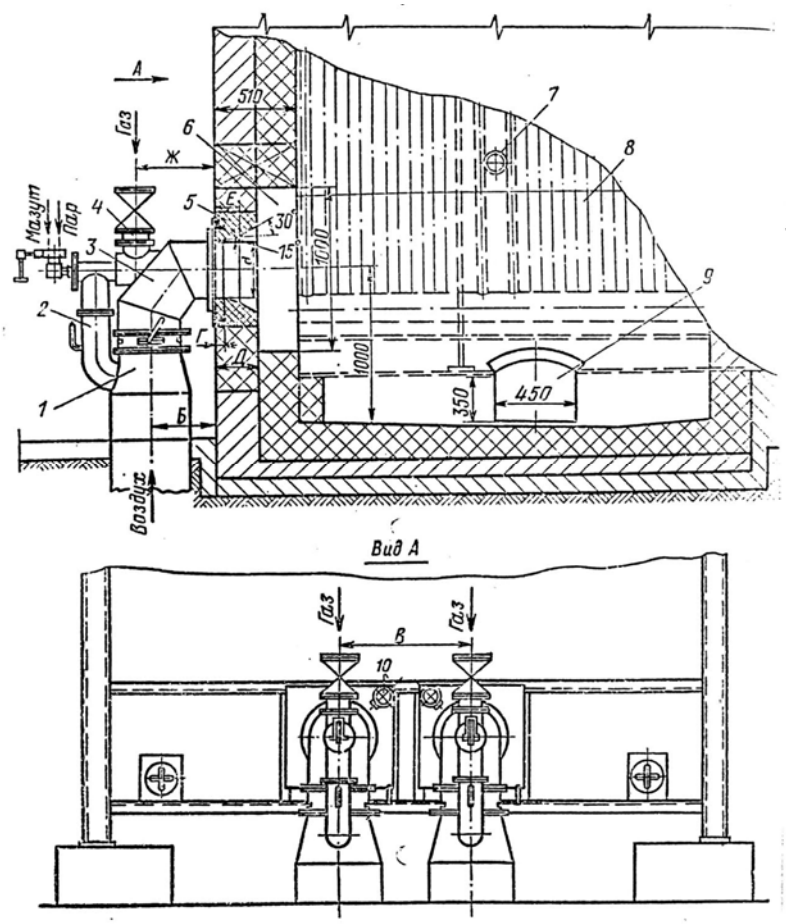


Рис. П21. Схема установки газомазутных горелок ГМГ на котлах ДКВР:
1, *2* – воздуховоды вторичного и первичного воздуха; *3* – горелка;
4 – газопровод; *5* – конический туннель; *6* – амбразура;
7 – смотровой лючок (гляделка); *8* – футеровка; *9* – лаз;
10 – запальное защитное устройство (ЗЗУ)

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;
11 – накидная гайка распыляющей головки мазутной форсунки

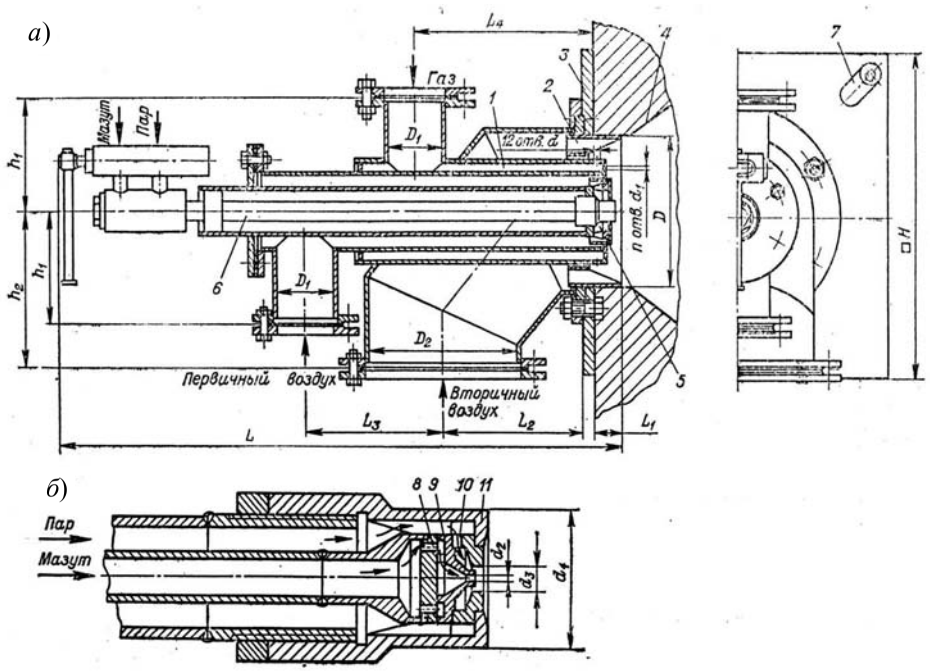
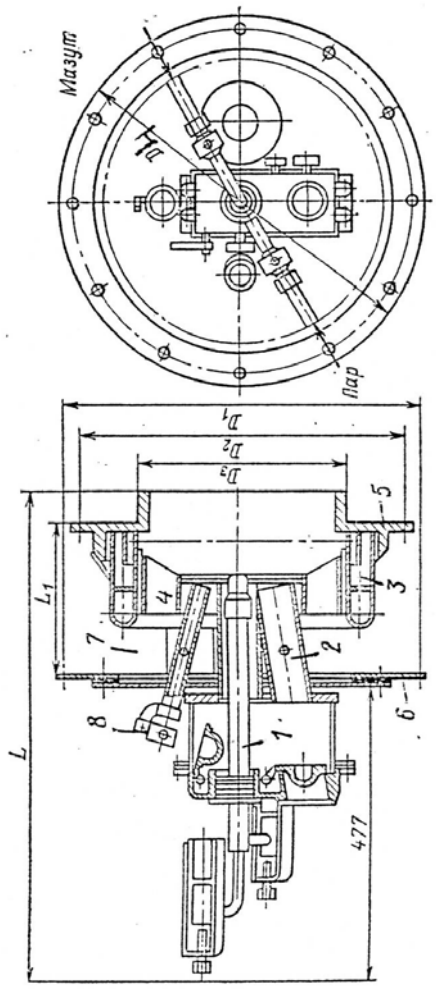


Рис. П23. Устройство газомазутной горелки ГМ:
1 – паромеханическая форсунка; *2* – трубка установки сменной форсунки;
3 – газовый кольцевой коллектор; *4* – лопатки направляющего устройства;
5 – монтажная плита фронта котла; *6* – металлическая стенка;
7 – короб первичного воздуха; *8* – запальное защитное устройство (ЗЗУ)



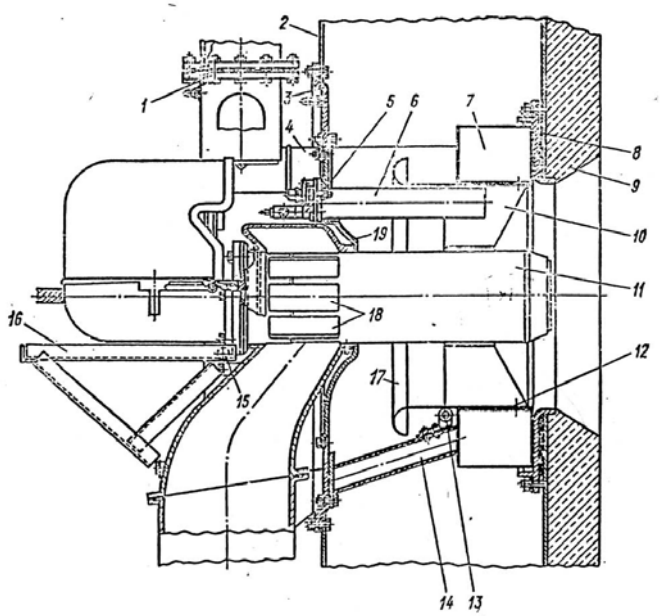


Рис. П24. Устройство ротационной газомазутной горелки РГМГ-10 (-20, -30):

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