

Н. В. Цыб

ОТОПИТЕЛЬНЫЕ КОТЕЛЬНЫЕ

Часть 2

Учебное пособие

**Санкт-Петербург
2024**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

**«Санкт-Петербургский государственный университет
промышленных технологий и дизайна»
Высшая школа технологии и энергетики**

Н. В. Цыб

ОТОПИТЕЛЬНЫЕ КОТЕЛЬНЫЕ

Часть 2

Учебное пособие

Утверждено Редакционно-издательским советом ВШТЭ СПбГУПТД

Санкт-Петербург
2024

УДК 621.82(075)

ББК 31.38я7

Ц 930

Рецензенты:

кандидат технических наук, доцент, зав. кафедрой теплосиловых установок и тепловых двигателей Высшей школы технологии и энергетики Санкт-Петербургского государственного университета промышленных технологий и дизайна

В. Г. Злобин;

Генеральный директор ООО «ГИП»

А. В. Павлов

Цыб, Н. В.

Ц 930 Отопительные котельные: учебное пособие. В 2-х частях / Н. В. Цыб. — СПб.: ВШТЭ СПбГУПТД, 2024. — Часть 2. — 108 с.

ISBN 978-5-91646-415-3

Учебное пособие соответствует программе и учебному плану дисциплины «Отопительные котельные» для студентов, обучающихся по направлению подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника».

Пособие предназначено для подготовки бакалавров очной и заочной форм обучения. Отдельные разделы пособия могут быть полезны магистрам, аспирантам и специалистам, работающим в области промышленной энергетики.

УДК 621.82(075)

ББК 31.38я7

ISBN 978-5-91646-415-3

© ВШТЭ СПбГУПТД, 2024

© Цыб Н. В., 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ.....	4
1. ЗАПОРНАЯ И РЕГУЛИРУЮЩАЯ АРМАТУРА	5
Контрольные вопросы.....	20
2. ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЕ.....	21
Контрольные вопросы.....	56
3. АВТОМАТИЗАЦИЯ КОТЕЛЬНЫХ	57
Контрольные вопросы	78
4. ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОТ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ ПРИ РАБОТЕ КОТЕЛЬНЫХ	79
Контрольные вопросы.....	86
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	87
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	88
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	89

ПРЕДИСЛОВИЕ

Отопительные котельные в основе своей относятся к котельным малой мощности. Это обусловлено прежде всего тепловыми нагрузками для нужд коммунального хозяйства, которые по сравнению с производственными мощностями значительно ниже. Несмотря на это, в них могут использоваться и используются паровые котлы, но зачастую потребление пара необходимо прежде всего для собственных нужд либо для нужд хозяйственно-бытовой деятельности потребителей. В связи с этим давление пара на выходе из таких котельных, как правило, не превышает 14 кгс/см^2 (1,4 МПа).

Стоит отметить, что помимо отопительных котельных малой мощности существуют котельные, встроенные в сеть централизованного теплоснабжения. Они относятся к объектам средней энергетики. Данные схемы, в подавляющем своем большинстве, преобладали во времена СССР. После его распада наметилась тенденция на децентрализацию источников тепла, и строительство автономных котельных, предназначенных индивидуально для одного здания (жилого и административного назначения). Как следствие, стали происходить изменения в действующих нормативных документах, и помимо ранее применяемых СНиП, стали внедряться Своды Правил (СП).

Уход от больших централизованных котельных ведет к тому, что применение комбинированной выработки тепла и электроэнергии может являться экономически нецелесообразным, и применение обычной котельной может стать единственным, экономически обоснованным техническим решением.

За последние два десятилетия в Российской Федерации произошел резкий скачок в применении жаротрубных котлов, которые во многих случаях пришли на замену водотрубным. И если ранее это была продукция иностранного производства, то в последние годы качество котлов отечественных производителей стало соответствовать мировым стандартам, в связи с чем применение их на вновь вводимых в эксплуатацию объектах становится все больше.

Научно-технический прогресс привел к широкому внедрению систем автоматического управления тепловыми процессами, происходящими в котельных. Это привело к появлению полностью автоматизированных объектов, в которых не требуется наличие постоянно присутствующего эксплуатирующего персонала. Управление данными объектами может происходить удаленно, по беспроводным каналам связи.

В учебном пособии рассматривается назначение, структура и тепловая схема отопительной котельной, назначение и характеристики основного и вспомогательного оборудования, а также системы топливоснабжения отопительных котельных. С учетом современных тенденций, разобрано применение средств автоматизации в отопительных котельных.

Пособие предназначено для подготовки бакалавров очной формы обучения. Отдельные разделы пособия могут быть полезны магистрам, аспирантам и специалистам, работающим в области промышленной энергетики.

1. ЗАПОРНАЯ И РЕГУЛИРУЮЩАЯ АРМАТУРА

Устройства и приборы, служащие для управления работой частей котельного агрегата, находящихся под давлением, для включения, отключения и регулирования трубопроводов, топливопроводов и газопроводов, основные предохранительные устройства носят название арматуры.

В соответствии с ГОСТ 24856–2014 арматура, применяемая в отопительных котельных, подразделяется на следующие основные виды:

- запорная – арматура, предназначенная для перекрытия потока рабочей среды с определенной герметичностью;
- регулирующая – арматура, предназначенная для регулирования параметров рабочей среды посредством изменения расхода или проходного сечения;
- обратная – арматура, предназначенная для автоматического предотвращения обратного потока рабочей среды;
- предохранительная – арматура, предназначенная для автоматической защиты оборудования и трубопроводов от недопустимого превышения давления посредством сброса избытка рабочей среды.

Арматуру выполняют с принудительным приводом и самодействующей.

По конструкции приводную арматуру разделяют на клапаны, задвижки, краны и затворы, а самодействующую – на предохранительные и обратные клапаны и конденсатоотводчики.

Клапаны – тип арматуры, у которой запирающий или регулирующий элемент перемещается параллельно оси потока рабочей среды. Клапаны применяют в качестве регуливающей и запорной арматуры (рис. 1.1). Как запорную арматуру их применяют при диаметрах прохода до 109-150 мм.

В запорном клапане (рис. 1.1, а) уплотняющая поверхность затвора плотно примыкает к поверхности седла. Клапан состоит из корпуса, крышки, шпинделя, на котором висит затвор. В корпусе имеется седло клапана. В месте прохода шпинделя через крышку установлено сальниковое уплотнение.

В регулирующем клапане (рис. 1.1, б) затвор имеет переменное сечение. Это дает возможность изменять проходное сечение. Регулирующий затвор выполняют в виде профилированной иглы, пустотелого золотника и т. д. В полностью закрытом состоянии они не обеспечивают полной плотности. Обычно регулирующие клапаны рассчитывают на работу с перепадом давления 1,0 МПа.

Основным показателем работы регулирующего клапана является его характеристика (зависимость относительного расхода среды от степени открытия клапана).

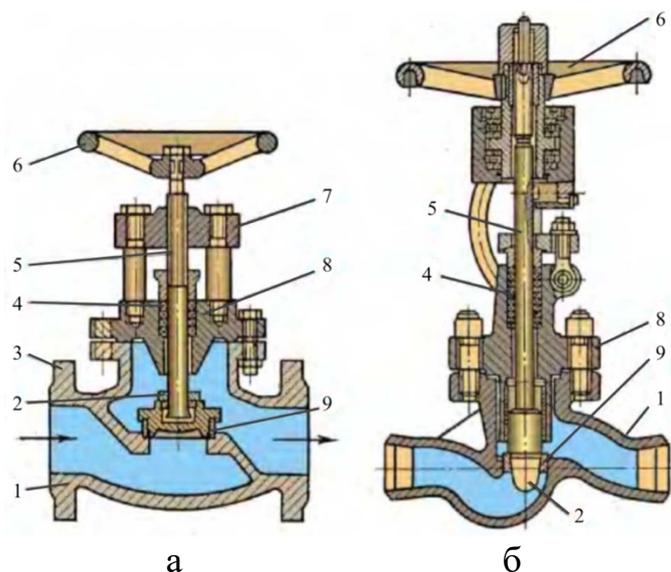


Рисунок 1.1 – Клапаны:

а –запорный фланцевый; *б* –регулирующий:

1 – корпус; 2 – затвор; 3 – фланец; 4 – сальниковое уплотнение;
 5 – шпindelь; 6 – штурвал (маховик); 7 – траверса; 8 – крышка;
 9 – клапанное седло

Для целей регулирования наиболее благоприятна линейная характеристика, для чего требуется выполнение регулирующих органов со сложным профилем открывающихся окон для перетока среды. Регулирующий клапан золотникового типа имеет пустотелый золотник с профилированными окнами, который шпинделем приводится в поступательное движение. При перемещении золотника относительно двух седел происходит изменение степени открытия окон.

В скальчатых регулирующих клапанах регулирующий орган выполнен в виде скалки, имеющей коническую форму вблизи седел. При перемещении скалки изменяется кольцевой зазор между ней и седлами клапана.

В игольчатых регулирующих клапанах регулировка достигается за счет перемещения профилированной иглы.

Задвижки – это тип арматуры, у которой запирающий или регулирующий элемент перемещается перпендикулярно к оси потока рабочей среды. Задвижки в основном используют в качестве запорной арматуры (рис. 1.2), хотя имеются и специальные конструкции регулировочных задвижек.

В задвижках запирающий орган (клин, диски) перемещается в направлении, перпендикулярном потоку. По принципу прижатия запорного органа задвижки разделяют на клиновые, с параллельно-принудительным затвором и самоуплотняющиеся.

В клиновых задвижках запирающий орган выполняют из целого или разрезного клина.

Коэффициент гидравлического сопротивления задвижек $b = 0,25-0,8$, а у запорных вентилей $b = 2,5-5$.

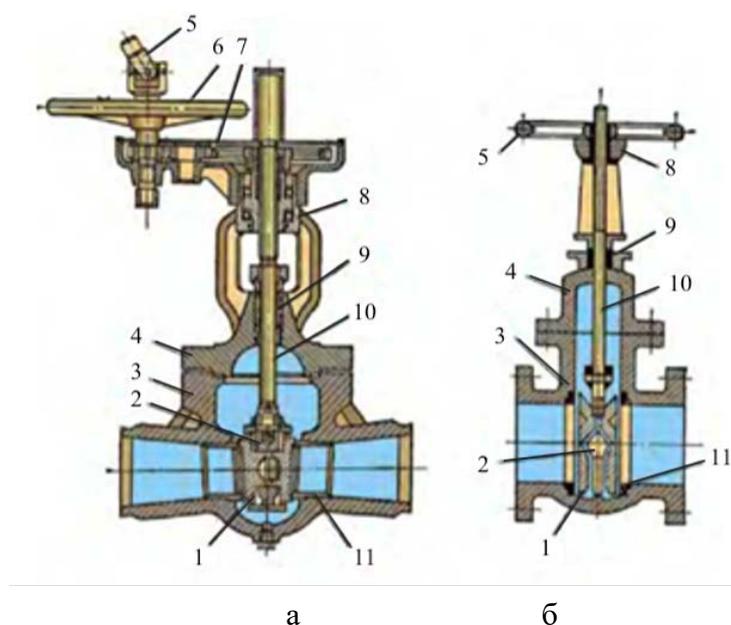


Рисунок 1.2 – Задвижки:

а – клиновая бесфланцевая с приводом; *б* – параллельная фланцевая
 1 – уплотнительные диски; 2 – распорное устройство; 3 – корпус;
 4 – крышка; 5 – рычаг дистанционного привода; 6 – маховик; 7 – зубчатое колесо; 8 – траверса; 9 – сальниковое уплотнение;
 10 – шпindel; 11 – уплотнительное кольцо

Краны – тип арматуры, у которой запирающий или регулирующий элемент, имеющий форму тела вращения или его части, поворачивается вокруг собственной оси, произвольно расположенной по отношению к направлению потока рабочей среды. Краны используют в качестве запорной арматуры. В зависимости от типа присоединения к трубопроводу они могут быть:

- резьбовыми;
- фланцевыми;
- приварными.

В настоящее время наибольшее распространение получили **шаровые краны**, в которых запирающим элементом является шар с выполненным в нем отверстием. В том случае, если площадь сечения проточной части (отверстия шара) примерно равна или больше площади отверстия входного патрубка, если диаметр отверстия шара совпадает с присоединительными патрубками, кран называется полнопроходным. Если площадь сечения проточной части (отверстия шара) меньше площади отверстия входного патрубка (не совпадает), то непроходным. В отличие от задвижки и вентиля, где для закрытия требуется совершить несколько оборотов маховика, угол поворота рукоятки шарового крана составляет 90° , что позволяет достаточно быстро прекратить подачу перекачиваемой жидкости.

Устройство шарового крана приведено на рисунке 1.3.

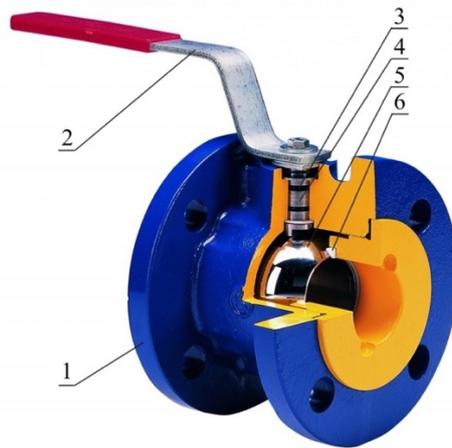


Рисунок 1.3 – Кран шаровый фланцевый:
 1 – корпус; 2 – рукоятка; 3 – уплотнительное кольцо;
 4 – шток; 5 – шар; 6 – седло

Дисковые затворы – тип арматуры, у которой запирающий или регулирующий элемент имеет форму диска, поворачивающегося вокруг оси, перпендикулярной или расположенной под углом к направлению потока рабочей среды. Дисковые затворы относятся к типу запорно-регулирующей арматуры. Запорным устройством в них служит дисковый затвор (рис. 1.4). Как и в случае с шаровым краном, угол поворота рукоятки от полного открытия до его закрытия составляет также 90° .

Все типы запорной и регулирующей арматуры могут быть как с ручным приводом (упоминалось выше) так и с механизированным приводом. Как правило, это электропривод или же пневмопривод, что встречается реже. Применение механизированных приводов значительно снижает время на открытие/закрытие арматуры, позволяет осуществлять управление дистанционно и практически повсеместно применяется на арматуре с большим диаметром, где требуется большое усилие для ее эксплуатации.



Рисунок 1.4 – Затвор дисковый поворотный:
 1 – корпус; 2 – стопорное кольцо; 3 – упорное кольцо;
 4 – втулка; 5 – кольцевое уплотнение; 6 – шток; 7 – диск; 8 – седловое
 уплотнение; 9 – нижний шток; 10 – заглушка

В качестве запорных органов для газовых потоков используются шиберные задвижки (рис. 1.5).

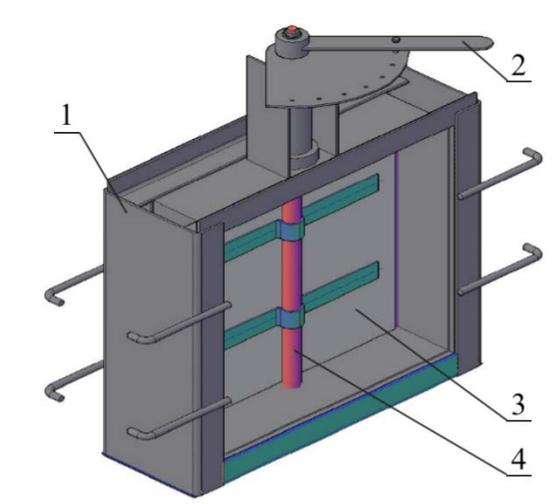


Рисунок 1.5 – Шиберная задвижка:
1 – корпус; 2 – рукоятка; 3 – шибер; 4 – вал

Краны (клапаны) могут относиться и к регулирующей арматуре, предназначенной для регулирования расхода в соответствии с проектными данными. Принцип их действия, несмотря на разнообразие конструкций, основан на частичном перекрытии проходящего через них потока жидкости. В большинстве случаев регулировочные краны (клапаны) сочетают в себе функции запорных, это в большей степени относится к кранам.

Основным отличием регулировочных кранов (клапанов) от запорных является линейная характеристика между степенью открытия крана и расходом. Это позволяет добиться точных значений при регулировании расхода теплоносителя, проходящего через них.

Для определения расхода, проходящего через данный тип арматуры, предусмотрены переносные расходомеры, которые подключаются к специальным ниппелям, расположенным на кранах.

На рисунке 1.6 представлен шаровый регулировочный кран. Основным отличием от обычного шарового крана является форма прорези в шаре. Она выполнена таким образом, чтобы поддерживать линейную зависимость расхода от степени открытия крана, о чем упоминалось выше. На данном рисунке также видно, что данный кран является и запорным, так как для его закрытия, как и в случае шарового крана, необходимо повернуть ручку на 90° , что обеспечит полное перекрытие потока через него. Под ручкой, к которой прикреплена стрелка, расположена шкала с делениями и стопорный механизм, позволяющий зафиксировать положение максимального открытия крана.

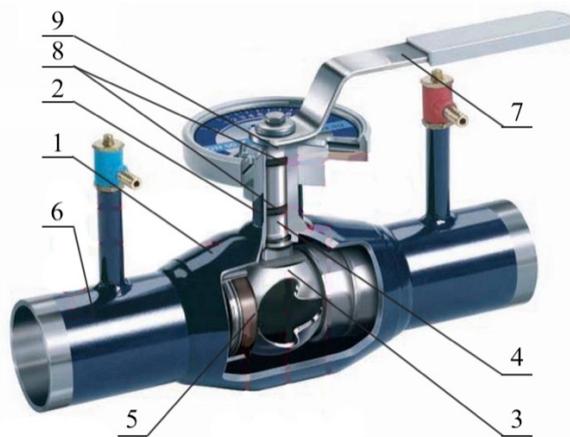


Рисунок 1.6 – Шаровый регулировочный кран:

1 – корпус; 2 – втулка штока; 3 – шар; 4 – шток; 5 – уплотнение шара; 6 – патрубки; 7 – ручка; 8 – уплотнительные кольца; 9 – уплотнительная втулка

На рисунке 1.7 изображен регулировочный клапан седельного типа. Принцип его работы аналогичен ранее рассмотренному запорному вентилю. Но за счет особенностей конструкции характеристика открытия/закрытия к расходу клапана является линейной. В маховике отображается число оборотов открытия клапана. В данном клапане также присутствует устройство, ограничивающее максимальный расход, выставленный при регулировке.



Рисунок 1.7 – Регулировочный кран седельного типа

Одной из разновидностью автоматической регулирующей арматуры является **автоматический регулятор давления (самодействующий)** (рис. 1.8), предназначенный для автоматического поддержания заданного давления без использования электропривода. Принцип действия основан на воздействии давления потока до и после клапана, который регулируется настроечной пружиной. Импульс давления среды до клапана может подаваться как через импульсное отверстие в самом клапане, так и через импульсную трубку, подключенную к трубопроводу до регулятора. Давление на выходе при помощи импульсной линии, подключенной к участку трубопровода после расположенного на нем регулятора. Путем изменения усилия настроечной пружины происходит изменение перепада давления до и после регулятора и как следствие, расхода пара или жидкости.

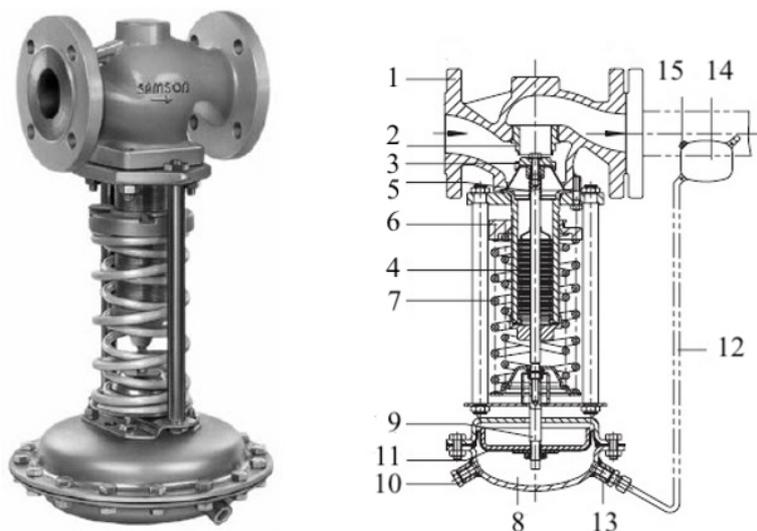


Рисунок 1.8 – Автоматический регулятор давления седельного типа:
 1 – корпус клапана; 2 – седло клапана; 3 – плунжер; 4 – металлический
 сильфон; 5 – шток плунжера; 6 – задатчик; 7 – регулирующие пружины;
 8 – привод; 9 – шток привода; 10 – воздушник; 11 – регулирующая мембрана;
 12 – импульсная трубка; 13 –подсоединение импульсной трубки;
 14 – промежуточный сосуд; 15 – пробка наливного отверстия

Следующей разновидностью регулирующей арматуры являются **регуляторы с электроприводом**, предназначенные для автоматического поддержания необходимых параметров (давления, температуры) путем подачи управляющего сигнала от системы автоматического управления. Принцип работы аналогичен ранее рассматриваемой запорной арматуре с электроприводом, при этом помимо крайних положений (открыто/закрыто) поддерживаются и промежуточные, что позволяет регулировать пропускаемый через них поток. На рисунке 1.9 изображены регуляторы с электроприводами.



Рисунок 1.9 – Регуляторы с электроприводами

Обратная арматура препятствует движению рабочей среды в обратном направлении. Так, например, обратные клапаны на питательных линиях закрываются при аварийном падении давления в питательных трубопроводах и препятствует выпуску воды из котла.

По конструкции обратные клапаны подразделяют на подъемные и поворотные. В подъемных клапанах (рис. 1.10, а) запорным органом является тарелка (золотник) 2, хвостовик которой входит в направляющий канал прилива крышки 1. В поворотных клапанах (рис. 1.10, б) тарелка 6 поворачивается вокруг оси 7 и перекрывает проход.

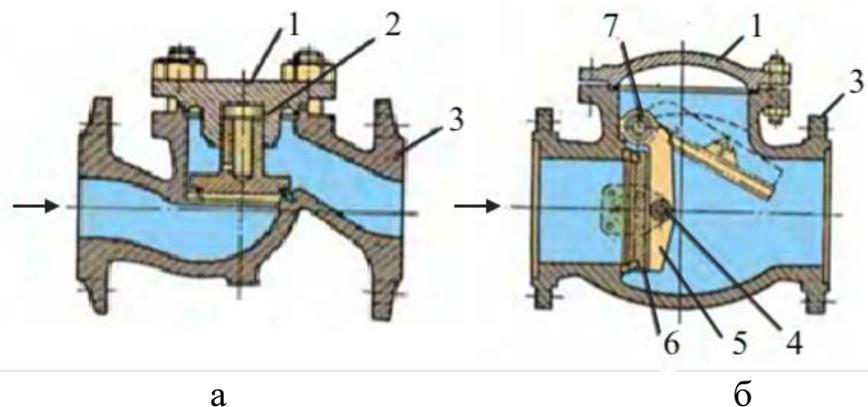


Рисунок 1.10 – Обратный клапан:
а – подъемный; б – поворотный:

1 – крышка; 2 – золотник; 3 – корпус; 4 – ось клапана; 5 – рычаг;
б – тарелка; 7 – ось рычага

Также существуют межфланцевые обратные клапана (рис. 1.11). Они монтируются между двумя фланцами на трубопроводе. Особенностью их конструкции является механизм типа «бабочка», который имеет подпружиненную конструкцию, что дает возможность размещать как на горизонтальных, так и на вертикальных участках трубопровода. Помимо этого, клапан данной конструкции обладает следующим преимуществом перед предыдущими – они более компактные, что позволяет применять их в модульных котельных наряду с поворотными затворами из-за ограниченности внутреннего пространства.

Обратные клапаны устанавливают в котельных обычно на напорных линиях центробежных насосов, на питательных линиях перед котлом для пропуска воды только в одном направлении и в других местах, где имеется опасность обратного движения среды.



Рисунок 1.11 – Межфланцевый обратный клапан

Предохранительная арматура – это трубопроводная арматура, предназначенная для защиты от механического разрушения оборудования и трубопроводов избыточным давлением путем автоматического выпуска избытка жидкой, паро- и газообразной среды из систем и сосудов с давлением сверх установленного. Предохранительный клапан представляет собой запорное устройство, которое автоматически открывается при повышении давления. Устанавливают его на барабанных котлах, паропроводах, трубопроводах, резервуарах и др. При открытии клапана среда сбрасывается в атмосферу. Предохранительные клапаны могут быть рычажными (рис. 1.12, а) и пружинными (рис. 1.12, б). В рычажном клапане запирающий орган (тарелка) удерживается в закрытом состоянии грузом. В пружинном предохранительном клапане давлению среды на тарелку противодействует сила натяга пружины.

Предохранительные клапаны выполняют как одинарными, так и двойными. В зависимости от высоты подъема тарелки клапаны разделяют на низкоподъемные и полноподъемные. В полноподъемных клапанах площадь, открываемая проходу среды при подъеме клапана, превышает проход седла. Они обладают большей пропускной способностью, чем низкоподъемные.

На паровых котлах с давлением 39 кг/см и выше должны устанавливаться только **импульсные предохранительные клапаны** (рис. 1.13). При повышении давления в барабане 1, коллекторе или паропроводе выше нормального срабатывает электроконтактный манометр 4, который выключает ток в цепи нижней катушки электромагнита 5 и включает в цепи верхней катушки (на импульсном клапане 3). Верхний электромагнит открывает импульсный клапан 3. Пар поступает в главный предохранительный клапан 7 и открывает его. При снижении давления пара в барабане электронный манометр выключает верхнюю катушку электромагнита и включает нижнюю. Импульсный клапан закрывается, прекращая доступ пара в камеру перегретого пара, давление под поршнем последнего падает за счет выхода пара через дренажную трубку бугеля, и главный предохранительный клапан закрывается.

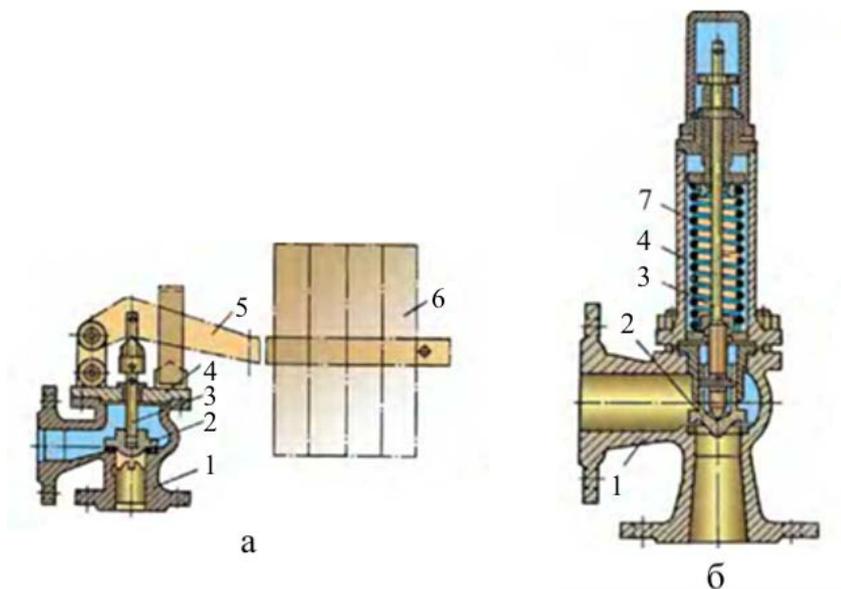


Рисунок 1.12 – Предохранительный клапан:
а – однорычажный; *б* – пружинный:
 1 – корпус; 2 – затвор; 3 – шпindelь;
 4 – крышка; 5 – рычаг; 6 – груз; 7 – пружина

Импульсные предохранительные клапаны выбирают по каталогам арматурных заводов по давлению, температуре перегрева и расходу.

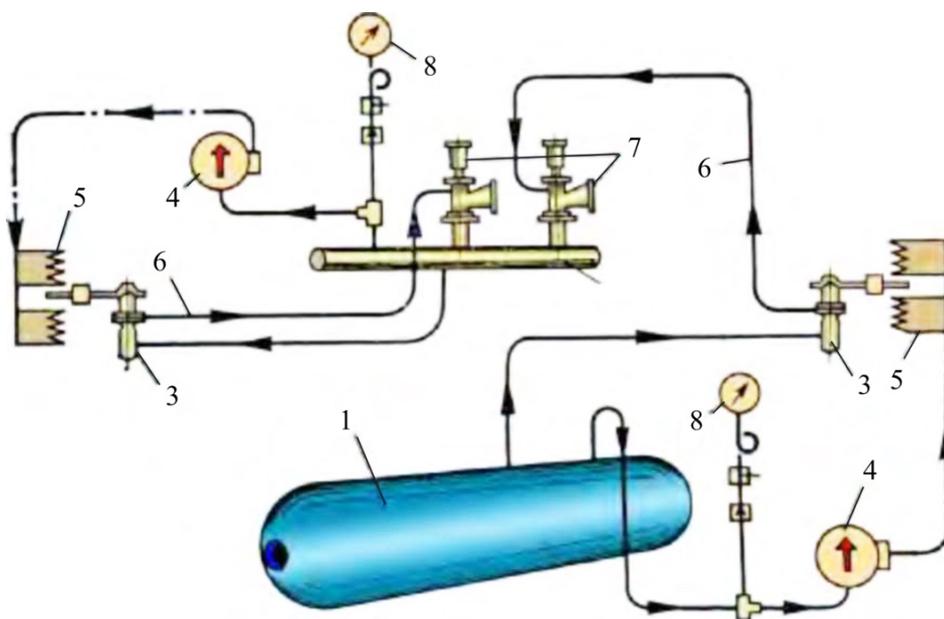


Рисунок 1.13 – Упрощенная схема импульсно-предохранительных устройств котла с естественной циркуляцией воды:
 1 – барабан; 2 – камера перегретого пара; 3 – импульсный клапан;
 4 – электроконтактный манометр; 5 – электромагнит импульсного клапана;
 6 – импульсная трубка;
 7 – главный предохранительный клапан; 8 – манометр

Конденсатоотводчик – арматура, удаляющая конденсат и не пропускающая или ограниченно пропускающая водяной пар.

Конденсатоотводчик представляет собой автономный клапан, который автоматически выводит скопившийся конденсат из системы теплообмена без потерь пара и его эффективности. Это обеспечивается разделением всего составляющего на паровые и жидкие фазы в арматуре трубопроводного типа.

Данный тип арматуры удаляет избыток конденсата из системы, чтобы решить сразу несколько проблем:

- предупредить чрезмерное падение давления из-за уменьшения сечения паропровода перед потребителем;
- уменьшить риск возникновения гидравлического удара;
- поддержать теплосодержание пара на всем пути до теплообменного оборудования.

По конструкции конденсатоотводчики делятся на:

- термодинамические;
- термостатические;
- поплавковые;
- с перевернутым стаканом;
- биметаллические.

Когда через **термодинамический конденсатоотводчик** (рис. 1.14) проходит на высокой скорости пар, диск, установленный в элементе, находится в опущенном состоянии. Его просто придавливает к седлу паром за счет большой площади контакта. По мере накапливания конденсата давление над диском падает. Одновременно на него начинает действовать статическое давление скопившейся жидкости, и он начинает подниматься, пропуская образовавшийся конденсат. После чего процесс происходит заново.

Преимущество этого типа приборов является возможность использовать их в вертикальном и горизонтальном положении.

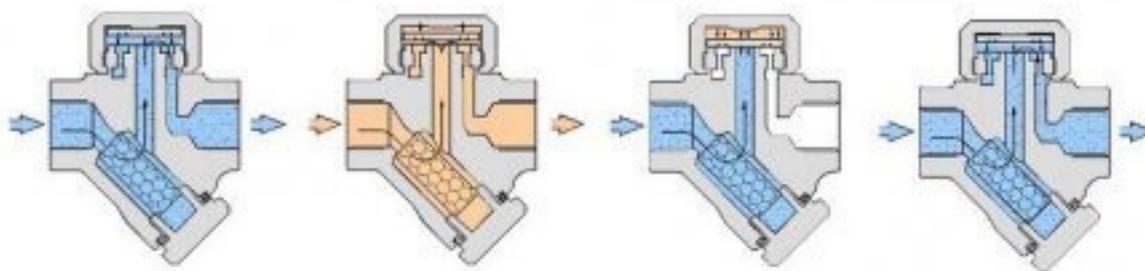


Рисунок 1.14 – Схема работы термодинамического конденсатоотводчика

Термостатические конденсатоотводчики (рис. 1.15) имеют в чем-то похожую конструкцию, как у предыдущего вида, но принцип действия основан на разности температур пара и конденсата. Здесь за открытие/закрытие отводящего клапана отвечает капсула с специальным составом, реагирующая на нагревание.

В холодном состоянии между диском капсулы и седлом есть зазор, через который выходят конденсат, воздух и неконденсируемые газы. При нагреве паром состав в капсуле расширяется, опуская диск на седло и препятствуя выходу пара. Такая конструкция элемента позволяет использовать термостатический конденсатоотводчик не только для отвода конденсата, но и в качестве воздухоотводчика.

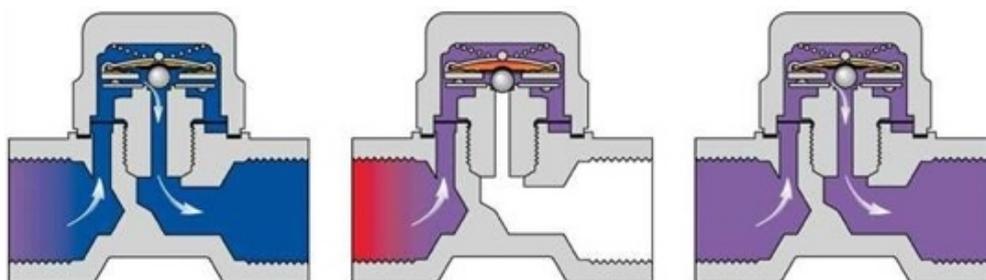


Рисунок 1.15– Схема работы термостатического конденсатоотводчика

Поплавковые конденсатоотводчики (рис. 1.16) при относительно простом устройстве обеспечивают возможность регулировать необходимое количество конденсата для сброса. Принцип действия основан на движении поплавка, который при наличии конденсата поднимается, при снижении его уровня опускается, перекрывая выпускной клапан.

Поплавковые конденсатоотводчики обеспечивают непрерывный отвод конденсата из теплообменного оборудования, работают на всех типах паропотребляющего оборудования и показывают высокую эффективность в любых режимах. Устойчивы к воздушным пробкам.

Во время пуска системы из холодного состояния в конденсатоотводчик сначала поступает воздух и другие неконденсируемые газы. Они удаляются в конденсатную ветку через встроенный термостатический клапан.

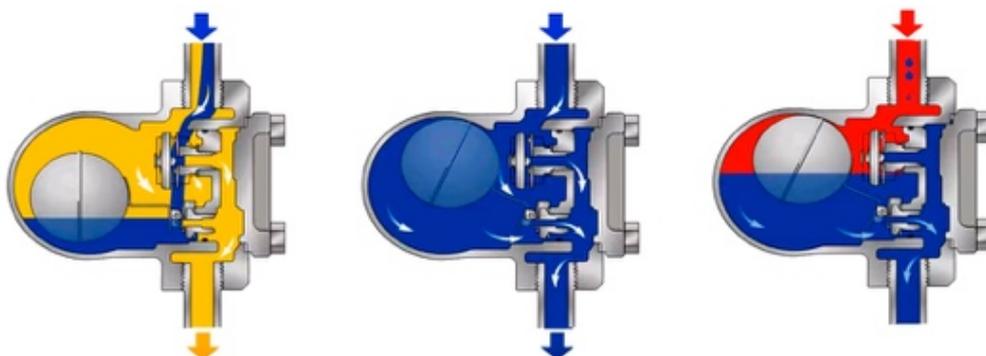


Рисунок 1.16 – Схема работы поплавкового конденсатоотводчика

Принцип работы механического типа конденсатоотводчика отличается преимуществами в сравнении с термодинамическим и термостатическим типом

оборудования. На процесс выведения конденсата никак не влияет окружающая среда, погодные условия и другие негативные факторы.

Конденсатоотводчик с перевернутым стаканом (рис. 1.17) работает по принципу стакана с газом, поставленного в воду вверх дном. При наполнении паром он стремится вверх, наполненный конденсатом опускается вниз. Такой перевернутый стакан соединен с клапаном, открывающимся при его опускании и закрывающимся при подъеме. Конструкция конденсатоотводчика с перевернутым стаканом нечувствительна к гидравлическим ударам и паровым пробкам, может работать на больших перепадах давлений и позволяет обеспечивать постоянный отвод газов и воздуха.

Но, помимо этого, он не герметичен. Воздух находится среди трех стен конструкции в виде воздушной подушки. Закрытие клапана происходит, когда стакан всплывает.

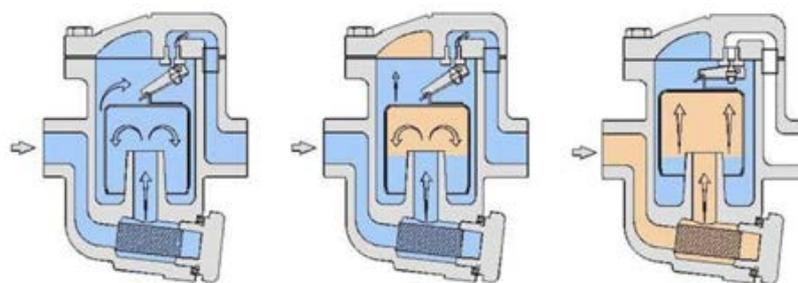


Рисунок 1.17 – Схема работы конденсатоотводчика с перевернутым стаканом

В **биметаллическом конденсатоотводчике** (рис. 1.18) в качестве рабочего элемента выступает шток клапана, на котором закреплены биметаллические пластины с разным коэффициентом расширения.

Элементы подобраны таким образом, что в холодном состоянии пластины представляют собой плоский диск, который пропускает воздух и конденсат. При нагреве пластины неравномерно расширяются и изгибаются, перемещая шток на закрытие и препятствуя выходу пара. Благодаря чему биметаллический конденсатоотводчик может использоваться в качестве воздухоотводчика.

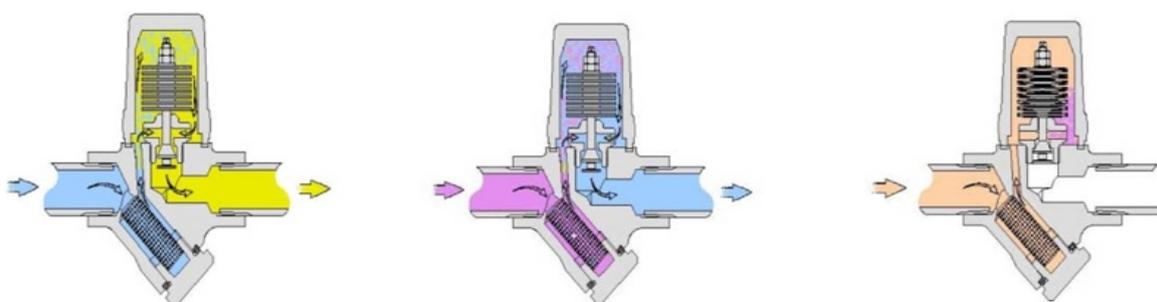


Рисунок 1.18 – Схема работы конденсатоотводчика с перевернутым стаканом

Водоуказательные приборы (указатели уровня) служат для контроля за уровнем воды в барабане котла. Они разделяются на водоуказательные колонки,

расположенные вблизи барабана и соединенные трубками с водяным и паровым объемами, и на сниженные указатели уровня, расположенные вблизи рабочего места машиниста.

Кроме водоуказательных приборов, котлы оборудуют сигнализирующими приборами, которые привлекают внимание эксплуатирующего персонала при значительном отклонении уровня воды в барабане от заданного положения.

Кроме того, имеются защитные устройства, автоматически останавливающие котел при чрезмерном и опасном повышении или снижении уровня воды в барабане.

В узком пространстве между вертикальными стеклами водоуказательной колонки (ВУК) (рис. 1.19) поддерживается уровень воды, близкий к ее среднему уровню в барабане.

По уровню воды в колонке каждую смену проверяют правильность показаний дистанционных приборов. Кроме того, иногда питание регулируют вручную по колонкам во время растопки котла.

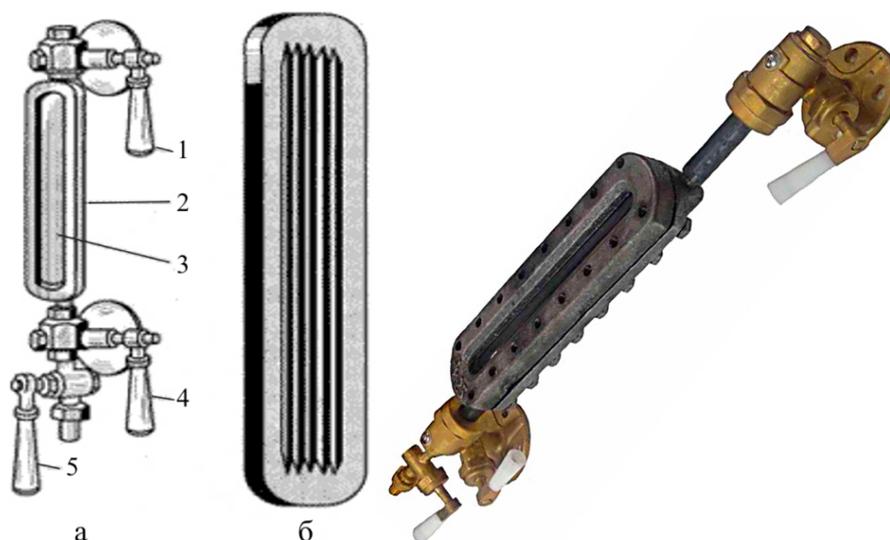


Рисунок 1.19 – Водоуказательная колонка:

а – общий вид, *б* – стекло

1 – паровой кран; *2* – корпус стекла (Клингера); *3* – плоское стекло (Клингера);

4 – водяной кран; *5* – продувочный кран

У котлов со ступенчатым испарением устанавливают не менее чем по одной колонке для чистого и каждого из солевых отсеков. Необходимо систематически проверять уровни воды во всех колонках. Регулируют уровень обычно по колонкам, присоединенным к чистому отсеку.

Яснее всего уровень воды виден в ВУК котлов среднего давления, у которых переднее стекло имеет гофрированную поверхность (стекло Клингера). В котлах высокого давления стекло, соприкасаясь с водой, теряет прозрачность. Поэтому в котлах высокого давления стекла Клингера не применяют, а используют для этой цели набор слюдяных пластин. Для улучшения видимости уровня колонку просвечивают, применяя рефлектор. Узкие прорези

расположены друг относительно друга таким образом, что при перемещении уровня воды и его исчезновении в одной из прорезей он отчетливо виден в следующей (рис. 1.20).

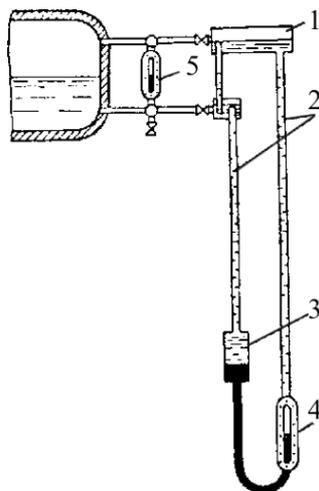


Рисунок 1.20 – Схема сниженного указателя уровня воды:
1 – компенсационный сосуд; 2 – соединительные трубки;
3 – расширительный сосуд; 4 – нижняя водоуказательная колонка;
5 – верхняя водоуказательная колонка

В нижней части водоуказательного прибора доступ воды можно закрыть верхним из двух находящихся там вентилях или быстродействующим краном. Кран не создает такой плотности, как вентиль, но весьма полезен при необходимости немедленного отключения колонки. В верхнем конце колонки также имеются вентиль и кран, сообщающие колонку с паровым пространством барабана, но продувочный вентиль установлен только с водяной стороны.

Обслуживание водоуказательных приборов. Причины неправильных показаний ВУК могут быть различны. Иногда происходит засорение паровой или водяной линии, соединяющей водоуказательную колонку с барабаном. При частичном засорении уровень воды в колонке медленно колеблется. При полном засорении он остается неподвижным.

Пар внутри ВУК непрерывно конденсируется, поэтому при частичном засорении водяной линии уровень воды за стеклом оказывается выше, чем в барабане.

При полном засорении паровой или водяной линии ВУК быстро заполняется водой. Засорение устраняют продувкой колонки. Продувка ВУК состоит из трех операций (рис. 1.21):

- закрывают верхний паровой кран и, открыв спускной вентиль, продувают водяную трубку;
- закрывают водяной кран, открывают паровой кран и продувают паровую трубку через ВУК;
- закрывают спускной вентиль и, открыв водяной кран, проверяют быстроту подъема уровня воды в колонке.

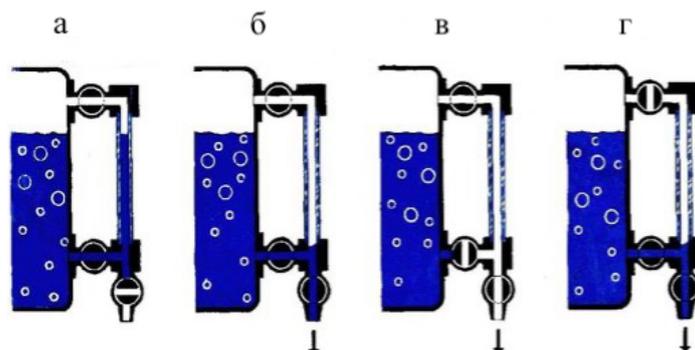


Рисунок 1.21 – Продувка ВУК:

а – рабочее положение водоуказательного стекла; *б* – продувка паром и водой;
в – продувка паром; *г* – продувка водой

Контрольные вопросы

1. Конструкция и назначение клапанов.
2. Конструкция и назначение задвижек.
3. Конструкция и назначение кранов.
4. Конструкция и назначение дисковых затворов.
5. Конструкция и назначение регулировочной арматуры.
6. Конструкция и назначение обратной арматуры.
7. Конструкция и назначение предохранительного клапана.
8. Конструкция и назначение конденсатоотводчиков.
9. Конструкция и назначение водоуказательных приборов.

2. ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЕ

2.1. Твердое топливо (древесная щепа)

Характеристики и качество древесины, используемой в качестве топлива, варьируются в широких пределах в зависимости от вида древесины и типа предварительной обработки. Например, влажность топлива, подаваемого в топку, может составлять от 25 до 55 весовых % (кора, отходы лесопильного производства) или менее 10 весовых % (гранулированное топливо, брикеты, отходы обработки сухой древесины).

Топливные свойства древесины определяются рядом характеристик, таких как теплота сгорания, химический состав, влажность, твердость, количество летучих веществ, содержание и состав золы, характеристики плавления золы, характеристики ошлакования золы, количество загрязняющих веществ, пыли, спор грибов.

Топливную древесную щепу часто производят из различных пород деревьев с различным соотношением стволовой древесины, коры, ливствы, ветвей, почек и даже шишек, содержание которых изменяет свойства топлива.

Элементный состав топливной щепы на сухую массу приведен в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Элементный состав топливной щепы на сухую массу

Элемент на сухую массу, %	Кора	Древесина
Углерод, С	51 – 66	48 – 50
Водород, Н	5,9 – 8,4	6,0 – 6,5
Кислород, О	24,3 – 40,2	38 – 42
Азот, N	0,3 – 0,8	0,5 – 2,3
Сера, S	0,02	0,02
Хлор, Cl	0,01 – 0,03	0,01 – 0,03
Зола	4,5 – 5,2	0,5 – 1,0

Низшая теплота сгорания коры при влажности 55 % – 7,1 МДж/кг.

Низшая теплота сгорания древесины при влажности 40 % – 10,3 МДж/кг.

Рассмотрим, как работают котельные, использующую щепу в качестве топлива.

Заготовка древесной щепы производится из порубочных остатков или дровяной древесины с использованием рубительных машин (рис. 2.1).



Рисунок 2.1 – Работа рубительной машины

Фракционный состав щепы на выходе рубительной машины:

- остаток на сите 30 мм 5-10 %,
- остаток на сите 20 мм – 86 %.

Затем автотранспортом щепы доставляется в котельную (рис. 2.2).

Складирование топлива и конвейеры. Котельная мощностью 1 – 10 МВт в общем случае состоит из следующих основных элементов и вспомогательного оборудования:

- склада топлива;
- устройств транспортировки топлива;
- промежуточного топливного бункера;
- системы топливоподачи;
- установки для сжигания;
- оборудования очистки дымовых газов;
- оборудования золоудаления.



Рисунок 2.2 – Доставка щепы до котельной



Рисунок 2.3 – Расположение основного оборудования твердотопливной котельной

Величина запаса топлива, складываемого в котельной, и, следовательно, объем топливного склада зависят от многих факторов, включая договор с поставщиком топлива. В общем случае минимальный запас топлива рассчитывается исходя из обеспечения работы котельной в течение:

- при доставке железнодорожным транспортом – не менее 14-суточного расхода;
- при доставке автотранспортом – не менее 7-суточного расхода.

Такой запас гарантирует работу котельной по выходным и праздничным дням в экстремальных погодных условиях. Из условия обеспечения пожаробезопасности не рекомендуется складировать топливо в кучи высотой более 8 метров.

Котельная оборудуется складом с так называемым «живым дном» (рис. 2.4). На днище склада размещаются продольные балки/штоки, на которых закрепляются скребки треугольного профиля. В движение шток со скребками приводится гидроцилиндрами. Форма скребка и встречное движение соседних скребков обеспечивает направленное движение топлива. При маленькой высоте слоя часть топлива совершает возвратно-поступательные движения. Для уменьшения такого эффекта используется специальная конструкция основания бункера. Проход, через который осуществляется выгрузка топлива со склада, должен размещаться по всей ширине основания бункера, а располагающийся под ним конвейер должен обеспечивать отвод всего поступившего туда топлива. Такие устройства используются для разгрузки прямоугольных складов с плоским дном.

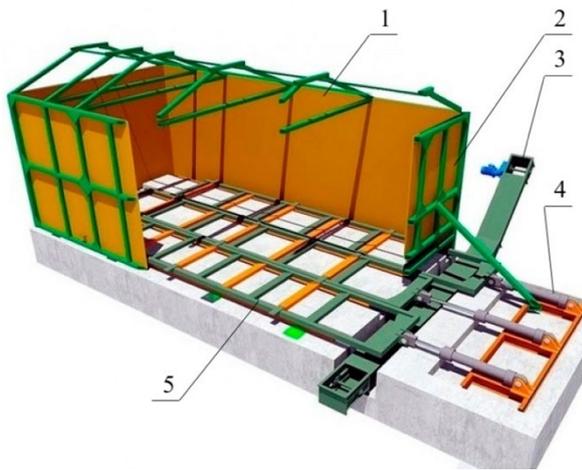


Рисунок 2.4 – Склад с «живым» дном:

1 – бункер; 2 – фронт бункера; 3 – конвейер ленточный; 5 – гидроцилиндр;
6 – рама со скребками

Преимущества склада, оборудованного скребками, закрепленными на штоках:

- основание склада располагается на уровне земли;
- конструкция является надежной, камни и пни не вызывают сбоев в нормальной работе;
- высота слоя может достигать 10 м;
- нуждающееся в обслуживании оборудование (гидравлика) находится вне зоны топлива;
- простая конструкция склада.

Недостатки:

- относительно высокое потребление энергии;
- выгрузка происходит неравномерно, склад полностью не опорожняется;
- повышенные требования к прочности конструкции(здания).

Из склада топлива щепы ленточным транспортером подается в бункера котлов (рис. 2.5).

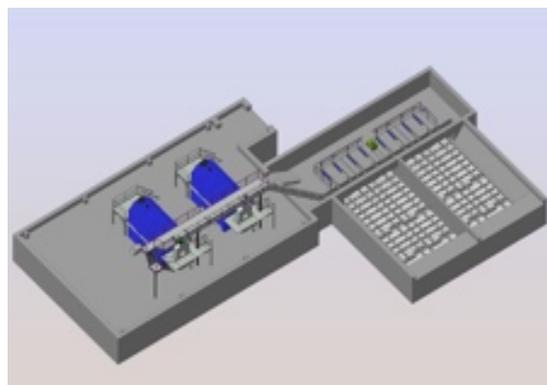


Рисунок 2.5 – Подача топлива ленточным транспортером

2.2. Мазутное хозяйство

Основным видом жидкого энергетического топлива является мазут. Он представляет собой тяжелый остаточный продукт переработки нефти и состоит из наиболее тяжелых углеводородов. В состав мазута входят также асфальто-смолистые вещества, сернистые соединения, минеральные примеси и влага, перешедшая в мазут из нефти.

Схема мазутного хозяйства котельной представлена на рисунке 2.6.

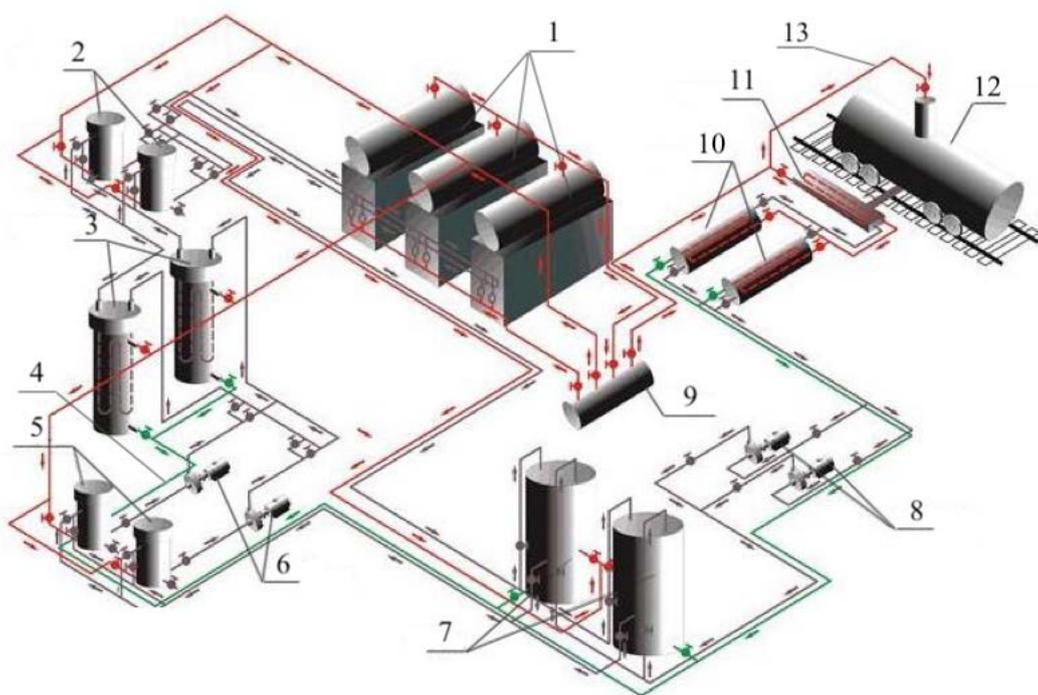


Рисунок 2.6 – Мазутное хозяйство котельной:

1 – котлы; 2 – фильтры тонкой очистки; 3 – подогреватели мазута; 4 – конденсаторопроводы; 5 – фильтры грубой очистки; 6 – основные мазутные насосы; 7 – основные резервуары; 8 – перекачивающие насосы; 9 – паровой коллектор; 10 – приемные емкости; 11 – приемный лоток; 12 – железнодорожная цистерна; 13 – паропроводы

После прибытия железнодорожной цистерны 1 к участку приема мазута в нее подают пар для разогрева топлива. Он подается через эжекционное устройство, где проходящий через него пар увлекает за собой мазут, в результате чего происходит его подогрев и перемешивание. По мере прогрева вязкость мазута постепенно снижается, что в итоге позволит начать его слив, для чего отрывается сливной кран в цистерне, и он начинает стекать в приемный лоток 11. С целью избежания остывания мазута к лотку подводится пар. Далее мазут направляется в приемные емкости 10, где происходит его дополнительный нагрев и дальнейшая подача при помощи перекачивающих насосов 8 в основные резервуары 7. Поступивший в них мазут хранится при определенной температуре, для чего в их состав входят паровые регистры. Из емкостей мазут

поступает на фильтры грубой очистки 5, а после них основными мазутными насосами 6 подается на подогреватели мазута 3. Расположение фильтров грубой очистки перед насосами позволяет избежать попадание в них механических частиц. После подогревателей нагретый до температуры, необходимой для подачи на горение, мазут подается в фильтры тонкой очистки 2. Расположение данных фильтров после подогревателей обусловлено сниженной вязкостью мазута, что снижает гидравлическое сопротивление при прохождении его через более мелкопористый фильтрующий элемент, чем в фильтрах грубой очистки. После фильтров подготовленный для сжигания мазут подается на сжигание в котлы 1.

Минеральные примеси мазута представляют собой соли щелочных металлов, которые при сжигании мазута частично переходят в оксиды, обуславливая образование золы. Зольность топочных мазутов обычно не превышает 0,15 %.

Согласно стандартам, в мазуте, поставляемом потребителям, содержание воды не должно превышать 1,5 %. Однако при разогреве мазута паром перед сливом из цистерн происходит значительное повышение влагосодержания мазута – до 5 % и более.

Основными характеристиками мазута, оказывающими существенное влияние на его использование, являются:

- вязкость;
- плотность;
- температура вспышки;
- температура воспламенения;
- температура самовоспламенения;
- температура застывания.

Для сравнительной оценки высоковязких продуктов, каким является мазут, обычно пользуются **условной вязкостью**, которая представляет собой отношение времени истечения 200 мл мазута при заданной температуре к времени истечения такого же объема дистиллированной воды при 20 °С. Она выражается в градусах условной вязкости (°ВУ). От вязкости мазута зависят затраты энергии на его транспортировку по трубопроводам, время слива из емкости, скорость и полнота отстаивания от воды и механических примесей, эффективность распыления.

При увеличении температуры вязкость мазута уменьшается, поэтому для облегчения транспортировки и повышения качества распыления производят его подогрев.

Плотность отражает товарное качество нефтепродукта. Показателем плотности пользуются в расчетах для определения вместимости резервуаров мазута, расхода энергии на его перекачку и т. д. Для практических целей часто пользуются относительной плотностью, которая представляет собой безразмерную величину, численно равную отношению плотности мазута при заданной температуре к плотности дистиллированной воды при 4°С.

Плотность так же, как и вязкость, зависит от температуры (с повышением температуры плотность уменьшается).

Плотность мазута в значительной степени определяет скорость отстаивания его от воды. При плотности мазута, меньшей плотности воды, отстаивание происходит сравнительно быстро. При приближении относительной плотности к единице скорость отстаивания падает, а для мазутов, плотность которых превышает единицу, отстаивание практически не происходит, так как мазут в резервуаре находится ниже воды.

Температурой вспышки называют температуру, при которой пары топлива, нагреваемого в стандартных условиях, образуют с окружающим воздухом горючую смесь, вспыхивающую при поднесении к ней пламени. Горение при этом моментально прекращается.

Если продолжать нагревание жидкости, то при достижении определенной температуры продукт, вспыхнувший от внешнего источника пламени, горит в течение нескольких секунд (не менее 5 с). Эту температуру называют **температурой воспламенения** или верхним пределом температуры вспышки жидкого топлива.

Температуры вспышки и воспламенения связаны с температурой кипения соответствующих фракций топлива. Чем легче фракция, тем ниже температура вспышки и воспламенения. Например, температура вспышки бензиновых фракций ниже нуля (до -40°C), сырой нефти – $20-40^{\circ}\text{C}$, парафинистых мазутов – $50-70^{\circ}\text{C}$, прямогонных мазутов, не содержащих парафинов – $140-230^{\circ}\text{C}$. Температура воспламенения нефтепродуктов обычно на $50-70^{\circ}\text{C}$ выше температуры вспышки.

Температурой самовоспламенения называется температура, при которой жидкое топливо воспламеняется без внешнего источника пламени. Для мазутов она находится в пределах $500-600^{\circ}\text{C}$.

Для транспортировки мазута по трубопроводу и слива его из железнодорожных цистерн большое значение имеет температура, при которой он теряет подвижность, т. е. застывает (**температура застывания**). При определении температуры застывания мазут предварительно подогревают, а затем охлаждают в пробирке до предполагаемой температуры застывания. Температура, при которой уровень мазута в пробирке, наклоненной к горизонту под углом 45° , остается неподвижным в течение 1 мин, принимается за температуру застывания.

Прямогонные мазуты и особенно крекинг-мазуты обладают высокой температурой застывания (до 42°C), причем она уменьшается при понижении плотности и вязкости.

В качестве жидкого котельного топлива применяют мазут следующих марок: топочный 40 и 100, флотский Ф5 и Ф12. Флотский мазут, как правило, применяется для передвижных котельных установок.

Технические характеристики мазута приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Технические характеристики мазута

Наименование показателя	Значение для марки			
	Ф5	Ф12	40	100
Вязкость при 50 °С, не более: условная, градусы ВУ;	5,0	12,0	-	-
кинематическая, м ² /с	36,2·10 ⁻⁶	89·10 ⁻⁶	-	-
Вязкость при 80 °С, не более: условная, градусы ВУ;	-	-	8,0	16,0
кинематическая, м ² /с	-	-	59,0·10 ⁻⁶	118·10 ⁻⁶
Вязкость при 100 °С, не более: условная, градусы ВУ;	-	-	-	6,8
кинематическая, м ² /с	-	-	-	50,0·10 ⁻⁶
Зольность, %, не более, для мазута:				
малозольного	-	-	0,04	0,05
зольного	0,05	0,10	0,12	0,14
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,10	0,12	0,5	1,0
Наименование показателя	Значение для марки			
	Ф5	Ф12	40	100
Массовая доля серы, %, не более, для мазута видов:				
I	-	-	0,5	0,5
II	1,0	0,6	1,0	1,0
III	-	-	1,5	1,5
IV	2,0	-	2,0	2,0
V	-	-	2,5	2,5
VI	-	-	3,0	3,0
VII	-	-	3,5	3,5
Коксуемость, %, не более	6,0	6,0	-	-
Температура вспышки, °С, не ниже:				
в закрытом тигле,	80	90	-	-
в открытом тигле	-	-	90	110
Температура застывания, °С, не выше,				
для мазута из высокопарафини- стых нефтей	-5	-8	10	25
	-	-	25	42
Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (небраковочная), кДж/кг, не менее, для мазута видов:				
I, II, III, IV;	41454	41454	40740	40530
V, VI, VII	-	-	39900	39900
Плотность при 20 °С, кг/м ³ , не более	955	960	не нормируется	

В качестве резервного топлива может использоваться *дизельное топливо*. В зависимости от условий применения устанавливаются три марки дизельного топлива: **Л** (летнее) – рекомендуемое для эксплуатации при температуре окружающего воздуха 0 °С и выше; **З** (зимнее) – рекомендуемое для эксплуатации при температуре окружающего воздуха минус 30 °С и выше; **А** (арктическое) – рекомендуемое для эксплуатации при температуре окружающего воздуха минус 50 °С и выше.

По содержанию серы дизельные топлива подразделяются на два вида: I – массовая доля серы не более 0,2 %; II – массовая доля серы не более 0,5 % (для марки А не более 0,4 %). Технические характеристики дизельного топлива приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Технические характеристики дизельного топлива

Наименование показателя	Норма для марки		
	Л	З	А
Температура застывания, °С, не выше, для климатической зоны: умеренной холодной	- 10 -	- 35 - 45	- - 55
Массовая доля серы, %, не более в топливе: I вида II вида	0,2 0,5	0,2 0,5	0,2 0,4
Кинематическая вязкость при 20 °С, мм ² /с (сСт)	3,0-6,0	1,8-5,0	1,5-4,0
Температура самовоспламенения, °С	300	310	330
Температурные пределы воспламенения, °С нижний верхний	69 119	62 105	57 100
Температура вспышки, °С, не ниже	40	35	30

Схемы мазутного хозяйства, зависящие от давления топлива перед форсунками котлов, подразделяются на двухступенчатые – с насосами первого и второго подъема, и одноступенчатые – с одной ступенью насосов. В одноступенчатых схемах прокачка топлива из основных резервуаров через фильтры тонкой очистки и подогреватели через котельную с рециркуляцией обратно в основные емкости осуществляется одной ступенью насосов. В котельных и на ТЭС мощностью менее 250 МВт применяются одноступенчатые схемы.

При нормальных температурных условиях из-за высокой вязкости мазуты плохо перекачиваются, поэтому для облегчения разгрузки и перекачки по мазутопроводам его разогревают. Температура подогрева различных марок мазута приведена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Температура подогрева различных марок мазута

Вид насоса, форсунки	Топочный мазут марки			Флотский мазут марки	
	40	100	200	Ф5	Ф12
Насосы:					
винтовые или шестеренчатые	30	40	50	-	-
поршневые или скальчатые	40	50	60	-	-
центробежные	54	64	77	-	35
Форсунки:					
механического или паромеханического распыления	100	120	130	60-80	80-90
механического распыления (ротационные)	85	105	110	60-80	80-90
воздушного распыления (низконапорные)	90	110	115	50-75	70-85
парового или воздушного распыления (высоконапорные)	85	105	110	45-60	65-70

Примечания:

1. Для мазута марок 40 и 100 перед ротационными форсунками допускается снижение температуры разогрева мазута до 60 °С.

2. Подогрев мазута в открытом резервуаре можно вести до температуры, не превышающей температуры вспышки. Более высокий подогрев следует вести в закрытых теплообменниках.

3. При обработке мазута жидкими присадками температура разогрева его должна быть не ниже 110 °С. Температура разогрева мазута в открытом расходном баке, во избежание вскипания, должна быть не более 90 °С.

Мазутохранилища. Для хранения необходимого количества мазута предусматриваются мазутохранилища с металлическими или железобетонными резервуарами. В котельных для основного или резервного топлива предусматривают железобетонные или стальные резервуары вместимостью 25, 50, 100, 200, 400 и 1000 м³.

Резервуары могут быть наземными или подземными. Обычно резервуары основных мазутных хозяйств выполняют наземными с обсыпкой или обвалованием грунтом. Резервуары располагают в виде отдельных групп; каждая группа резервуаров имеет общую обсыпку или обвалование грунтом. Резервуары растопочных мазутных хозяйств обычно также выполняют наземными. Для наземных металлических резервуаров, устанавливаемых в районах со средней годовой температурой наружного воздуха до 9 °С, должна предусматриваться тепловая изоляция из негорючих материалов.

Змеевиковые подогреватели в основных резервуарах устанавливаются в непосредственной близости от заборных патрубков основных и циркуляционных насосов. Перемешиванию мазута в резервуарах мазутохранилища способствует также подача его от погружных насосов приемных емкостей в нижнюю часть

резервуаров через сопла мазутоприемников. Для осмотров резервуаров на их перекрытиях устанавливают смотровые люки, там же устанавливается дыхательный клапан, предохранительный клапан и огнепреградитель.

Мазутонасосные. Для подготовки топлива к сжиганию (очистки его, подогрева, создания необходимого давления) служат мазутонасосные, которые располагаются в отдельно стоящих одноэтажных зданиях.

В насосной основного мазутного хозяйства должно предусматриваться резервное оборудование: по одному основному насосу первой и второй ступеней, один резервный подогреватель, один фильтр непрерывной очистки после основных подогревателей, по одному насосу и подогревателю циркуляционного подогрева. Производительность насосов подачи топлива должна быть не менее 110 % максимального расхода топлива при работе всех котлов по циркуляционной схеме и не менее 100 % – по тупиковой схеме.

Паромазутопроводы и конденсатопроводы размещаются на эстакадах или в каналах. Все мазутопроводы на открытом воздухе имеют паровые спутники с общей изоляцией. На мазутопроводах устанавливается только стальная арматура с нержавеющей уплотняющими поверхностями. Для разогрева в подогревателях, приемных емкостях и основных резервуарах в промышленных котельных используется пар с давлением 0,6–1,0 МПа и температурой 160–250 °С; в отопительных котельных – с давлением 0,3–0,6 МПа и температурой 130–160 °С.

При сжигании мазутов М40 и М100 температура его в котельных с использованием центробежных механических или паромеханических форсунок поддерживается на уровне 105–120 °С.

Подогрев мазута, поступающего в котельную, осуществляется, как правило, в подогревателях с поверхностью нагрева 30 и 100 м² и пропускной способностью 15 и 30 т/ч.

В котельных в качестве циркуляционных насосов и насосов первого подъема используют шестеренчатые насосы типа Ш с подачей 9–18 м³/ч и давлением 0,6 МПа, в качестве насосов второго подъема используют насосы типа Ш с подачей 0,9–5,8 м³/ч и давлением 2,5 МПа и насосы типа 3В (трехвинтовые) с подачей 1 – 7 м³/ч и давлением 2,5 и 4,0 МПа. Для подогрева топлива обычно используют подогреватели ПМ-25-6 с поверхностью нагрева 11,6 м² и пропускной способностью 6 м³/ч с рабочим давлением до 2,5 МПа.

При использовании высоковязких мазутов, когда котельная работает постоянно на мазуте и кратковременно на газе, применяется схема с циркуляцией мазута.

Линия рециркуляции мазута из котельной идет в основную емкость и на всас насосов. Линия рециркуляции (мазутопровод) меньше диаметром, чем прямой мазутопровод из мазутонасосной в котельную. На рециркуляцию подается около 15 % мазута от общего количества, поступающего в котельную.

Прямая и обратная линии изолируются вместе с паровой, поступающей на подогреватели мазутного хозяйства с целью подогрева мазута, находящегося в мазутопроводах. Давление в мазутопроводе котельной регулируется сливным клапаном по давлению мазута в мазутопроводе. Недостатком циркуляционной

схемы является неизбежность слива при регулировании всего обработанного и подогретого топлива в емкости, что может при определенных условиях вызвать перегрев топлива на всасе топливного насоса.

Для учета расхода топлива необходима установка счетчиков расхода мазута как на прямой линии, так и на обратной (циркуляционной) (рис. 2.7).



Рисунок 2.7 – Счетчик расхода мазута

Подогреватели мазута. Для подогрева мазута используются кожухотрубные подогреватели из продольно-оребранных труб ПМР. Пар на мазутоподогреватели для подогрева топлива поступает непосредственно от котла в котельных (пар собственных нужд) с давлением до 1,6 МПа и температурой до 300°C.

Подогреватели мазута типа ПМР (рис. 2.8) системы ЦКТИ-ТКЗ-ИТТФ – горизонтальные, кожухотрубного типа с поверхностью нагрева из продольно-оребранных труб – предназначены для подогрева паром высоковязкого мазута для водогрейных котлов промышленных и районных котельных. Эти подогреватели устанавливаются на открытой площадке возле здания насосной: ПМР-13 – за насосами первого подъема при двухступенчатой схеме подачи топлива, ПМР-64 – за насосами с давлением до 6,4 МПа при одноступенчатой схеме подачи топлива. Греющей средой является пар с давлением до 1,6 МПа и температурой до 300 °С из отборов паровых турбин или котельной.

К основным сборочным единицам подогревателя относятся корпус, трубный пучок нагревательных элементов типа «труба в трубе», расположенный в корпусе, с двусторонним обогревом – снаружи и изнутри; трубные доски, паровые и мазутные камеры между трубными досками и днищами. Количество нагревательных элементов в соответствии с порядком расположения подогревателей составляет 9 и 18.

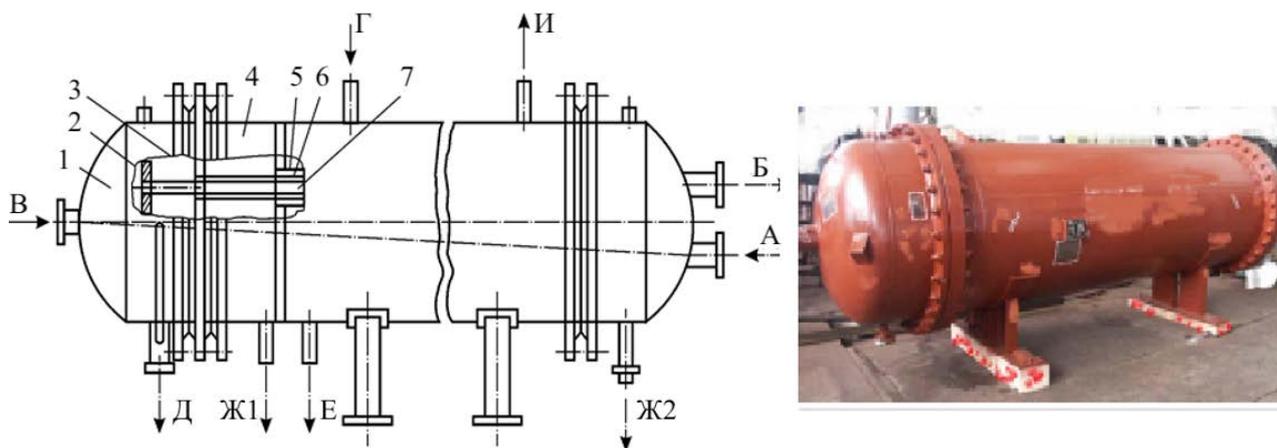


Рисунок 2.8 – Подогреватель мазута типа ПМР:

1 – паровая камера; 2 – промежуточная трубная доска; 3 – трубная доска; 4 – обечайка корпуса; 5 – пучок наружных труб; 6 – пучок внутренних оребренных труб; 7 – дополнительная внутренняя паровая труба; А, Б – вход и выход мазута; В, Г – вход греющего пара; Д, Е – удаление конденсата; Ж1, Ж2 – патрубки опорожнения; И – воздушник

В ПМР нагреваемая вязкая жидкость подается в мазутную камеру, разделенную перегородками на отдельные секции соответственно числу ходов мазута в кольцевых зазорах нагревательных элементов между наружными и внутренними (с продольным пластинчатым оребрением) трубами. Количество нагревательных элементов в каждом ходе выбирается пропорционально скорости, которая зависит от вязкости, уменьшаясь с уменьшением вязкости.

Наружные трубы большого диаметра закрепляются в трубных досках корпуса и обогреваются снаружи паром из межтрубного пространства пучка. Внутренние оребренные трубы обогреваются паром, поступающим в них по дополнительным трубкам. Эти трубки закреплены в промежуточной трубной доске, отделяющей в паровой камере пространство для сбора конденсата из оребренных труб нагревательных элементов. Паровая внутренняя труба на нижней поверхности имеет наклонную к оси трубы перфорацию, через отверстия которой пар выходит с соответствующей скоростью, динамически воздействуя на стекающую конденсатную пленку на внутренней поверхности трубы нагревательного элемента. Оребренная труба нагревательного элемента заглушена с одного конца, а вторым приваривается к трубной доске паровой камеры, что обеспечивает ей свободное расширение в сторону заглушенного конца и простую разборку подогревателя для очистки поверхностей от загрязнений.

Трубная доска паровой камеры и приваренные к ней оребренные трубы отсоединяются от корпуса с помощью фланцевого разъема и вынимаются из корпуса без нарушения плотностей паровых объемов. Передняя (паровая) и задняя (мазутная) камеры имеют эллиптические днища, к которым приварены паровые и мазутные патрубки; имеется система внутренних перегородок в

мазутной камере, определяющая ходы вязкой жидкости, и промежуточная трубная доска, направляющая поток пара и конденсата.

Для стекания конденсата из внутренней оребренной трубы нагревательного элемента под действием силы тяжести корпус подогревателя наклонен под углом 2° в сторону паровой камеры. К камере сбора и удаления конденсата из внутренних оребренных труб подогревателя подсоединяется водоуказательное стекло. Уровень конденсата в корпусе поддерживается с помощью клапана – регулятора уровня. Паровое пространство подогревателя имеет штуцер для отвода воздуха и предохранительный клапан для сброса избыточного давления пара.

Насосы. В мазутных хозяйствах промышленных котельных применяются следующие типы насосов: шестеренные типа Ш и винтовые типа 3В.

Шестеренные насосы применяются для перекачивания нефтепродуктов с температурой до 80°C и используются как циркуляционные и основные насосы в промышленных котельных.

Винтовые насосы, предназначенные для перекачивания нефтепродуктов с температурой до 100°C , применяются в мазутных хозяйствах промышленных котельных в качестве основных насосов.

Шестеренные насосы типа Ш и электронасосные агрегаты на их базе предназначены для перекачки жидкостей, обладающих смазывающей способностью, без абразивных примесей с кинематической вязкостью от 0,2 до $15\text{ см}^2/\text{с}$ при температуре до 80°C ; изготавливаются на Ливенском заводе гидравлических машин «Ливгидромаш».

Обозначение электронасосного агрегата состоит из типоразмера насоса и данных по подаче, рабочему давлению и марке материала корпусных деталей. Например, Ш 40-4-18/4Б-2, где Ш 40-4 – типоразмер; 18 – подача насоса, $\text{м}^3/\text{ч}$, при кинематической вязкости $\nu = 0,75\text{ см}^2/\text{с}$; 4 – давление на выходе из насоса, $\text{кгс}/\text{см}^2$; Б – бронзовое исполнение корпусных деталей; 2 – модификация электронасосного агрегата в зависимости от комплектующего электродвигателя.

Электронасосный агрегат состоит из шестеренного насоса и электродвигателя, которые смонтированы на общей плите (раме) и соединены муфтой, защищенной кожухом. По принципу действия шестеренный насос – объемный. Насос (рис. 2.9) состоит из следующих основных деталей и узлов: рабочего механизма, корпуса с крышками, торцевого уплотнения и предохранительного клапана.

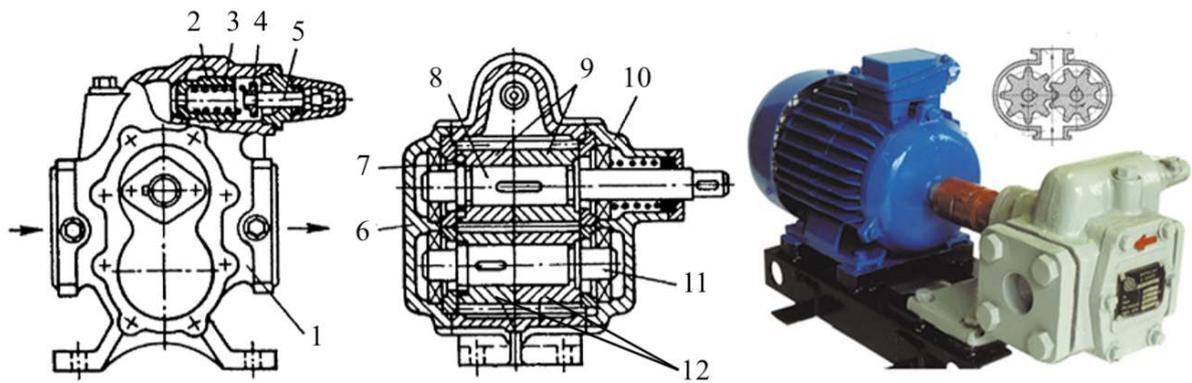


Рисунок 2.9 – Шестеренный насос:

1 – корпус; 2 – клапан; 3 – пружина; 4 – наконечник; 5 – регулировочный винт; 6, 10 – крышки; 7 – стопорное кольцо; 8 – ведущий вал; 9 – ведущие шестерни; 11 – ведомый вал; 12 – ведомые шестерни

Рабочий механизм состоит из двух роторов: ведущего и ведомого. Ведущий ротор состоит из вала 8, на котором установлены на общей шпонке две шестерни 9 с косыми зубьями: одна шестерня с правой, а другая – с левой нарезкой. Шестерни установлены так, что образуют как бы одну шестерню с шевронным зубом.

Ведомый ротор 11 имеет на своем валу две такие же шестерни, как и ведущий ротор, но одна шестерня установлена на шпонке, а другая – свободно. Такая установка шестерни дает ей возможность при работе насоса самоустанавливаться относительно зубьев ведущей шестерни, чем компенсируется неточность шестерен на валу ведущего ротора. Вращение ведомый ротор получает через шестерню от ведущего ротора. Для предотвращения осевого перемещения шестерен на валу роторов предусмотрены стопорные кольца 7. Во избежание самоотвинчивания кольца стопорятся винтами. Роторы устанавливаются в специальные расточки корпуса 1. С торцов корпус закрывается крышками 6 и 10. При вращении роторов на стороне всасывания создается разрежение, в результате чего жидкость под давлением атмосферы заполняет межзубьевые впадины и в них перемещается из полости всасывания в полость нагнетания. Уплотнение ведущего вала насоса – торцевое, расположено в передней крышке 11.

Предохранительный клапан состоит из клапана 2, пружины 3, наконечника 4, регулировочного винта 5 и предназначен для кратковременного перепуска перекачиваемой жидкости из полости нагнетания в полость всасывания в случае повышения давления в нагнетательном трубопроводе выше допустимого. Регулирование клапана производится регулировочным винтом 5, который стопорится гайкой и закрывается колпачком. Предохранительный клапан отрегулирован на заводе-изготовителе на давление полного перепуска, не превышающее давление на выходе из насоса более, чем в 1,5 раза при вязкости перекачиваемой жидкости $0,75 \text{ см}^2/\text{с}$, и опломбирован.

Насосы могут поставляться правого вращения с верхним положением ведущего вала, левого вращения с верхним положением ведомого вала, левого

вращения с нижним расположением ведущего вала и правого вращения с нижним расположением ведущего вала.

Трехвинтовые насосы типа 3В и электронасосные агрегаты на их базе предназначены для перекачивания жидкостей, обладающих смазывающей способностью, без абразивных примесей с кинематической вязкостью 0,1–60 см²/с и температурой 0–100°С.

Электронасосный агрегат состоит из трехвинтового насоса и электродвигателя, которые смонтированы на общей плите и соединены муфтой, защищенной кожухом. По принципу действия трехвинтовой насос – объемный. Насос состоит из следующих основных деталей и узлов: рабочего механизма, корпуса с крышками, торцового уплотнения, предохранительно-перепускного и разгрузочного клапанов (рис. 2.10).

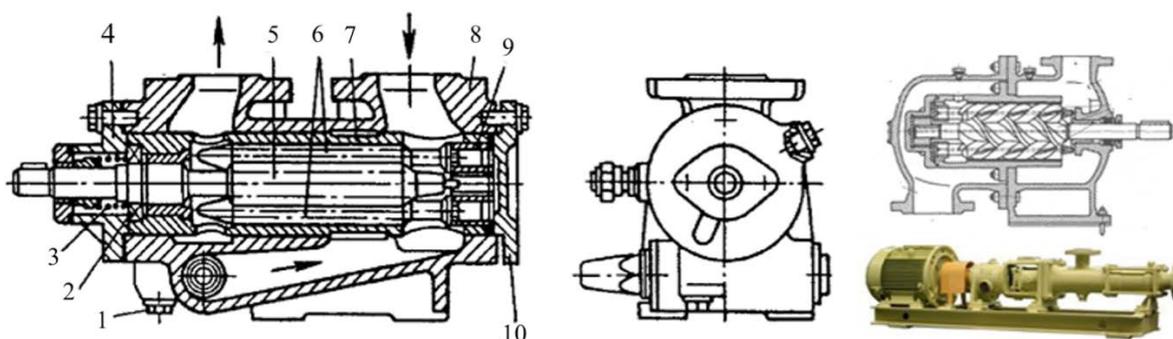


Рисунок 2.10 – Трехвинтовой насос 3В 4/25:

- 1 – пробка; 2 – подшипник; 3 – пружина; 4 – передняя крышка; 5 – ведущий винт; 6 – ведомые винты; 7 – обойма; 8 – корпус; 9 – втулка;
10 – задняя крышка

Рабочий механизм состоит из трех винтов: одного ведущего 5 и двух ведомых 6, симметрично расположенных относительно ведущего винта и служащих для его уплотнения. Профиль нарезки винтов специальный, обеспечивающий их взаимное сопряжение, нарезка двухзаходная, на ведущем винте – левая, на ведомых – правая. Винты заключены в обойму 7, которая представляет собой блок с тремя смежными цилиндрическими расточками. Обойма размещена в литом корпусе насоса 8. С торцов корпус закрывается передней 4 и задней 10 крышками.

При вращении винтов во всасывающей камере насоса создается разрежение, в результате чего перекачиваемая жидкость под давлением атмосферы поступает во впадины нарезки винтов, взаимно замыкающиеся при их вращении. Замкнутый в нарезке винтов объем жидкости перемещается в обойме прямолинейно без перемешивания и вытеснения в нагнетательную камеру.

Конструкция гидравлической части насоса предусматривает разгрузку винтов от осевых усилий путем подвода рабочего давления через отверстие, просверленное в обойме, под разгрузочные поршни, выполненные как одно целое с винтами.

Остаточные осевые усилия на ведущем винте воспринимаются подшипником 2, а на ведомых – втулками 9. На выходе ведущего винта, в полости передней крышки 4, установлено торцевое уплотнение, которое состоит из упорного кольца, жестко посаженного на вал рядом с подшипником, пружины 3, прижимающей упорную втулку к резиновому уплотнительному кольцу.

Разгрузочный клапан служит для поддержания давления в полости уплотнения вала (в полости передней крышки) от 0,2 до 0,3 МПа. При превышении давления открывается шариковый клапан и перепускает жидкость во всасывающую полость. Полость разгрузочного клапана закрывается специальной пробкой 1. Пружина разгрузочного клапана, противодействующая давлению в полости передней крышки, с одной стороны упирается в шарик клапана, а с другой – в торец пробки 1.

Предохранительно-перепускной клапан состоит из клапана, седла, пружины и предназначен для кратковременного перепуска перекачиваемой жидкости из полости нагнетания в полость всасывания в случае повышения давления в нагнетательном трубопроводе выше допустимого. Регулировка предохранительно-перепускного клапана производится регулировочным винтом, который закрывается колпачком. Клапан отрегулирован заводом-изготовителем на давление полного перепуска не более 1,5 давления на выходе из насоса при вязкости перекачиваемой жидкости $0,75 \text{ см}^2/\text{с}$ и опломбирован.

2.3. Газоснабжение

Отопительные котельные обеспечиваются природным газом от газопроводов, которые подразделяются на несколько категорий в зависимости от давления транспортируемого газа. Это:

- газопроводы высокого давления 1а категории с давлением газа в газопроводе свыше 1,2 МПа ($12 \text{ кгс}/\text{см}^2$);
- газопроводы высокого давления 1 категории с давлением газа в газопроводе свыше 0,6 МПа ($6 \text{ кгс}/\text{см}^2$), но не больше 1,2 МПа ($12 \text{ кгс}/\text{см}^2$) включительно;
- газопроводы высокого давления 2 категории – давление газа в газопроводе свыше 0,3 МПа ($3 \text{ кгс}/\text{см}^2$), но не более 0,6 МПа ($6 \text{ кгс}/\text{см}^2$) включительно;
- газопроводы среднего давления – давление газа в газопроводе свыше 0,005 МПа ($0,05 \text{ кгс}/\text{см}^2$), но не более 0,3 МПа ($3 \text{ кгс}/\text{см}^2$) включительно;
- газопроводы низкого давления – давление газа в газопроводе до 0,005 МПа ($0,05 \text{ кгс}/\text{см}^2$) включительно.

Горелочные устройства котлов работают на природном газе с давлением 30-50 кПа, поэтому в котельных устанавливают газорегуляторные пункты (ГРП) и установки (ГРУ).

Требования к газопроводам

Используемые материалы, газовое оборудование (технические устройства), в том числе иностранного производства, должны быть

сертифицированы и иметь разрешение Ростехнадзора на применение. Внутренние газопроводы выполняются из стальных труб, соединенных на сварке. Присоединение к газопроводам газоиспользующего оборудования, КИП, газогорелочных устройств переносного, передвижного и временного газового оборудования может производиться гибкими рукавами, стойкими к газу, давлению и температуре. Разъемные (фланцевые и резьбовые) соединения могут быть в местах установки запорной арматуры, КИП горелок и оборудования. Разъемные соединения должны быть доступны для осмотра и ремонта. Трасса газопровода, расстояние его до других коммуникаций, стен, колонн и оборудования устанавливаются проектом. При необходимости следует предусматривать компенсацию температурных удлинений. Прокладка газопроводов, как правило, открытая. Запорная арматура не устанавливается при транзитной и скрытой прокладке газопроводов. Газопроводы крепятся к стенам, колоннам, перекрытиям и каркасам газоиспользующих установок при помощи кронштейнов, хомутов, крючьев или подвесок на расстояниях, предусмотренных проектом, с учетом доступности запорной арматуры. Газопроводы, транспортирующие влажный газ, должны иметь уклон не менее 3°. В местах прохода людей высота от пола до низа газопровода должна быть не менее 2,2 метра.

Не допускается прокладка газопроводов во взрывоопасных зонах всех помещений, в помещениях подстанций и распределительных устройствах, через вентиляционные камеры, шахты, каналы, через шахты лифтов и лестничные клетки. Газопроводы не должны пересекать оконные и дверные проемы, а также газоходы.

Окрашиваются газопроводы водостойкими лакокрасочными материалами в желтый цвет с красными поперечными кольцами.

Нагружать газопроводы и использовать их в качестве заземления запрещается.

Продувочные газопроводы и газопроводы безопасности

Продувочные газопроводы (свечи) служат для удаления газовоздушной смеси из газопроводов в атмосферу при пуске газа в газопровод или при прекращении эксплуатации газовых сетей. Места установки продувочных газопроводов определяются при проектировании, обычно они устанавливаются на наиболее удаленных от ввода участках общекотельного газопровода, а также на отводах к каждой газоиспользующей установке перед последним по ходу газа отключающим устройством.

Диаметр продувочного газопровода определяется проектом, но должен быть не менее 20 мм. Продувочный газопровод выводится на крышу, на высоту не ниже 1 метра от карниза, и должен иметь защиту от атмосферных осадков. После запорной арматуры на продувочном газопроводе устанавливается штуцер с краном для отбора проб.

Допускается объединять продувочные газопроводы и газопроводы с одинаковым давлением газа в общий коллектор. Запрещается объединять продувочные газопроводы и трубопроводы безопасности в общий коллектор и

производить продувку через газогорелочные устройства и трубопроводы безопасности.

Трубопроводы (свечи) безопасности служат для дополнительной защиты топки от загазованности и проверки плотности затвора запорной арматуры. Они устанавливаются на газопроводе перед горелкой между рабочим и контрольным запорным устройством. Требования по устройству аналогичны требованиям к продувочным газопроводам.

При единичной тепловой мощности горелки менее 1,2 МВт и наличии блока контроля герметичности запорной арматуры перед горелкой трубопровод безопасности может не устанавливаться.

Запорная арматура на продувочном газопроводе и трубопроводе безопасности после отключения газоиспользующей установки должна быть постоянно открытой.

Газорегуляторные пункты (ГРП) и установки (ГРУ)

Основное назначение ГРП (ГРУ) – снижение (дресселирование) входного давления газа до заданного выходного и поддержание последнего в контролируемой точке газопровода постоянным (в заданных пределах) независимо от изменения входного давления и расхода газа. Кроме того, в ГРП (ГРУ) осуществляются очистка газа от механических примесей; контроль входного и выходного давления и температуры газа; прекращение подачи газа в случае повышения или понижения давления газа в контролируемой точке газопровода за допустимые пределы; измерение расхода газа (если отсутствует специально выделенный пункт учета расхода). На рисунке 2.11 изображен ГРП (ГРУ).

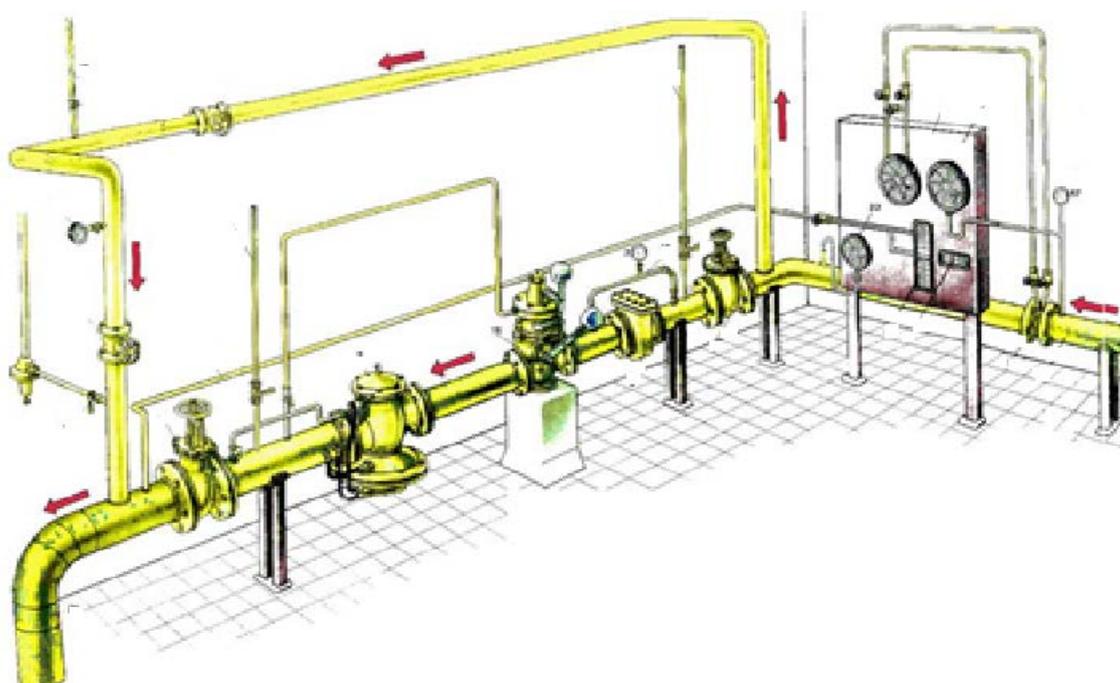


Рисунок 2.11 – ГРП (ГРУ)

В зависимости от давления газа на вводе ГРП (ГРУ) бывают среднего (более 0,05 до 3 кгс/см²) и высокого (более 3 до 12 кгс/см²) давления. В соответствии с назначением в ГРП (ГРУ) размещают оборудование, обеспечивающее отсечку, очистку, учет и регулирование давления газа.

Число линий редуцирования в ГРП зависит от расчетного расхода газа и режима его потребления. При наличии двух и более линий байпас обычно не монтируют, а во время ремонта или осмотра одной из них газ поступает через другие линии. В ГРП с входным давлением более 6 кгс/см² и пропускной способностью более 5000 м³/ч устройство резервной линии редуцирования вместо байпаса обязательно. В ГРУ входное давление газа не должно превышать 6 кгс/см², а линий редуцирования не должно быть более двух.

ГРП (ГРУ) могут быть одно- или двухступенчатыми. В одноступенчатых входное давление газа редуцируют до выходного в одном регуляторе, в двухступенчатом – двумя последовательно установленными регуляторами. При этом регулятор первой ступени компонуют с фильтром и ПЗК, регулятор второй ступени фильтра может не иметь. Одноступенчатые схемы обычно применяют при разности между входным и выходным давлением до 6 кгс/см²; при большем перепаде предпочтительнее схемы двухступенчатые.

Принципиальная схема ГРП (ГРУ), оборудованного регулятором давления типа РДУК и двумя ротационными счетчиками, показана на рисунке 2.12. Данная схема нашла широкое применение в котельных построенных в СССР и применяется до настоящего времени на объектах до их реконструкции в соответствии с действующими нормативными документами.

На входе газопровода установлено общее запорное устройство 1. Для продувки газопроводов газом до ГРП предусмотрен трубопровод 2, а пробы для контроля окончания продувки отбирают через штуцер 3. Давление газа на входе определяют по манометру 28. Для включения и отключения основного оборудования: фильтра 5, ПЗК 6 и регулятора давления 7 – служат запорные устройства 4 и 9.

На обводном газопроводе (байпасе) последовательно расположены два запорно-регулирующих устройства 27 и 25, к участку между которыми подключают манометр 26. При необходимости работы на байпасе устройство 27 является как бы первой ступенью регулирования, на которой входное давление грубо снижается до близкого к выходному, а устройство 25 служит для точного поддержания заданного выходного давления.

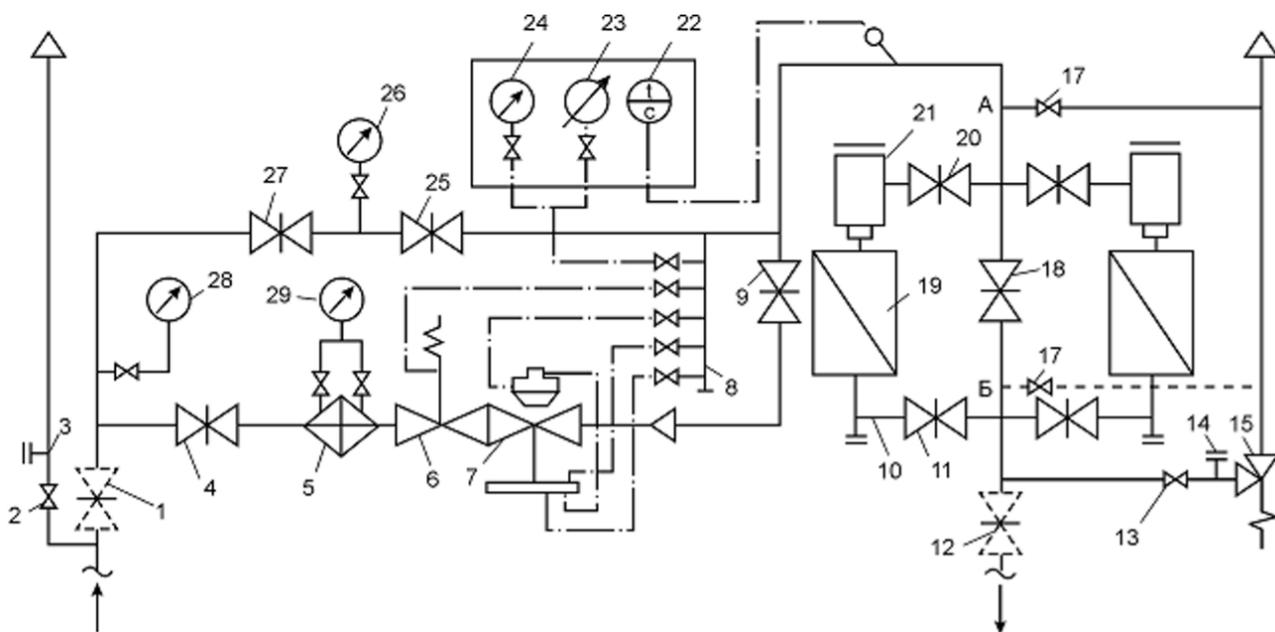


Рисунок 2.12 – Схема ГРП (ГРУ) с регулятором РДУК2 и измерением расхода газа:

- 1, 12 – запорные устройства на входе и выходе; 2 – продувочный трубопровод; 3 – штуцер для отбора проб; 4, 9, 13 – запорные устройства; 5 – фильтр; 6 – ПЗК; 7 – регулятор давления; 8 – патрубок; 10 – поворотное колено; 11, 20 – задвижки; 14 – штуцер для настройки ПСУ; 15 – сбросной клапан (ПСУ); 16 – сбросной трубопровод; 17 – кран; 18 – задвижка; 19 – счетчик; 21 – фильтр-ревизия; 22 – термометр; 23 – регистрирующий манометр; 25, 27 – запорные устройства на байпасе; 24, 26, 28 – манометр

В схеме предусмотрен специальный патрубок 8 (Dу 40– 50 мм), к которому присоединяют импульсные трубки к ПЗК, регулятору и КИП – показывающему 24 и регистрирующему 23 манометрам, контролирующим давление газа за регулятором. Патрубок 8 увеличивает объем застойной зоны и повышает устойчивость работы регулятора и ПЗК, несколько сглаживая колебания давления, происходящие при изменении тепловой нагрузки агрегатов. При использовании регуляторов типа РДУК сбросный трубопровод из подмембранной полости и трубку к надмембранной полости также подсоединяют к патрубку 8. Кроме того, расположение в одном месте всех кранов импульсных трубок более удобно. Следует, однако, отметить, что многолетний опыт эксплуатации ГРУ (ГРП) с различными типами регуляторов показал, что можно добиться достаточно устойчивой их работы при подключении импульсной трубки непосредственно к обводной линии. Отключение и включение счетчиков 19 производят задвижками 11 и 20. При необходимости работы без счетчиков (ревизия, ремонт) открывают задвижку 18, которая нормально должна быть опломбирована в закрытом положении. Перед счетчиком устанавливают фильтр-ревизию 21, а после него специальное поворотное колено 10. Запись температуры газа перед счетчиками производится самопишущим термометром 22.

Основное оборудование (регулятор и ПЗК) можно настроить без подачи газа к тепловым потребителям, если создать небольшой расход газа через продувочный трубопровод 16, открывая кран 17.

Сброс газа в атмосферу при повышении его давления сверх заданного в газопроводе за регулятором осуществляется сбросным клапаном 15. Для периодической проверки настройки сбросного клапана, не имеющего для этого специального устройства, на ответвлении газопровода к клапану устанавливают запорное устройство 13, которое в процессе эксплуатации пломбируется в открытом состоянии. На участке между запорным устройством и ПСК предусмотрен штуцер 14 со съемной пробкой на резьбе, к которому во время проверки подсоединяют контрольный манометр и при закрытом устройстве 13 производят закачку воздуха. Срабатывание ПСК определяют по шуму выходящего воздуха.

Импульсные трубки к регуляторам, ПЗК и средствам измерений должны, как правило, иметь уклон в сторону от приборов и не иметь участков с противоположным уклоном, в которых может скопиться конденсат. При соединении импульсной трубки к горизонтальному газопроводу врезку производят выше нижней четверти диаметра этого газопровода.

Трубопроводы продувочные и от ПСУ должны выводиться наружу в места, обеспечивающие безопасное рассеивание газа, но не менее, чем на 1 м выше карниза крыши. Диаметры продувочных трубопроводов должны быть не меньше 20 мм, а сбросных – не меньше диаметра присоединительного патрубка ПСУ. Продувочные и сбросные трубопроводы должны иметь минимальное число поворотов, а также устройства, исключаяющие попадание в них атмосферных осадков. Допускается объединение продувочных и сбросных трубопроводов от ПСУ, если они предназначены для одинаковых давлений. Продувочные трубопроводы от шкафных ГРП, устанавливаемых на опорах, выводят на высоту не менее 4 м от уровня земли, а при установке шкафных ГРП на стенах зданий – на 1 м выше карниза здания.

В современных котельных или при их реконструкции схема ГРУ имеет более простое устройство за счет использования, в частности, регулятора давления газа со встроенным ПЗК. Схема такого ГРУ приведена на рисунке 2.13.

С целью снижения диаметра счетчика газа, в отличие от схемы на рисунке 2.14, его устанавливают до регулятора газа. Также в соответствии с современными требованиями в случае использования счетчика в составе коммерческого учета газа, он входит в состав измерительного комплекса. Данные о параметрах газа и его расходе хранятся в корректоре газа и могут передаваться либо по модемной связи, либо в бумажном виде в газоснабжающую организацию.

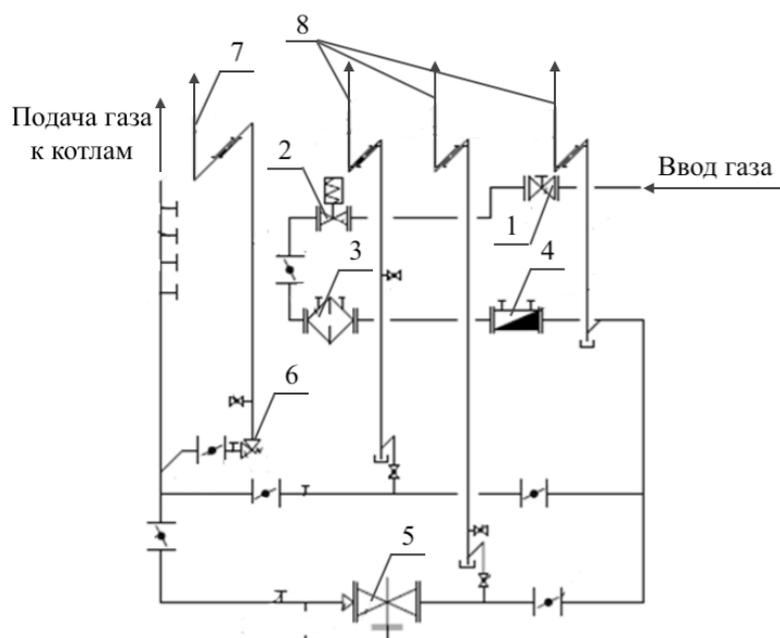


Рисунок 2.13 – Схема ГРУ:

1 – клапан термозапорный; 2 – клапан предохранительный запорный электромагнитный; 3 – фильтр газовый сетчатый; 4 – измерительный комплекс (счетчик газовый, электронный корректор); 5 – регулятор давления; 6 – клапан предохранительно-сбросной; 7 – сбросной газопровод; 8 – продувочные газопроводы

В настоящее время широкое распространение получили шкафные газорегуляторные пункты (ШГРП).

ШГРП – готовое промышленное изделие, в металлическом шкафу которого размещены оборудование, арматура и средства измерений. Осмотр, ремонт, настройку и обслуживание ШГРП производят при открытых передних, боковых или задних дверках шкафа, запертых на замок или специальные защелки.

В зависимости от климатических условий шкафной ГРП поставляют с теплоизолирующим покрытием (войлок или пенопласт полистирольный) внутренних поверхностей стенок и устройством для его обогрева или без них. Если для обогрева шкаф оборудован водяным коллектором, то его подключают к системе отопления с температурой прямой воды 70-90 °С.

Более часто шкаф имеет автономный обогрев от теплогенератора, питающегося газом непосредственно от выходного газопровода низкого давления ШГРП или от дополнительно встроенного в ШГРП регулятора. Наличие теплоизоляции и теплогенератора позволяет поддерживать внутри шкафа положительную температуру в пределах от 5 до 40 °С в зимних условиях умеренной климатической зоны.

Для постоянной вентиляции в верхней и нижней частях стенок или дверок шкафа предусматривают прорези в виде нерегулируемых жалюзийных решеток. Перекрытие этих отверстий утепляющим материалом не допускается. При обслуживании оборудования все дверки раскрывают, воздух в шкафу интенсивно заменяется свежим, что повышает безопасность проведения работ.

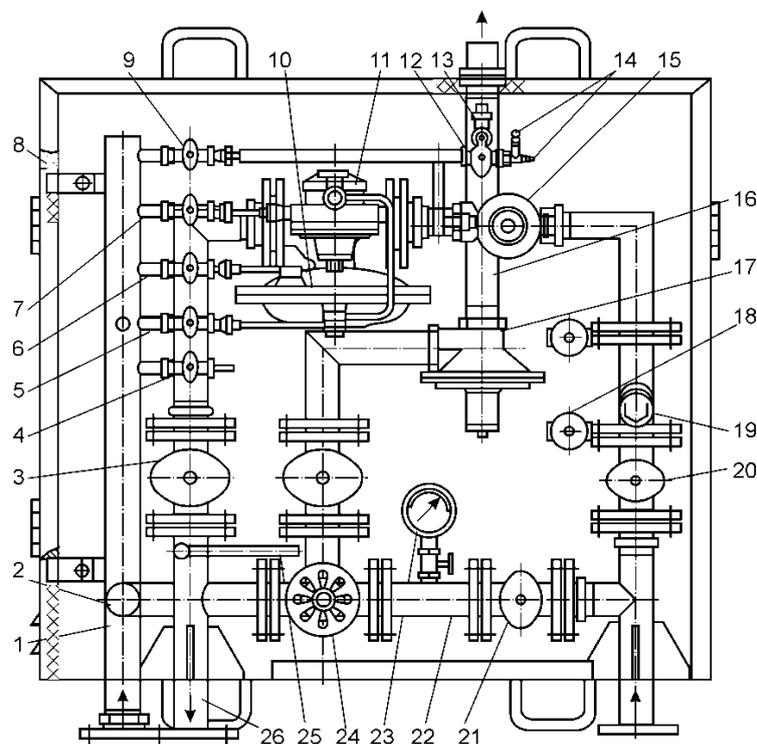


Рисунок 2.14 – ШГРП с регулятором РДУК2Н:

1 – импульсный трубопровод; 2 – подводный трубопровод к ПСУ;
 3–7, 9, 12, 13, 20, 21 – краны; 8 – теплоизоляция; 10 – регулятор РДУК2; 11 –
 пилот; 14 – штуцеры для настройки ПСУ; 15 – клапан-отсекатель; 16 –
 сбросной трубопровод; 17 – ПСУ; 18 – штуцер с краном фильтра; 19 – фильтр;
 22 – байпас; 23 – манометр; 24 – вентиль; 25 – отвод к теплогенератору;
 26 – выходной газопровод

На рисунке 2.14 приведен ШГРП с регулятором РДУК2Н. На редуцирующей линии по ходу газа расположены сетчатый фильтр 19, клапан-отсекатель 15, регулятор РДУК210 с пилотом 11. К импульсной линии подключены штуцер с краном для манометра; сбросная трубка с дросселем от регулятора; импульсные трубки к регулятору, пилоту, клапану-отсекателю; подводная труба к ПСК.

Для настройки отсекающего используют отвод 12 с краном и двумя штуцерами, к одному из которых подключают переносной манометр, через другой подают сжатый воздух. Для измерения входного давления может быть использован манометр 23 или манометр, подключаемый к штуцеру на входном патрубке фильтра.

Термозапорный клапан (рис. 2.15) предназначен для автоматического перекрытия газопровода, подводящего газ, при нагревании во время пожара. Термозапорный клапан содержит корпус, в полости которого установлен пружинный запорный элемент, удерживаемый в открытом положении упором с легкоплавкой вставкой. При достижении температуры клапана 90 °С легкоплавкая вставка плавится, запорный элемент освобождается и перекрывает поток газа. Термозапорный клапан является устройством разового срабатывания, многократного использования (ремонтпригоден).

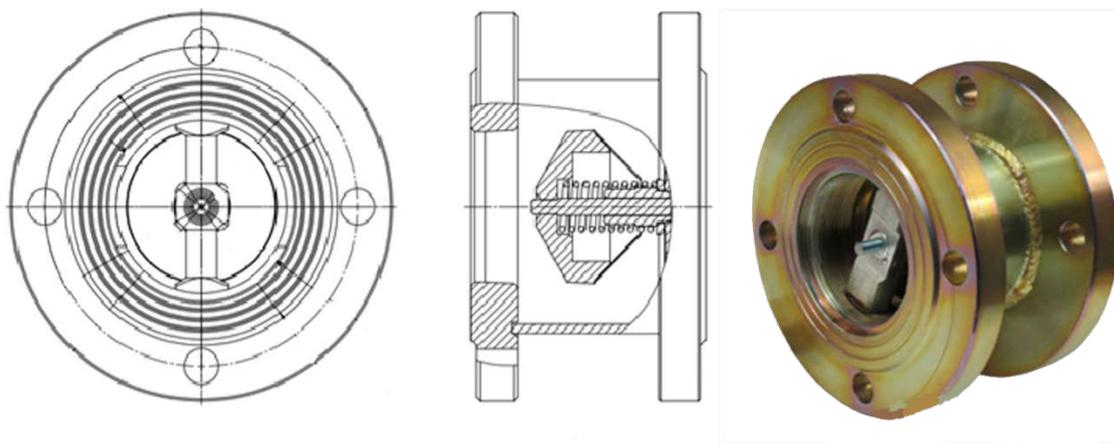


Рисунок 2.15 – Термозапорный клапан

Предохранительный запорный клапан (ПЗК) (рис. 2.16) автоматически прекращает подачу газа при повышении или понижении его давления сверх заданных пределов. При работе клапана с сигнализаторами загазованности, после того, как произошла утечка газа и/или недопустимое отклонение нормы CH_4 и CO , клапан также перекрывает подачу газа. Пределы срабатывания представлены в таблице 2.5.

ПЗК можно классифицировать следующим образом:

- механические, осуществляющие свои функции без электричества;
- электромагнитные, перекрывающие проход трубопровода при подаче на них или отключении электрического сигнала.

Таблица 2.5 – Пределы срабатывания электромагнитного клапана

Наименование параметра или характеристики	Значение
Концентрация CO , вызывающая срабатывание сигнализации, мг/м^3 :	
- по уровню* «Порог 1»,	20 ± 5
- по уровню «Порог 2».	100 ± 25
Концентрация CH_4 (метана), вызывающая срабатывание сигнализации, % об:	
- по уровню* «Порог 1»,	$0,44 \pm 0,22$
- по уровню «Порог 2».	$0,88 \pm 0,22$

*При достижении первого порогового уровня срабатывает звуковая сигнализация

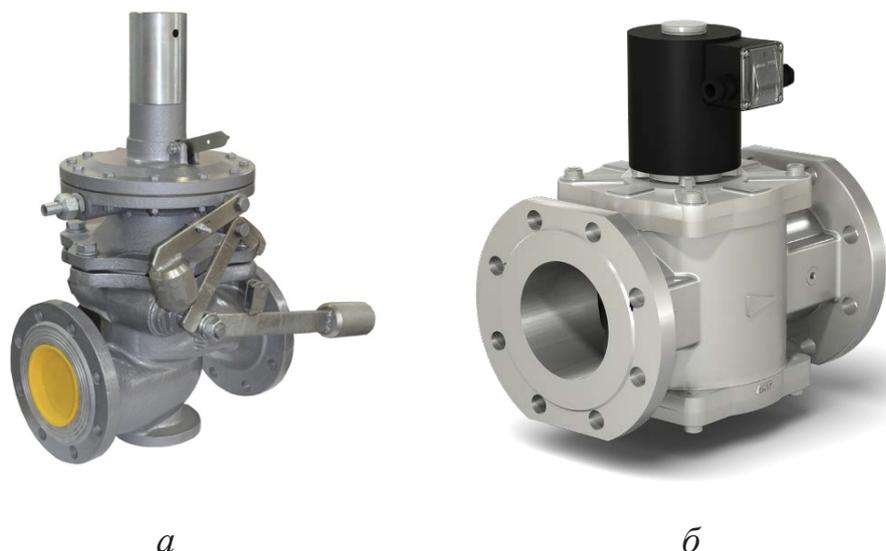


Рисунок 2.16 – Предохранительный запорный клапан (ПЗК):
а – механический; *б* – электромагнитный

ПЗК настраивают на срабатывание при возрастании давления в контролируемой точке до $P_v = 1,25P_n$. При этом P_v не должно превышать максимально допустимого давления перед горелками, обеспечивающего их устойчивую (без отрыва пламени) работу.

ПЗК настраивают на срабатывание при понижении давления до значения P_c , обеспечивая (с учетом потерь ΔP) давление перед горелкой на 20–30 кгс/м² (низкое давление) или 200–300 кгс/м² (среднее давление) больше того, при котором могут погаснуть горелки или произойти прорыв пламени.

На рисунке 2.17 представлен ПЗК механического типа ПКН (ПКВ).

ПЗК состоит из корпуса 1 вентильного типа со стрелкой по ходу движения газа, переходного фланца 2 и мембранной головки.

В корпусе 1 вентильного типа расположена изогнутая перегородка с проходным отверстием, седло которого перекрывается клапаном 9 с резиновым уплотнением. Шток клапана с помощью штифтов подвижно связан с вилкой 12 поворотной оси 13, на конце которой закреплен грузовой рычаг 14. Для фиксации клапана в открытом положении снаружи предусмотрен крепежный (анкерный) рычаг 15 с крючком для зацепления штифта грузового рычага.

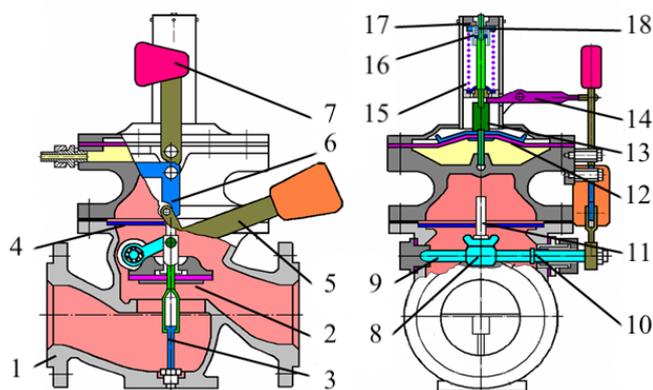


Рисунок 2.17 – Устройство ПЗК типа ПКН (ПКВ):

1 – корпус; 2 – клапан с резиновым уплотнением; 3 – нижняя направляющая; 4 – верхняя направляющая; 5 – грузовой рычаг; 6 – анкерный рычаг; 7 – ударник; 8 – вилка поворотной оси; 9 – поворотная ось; 10 – сальник поворотной оси; 11 – шток клапан со штифтами; 12 – мембрана с усилительной тарелкой; 13 – шток; 14 – коромысло; 15 – большая пружина; 16 – малая пружина; 17 – регулировочная пробка; 18 – регулировочный винт

Для правильной посадки клапана на седло в конструкции предусмотрены направляющие штока клапана (верхняя пластина 11, нижняя направляющая стойка 10). На выходе поворотной оси из корпуса расположены сальники с накидной гайкой. Открытие клапана производится вручную подъемом грузового рычага и зацеплением его с анкерным (крепежным) рычагом. В клапане есть отверстие перепускного клапана для выравнивания давления до и после клапана при его открытии.

В мембранной головке – мембрана 4 с усилительной тарелкой, шток 8 с коромыслом 16 и две настроечные пружины. Большая пружина 5 (с регулировочной втулкой 6) – предназначена для настройки на верхний предел срабатывания, малая пружина 7 (с регулировочным винтом) – для настройки на нижний предел срабатывания. Снаружи мембранной головки – ударник 17 со штифтом. Один конец коромысла входит в свободное зацепление со штифтом ударника, другой конец подвижно связан со штоком мембраны. Под мембрану по импульсной трубке через штуцер 3 подается рабочее давление газа за регулятором. Пока давление газа в пределах нормы, мембрана приподнята, малая пружина сжата, большая ослаблена. Коромысло неподвижно и удерживает ударник в зацеплении.

Если давление за регулятором падает ниже нижнего предела настройки, соответственно падает давление газа под мембраной ПЗК. При этом разжимается малая пружина, мембрана под ее действием прогибается вниз и опускает связанный со штоком конец коромысла. Второй конец коромысла поднимается, освобождая ударник, который при падении выводит из зацепления грузовой рычаг. При этом клапан под действием собственного веса и веса груза опускается вниз и перекрывает седло, прекращая подачу газа. При повышении давления газа

за регулятором выше верхнего заданного предела, соответственно повышается давление под мембраной ПЗК. Мембрана со штоком идут вверх, преодолевая усилие большой пружины и поднимая связанный со штоком конец коромысла. Второй конец коромысла опускается, освобождая ударник, который при падении выводит из зацепления грузовой рычаг. При этом клапан под действием собственного веса и веса груза опускается вниз и перекрывает седло, прекращая подачу газа.

Фильтры газовые предназначены для очистки газа от механических примесей. В котельных наибольшее распространение получили сетчатые и волосяные фильтры (рис. 2.18 и 2.19). Для обеспечения достаточной степени очистки ограничивают скорость газового потока через фильтр, которая определяется максимально допустимым перепадом давления в кассете. Этот перепад не должен превышать в процессе эксплуатации 5кПа для сетчатых и 10 кПа для волосяных фильтров, а после их очистки или промывки, т. е. на чистой кассете, соответственно 2–2,5 и 4–5 кПа.



Рисунок 2.18 – Фильтры газовые волосяные



Рисунок 2.19 – Фильтры газовые сетчатые



Рисунок 2.21 – Стабилизатор потока газа СПГ 80-30

Для технического учета газа, расходуемого котлом, предусматривается установка счетчика газа перед каждым котлом.

Регулятор давления (рис. 2.22) предназначен для автоматического понижения давления газа и поддержания его «после себя», в контролируемой точке, на заданном уровне (далее – регулятор). Регулятор должен поддерживать в контролируемой точке давление $P_n = P_r + \Delta P$, где P_r – давление газа перед горелками котла, ΔP – потери давления газа на участке газопровода от точки подключения манометра перед наиболее удаленной от ГРП (ГРУ) горелкой до контролируемой точки при максимальном расчетном расходе газа.

При определенном расходе газа давление P_i в любой точке системы газоснабжения всегда меньше, чем в контролируемой точке P_n за счет потерь давления ΔP . Следовательно, давление настройки P_n является максимальным рабочим давлением в системе газоснабжения за ГРП (ГРУ) при нормальном функционировании регулятора. В любой точке системы $P_i = P_n$ только при условии отсутствия расхода газа.

По принципу работы регуляторы делят на регуляторы *прямого* и *непрямого* действия.

Регулятор *прямого* действия – устройство, предназначенное для автоматического регулирования давления рабочей среды путем изменения ее расхода и управляемое непосредственно энергией рабочей среды. Регуляторы прямого действия можно разделить на две подгруппы: *регуляторы без усилителей* и *регуляторы с усилителями (пилотами)*.

У *регуляторов без усилителей* изменение выходного давления воспринимается чувствительным элементом (эластичной мембраной), и создаваемое при этом усилие достаточно для перемещения регулирующего органа (плунжера) и осуществления им регулирующего действия.

Регуляторы с усилителями состоят из двух узлов – клапана регулирующего (КР) и пилота. К пилоту поступает газ входного давления P_1 , где он редуцируется и поступает к мембране КР, с противоположной стороны которой подается импульс контролируемого давления P_2 . Создаваемый при этом перепад давлений обеспечивает усилие, не угрожающее целостности мембраны, но достаточное для перемещения плунжера.

Регуляторы прямого действия подразделяют на *а статические* и *статические (пропорциональные)*. Неравномерность регулирования у

астатических регуляторов близка к нулю. При изменении расхода газа они поддерживают давление в контролируемой точке с такой погрешностью, что оно почти точно соответствует давлению настройки P_n . При этом в момент, когда $P_2 = P_n$, плунжер независимо от расхода газа через регулятор может находиться на любом (в пределах хода) расстоянии от седла. Астатический регулятор прямого действия имеет обычно манжетную мембрану с постоянным грузом.

В ГРП (ГРУ) котельных, как правило, применяют *регуляторы прямого действия статического (пропорционального) типа*, в которых груз заменен сжатой пружиной, противодействующей выходному давлению на мембрану. При постоянном входном давлении P_1 любое изменение P_2 ведет к изменению положения плунжера на расстояние, пропорциональное изменению P_2 . У таких регуляторов P_2 зависит не только от заданного P_n , но и от положения плунжера относительно седла. При равновесии регулятора каждому положению плунжера соответствует определенное P_2 , которое, как правило, несколько отличается от P_n , что создает некоторую неравномерность регулирования – статическую ошибку. P_2 совпадает с P_n только тогда, когда действительный расход газа равен расходу, при котором производилась настройка.

Регуляторы непрямого действия в зависимости от вида используемой посторонней энергии делят на пневматические, гидравлические и электрические. В ГРП (ГРУ) котельных применяют, как правило, пневматические регуляторы, состоящие из двух основных узлов: клапана регулирующего двухседельного с мембранным исполнительным механизмом (МИМ) и командного прибора. У такого регулятора изменение выходного давления в контролируемой точке воздействует на чувствительный элемент командного прибора (например, манометрическую пружину), регулирующего подачу энергии от постоянного источника (например, сжатого воздуха) к МИМ, который развивает усилие, необходимое для перемещения плунжера в КР.

Для приведения в движение плунжера в регуляторах используют мембраны в виде круглой пластины из эластичного материала (маслобензостойкой морозоустойчивой резины, прорезиненного полотна или пластмассы).

Для нормальной работы регулятора его максимальная пропускная способность (нагрузка) V_{max} должна быть не более 80-85 %, а минимальная V_{min} – не менее 10 % от расчетной пропускной способности V при заданных входном P_1 и выходном P_2 давлении.

Регуляторы давления универсальные Казанцева усовершенствованные (РДУК-2) (рис. 2.23) нашли широкое применение на котельных постсоветского пространства и применяются до настоящего времени.

Регулирующий клапан 2 соединен с мембраной 15. Регулятор управления 8 связывает надклапанную полость 3 и камеру 14 с помощью импульсных трубок 7 и 13. Подмембранная камера 14 в свою очередь трубкой 17 соединена с подклапанной полостью 18, а надмембранная камера 16 трубкой 19 – с газопроводом низкого давления 20.



a

б

Рисунок 2.22 – Регуляторы давления газа:
a – регулятор давления РДБК, *б* – РДУК-2

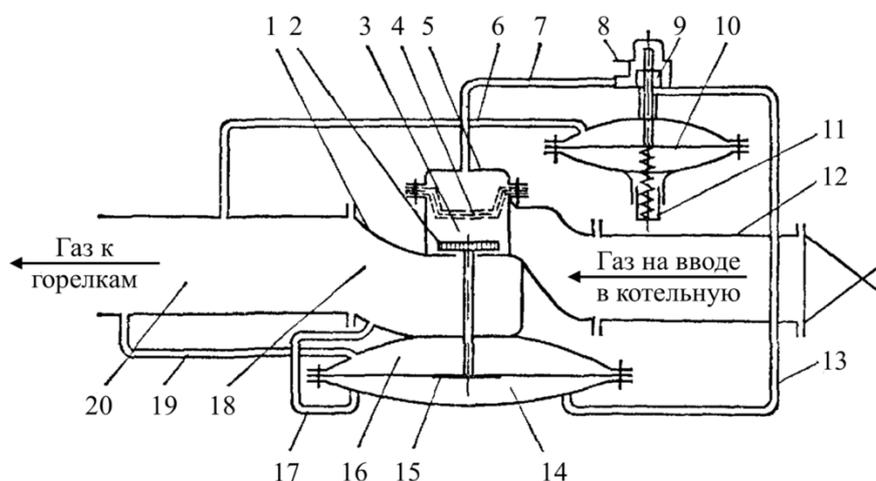


Рисунок 2.23 – Устройство регулятора давления газа РДУК-2:
 1 – корпус; 2 – регулирующий клапан; 3 и 18 – надклапанная и подклапанная полости регулятора; 4 – фильтр; 5 – крышка; 6, 7, 13, 17, 19 – импульсные трубки; 8 – регулятор управления; 9 – клапан регулятора управления; 10, 15 – мембраны; 11 – регулировочный стакан; 12 – подводящий газопровод; 14 и 16 – подмембранная и надмембранная камеры; 20 – газопровод низкого давления

Осмотр и ремонт регулирующего клапана 2 проводится через верхнее отверстие, закрываемое крышкой 5. Газ, поступающий в регулятор управления 8, очищается в фильтре 4.

Работа регулятора осуществляется следующим образом. Газ (высокого или среднего давления) из газопровода 12 при открытой вводной задвижке заполняет надклапанную полость 3. При закрытом регулирующем клапане 2 через фильтр 4 и импульсную трубку 7 поступает в регулятор управления 8, который свободно пропускает газ по трубке 13 в подмембранную камеру 14. Давление на мембрану снизу увеличивается, и регулирующий клапан 2 поднимается, пропуская газ в газопровод низкого давления 20. В результате повышения давления в

газопроводе 20 продолжает возрастать давление в подмембранной камере 14 и увеличивается подъем регулирующего клапана

Когда давление в газопроводе низкого давления превысит заданное, мембрана 10 регулятора управления 8, а вместе с ней и клапан 9 опускаются, уменьшая доступ газа под мембрану 15. Это приводит к снижению давления в камере 14, опусканию регулирующего клапана 2 и, следовательно, дополнительному дросселированию, в результате которого в газопроводе низкого давления устанавливается заранее заданное оптимальное давление газа.

При снижении давления в газопроводе низкого давления система действует в обратном направлении. Оптимальное давление в газопроводе 20 устанавливается регулировочным стаканом 11, с помощью которого изменяется напряжение пружины, подпирающей мембрану 10. Для понижения давления регулировочный стакан 11 вывертывается, для повышения – ввертывается.

Предохранительное сбросное устройство (ПСУ) (рис. 2.24) предназначено для сбрасывания излишков газа из газопровода за регулятором в атмосферу, чтобы давление газа в контролируемой точке не превысило заданного. ПСУ настраивают на полное срабатывание при повышении давления в контролируемой точке до $P_{п} = 1,15 P_{н}$.

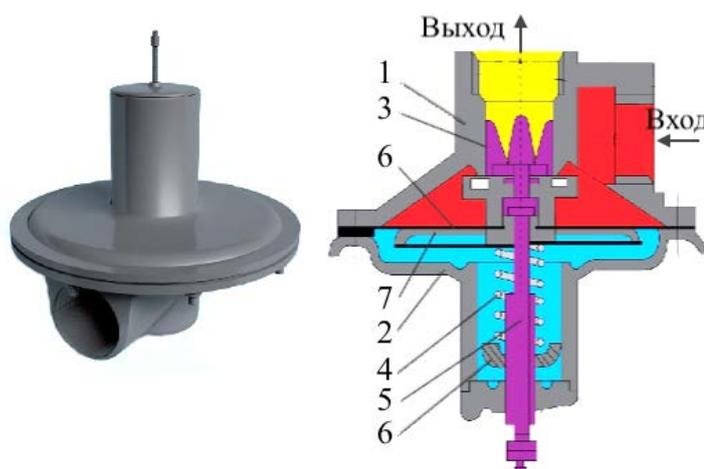


Рисунок 2.24 – Клапан предохранительный сбросной:

1 – корпус; 2 – крышка; 3 – клапан с направляющей; 4 – пружина;
5 – регулировочный винт; 6 – мембрана; 7 – тарелка; 8 – тарелка пружины

Конструкция предохранительного сбросного устройства (ПСУ), в том числе встроенного в регулятор давления, должна обеспечивать полное их открытие при превышении заданного максимального рабочего давления не более, чем на 15 % $P_{п} = 1,15 P_{н}$. После сброса избыточного объема газа и восстановления в контролируемой точке расчетного давления газа, запорный орган ПСУ должен быстро и плотно закрыться. Подводящий трубопровод к ПСУ должен иметь минимальное число поворотов, диаметр не менее 20 мм и присоединяться к участку газопровода за регулятором, а при наличии расходомера – за расходомером. Далее выводиться наружу в место, где обеспечиваются условия для безопасного рассеивания газа.

Обводной газопровод (байпас) с последовательно расположенными запорным (первым по ходу газа) и запорно-регулирующим устройствами для подачи через него газа на время ревизии и ремонта, а также аварийного состояния оборудования линии редуцирования.

Также ГРП (ГРУ) оборудуются:

- импульсными трубками для соединения регулятора, ПЗК, ПСУ и средств измерений с теми точками на газопроводах, в которых контролируется давление газа;
- сбросными и продувочными трубопроводами для сбрасывания газа в атмосферу от ПСУ и продувки газопроводов и оборудования;
- запорными устройствами, число и расположение которых должны обеспечить возможность отключения ГРП (ГРУ) и оборудования для их ревизии и ремонта без прекращения подачи газа;
- средствами измерений: давления газа (манометры показывающие и самопишущие, дифманометр – перепада давления на фильтре), температуры газа (термометры показывающие и самопишущие).

Продувочные трубопроводы размещают на входном газопроводе за первым запорным устройством, на байпасе между двумя запорными устройствами, на участках с оборудованием, отключаемым для профилактического осмотра и ремонта.

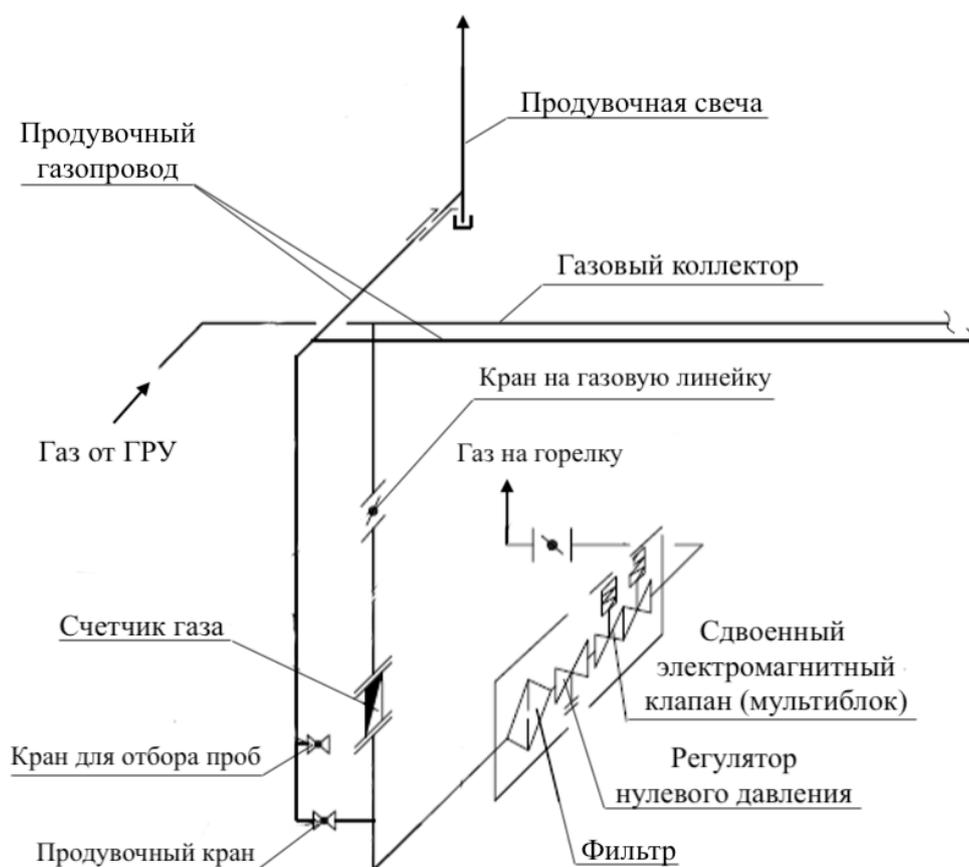


Рисунок 2.25 – Газовая линейка горелки

В состав газовой линейки горелки (рис. 2.25) входят:

- кран;
- счетчик газа;
- газовая рампа горелки.

В газовую рампу (рис. 2.26) входят: механический *фильтр* для исключения попадания механических примесей в оборудование газовой рампы с последующим выходом его из строя; *стабилизатор давления газа* (регулятор «нулевого» давления), который служит для поддержания постоянного (заданного) значения давления газа перед горелкой; *сдвоенный электромагнитный клапан с блоком контроля герметичности*, который предназначен для подачи газа на горелку после прохождения тестирования на герметичность горелки.

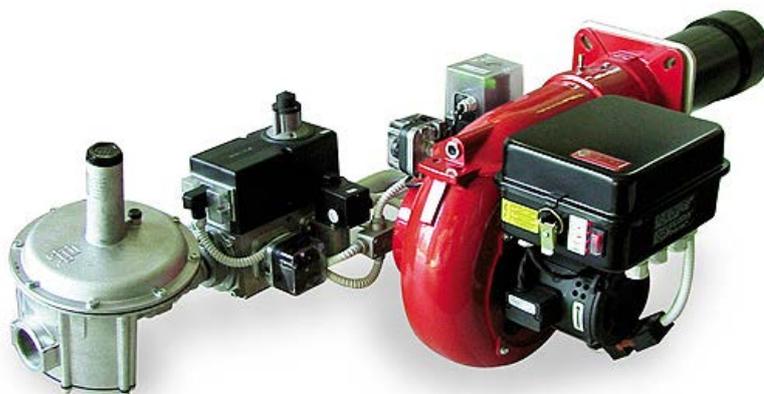


Рисунок 2.26 – Газовая рампа горелки

Подача топлива к горелкам автоматически прекращается при:

- понижении давления газа от заданных параметров перед горелкой;
- повышении давления газа от заданных параметров перед горелкой;
- понижении давления воздуха перед горелкой;
- погасании контролируемого пламени горелки;
- при открытии горелочной дверцы котла;
- разгерметизации газовых клапанов горелки;
- повышении температуры воды после котла выше допустимого;
- понижении давления воды от заданных параметров после котла;
- повышении давления воды от заданных параметров после котла;
- понижении тяги за котлом (датчик тяги);
- неисправности цепей защиты, включая исчезновение электронапряжения, а также неисправности любого из подключенных датчиков к горелке.

Повторный запуск горелок котлов при аварийном их отключении допускается только вручную из помещения котельной после ликвидации первопричины аварийной ситуации.

Требования к установке газогорелочных устройств. Расстояние от выступающих частей газовых горелок или арматуры до стен или других частей здания, а также до сооружений или оборудования должно быть не менее 1 метра

по горизонтали. Для розжига газовых горелок и наблюдения за их работой предусматриваются смотровые отверстия (гляделки) с крышками.

Газогорелочные устройства следует присоединять к газопроводу как правило, жестким соединением.

Контрольные вопросы

1. Что входит в состав мазутного хозяйства котельной?
2. Основные характеристики жидких топлив.
3. Схема мазутного хозяйства.
4. Типы и конструкции насосов для перекачки мазута.
5. Конструкции подогревателей мазута.
6. Состав и свойства газа.
7. Классификация газопроводов.
8. Назначение ГРП. Назначение и конструкции элементов ГРП.
9. Газовая линейка котла. Назначение и конструкции оборудования.
10. Продувочные газопроводы. Назначение, требования к установке.

3. АВТОМАТИЗАЦИЯ КОТЕЛЬНЫХ

В соответствии с ГОСТ Р 59853-2021 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения» будут использованы следующие определения:

- **автоматизированный процесс:** процесс, осуществляемый при совместном участии человека и средств автоматизации.
- **автоматизированная система (АС):** система, состоящая из комплекса средств автоматизации, реализующего информационную технологию выполнения установленных функций, и персонала, обеспечивающего его функционирование.
- **автоматизированное рабочее место (АРМ):** программно-технический комплекс АС, предназначенный для автоматизации деятельности определенной категории пользователей или определенного вида деятельности
- **автоматический процесс:** процесс, выполняемый техническими средствами по ранее заданному алгоритму без участия человека.

Автоматику котельных по назначению можно разделить на:

- автоматику регулирования – автоматическое поддержания заданных параметров,
- автоматику безопасности – автоматическая остановка котельной в случае нештатного отклонения параметров от заданных.

Автоматика регулирования

На рис. 3.1. приведена структурная схема автоматики регулирования.

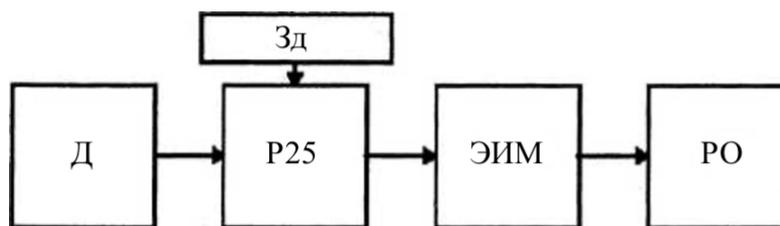


Рисунок 3.1 – Структурная схема автоматики регулирования:

Зд – задатчик; *P25* – контроллер; *ЭИМ* – электроисполнительный механизм; *РО* – регулируемый орган

Сигнал от датчика (давления, температуры, уровня) – Д поступает в контроллер системы автоматического управления – P25. В данном контроллере задатчиком – Зд выставлен заданный параметр, который должна поддерживать система. В режиме реального времени происходит сопоставление данных, получаемых от датчика с заданным параметром, после чего дается управляющий сигнал на электроисполнительный механизм –

ЭИМ, который приводит в действие регулирующий орган – РО. Процесс регулирования происходит до тех пор, пока данные с датчика не станут равными заданному параметру. После чего подача управляющего сигнала на ЭИМ прекратится до тех пор, пока вновь не произойдет отклонение текущих параметров от заданных.

Автоматика регулирования водогрейного отопительного котла обеспечивает: пропорциональное регулирование температуры горячей воды в системе отопления в зависимости от температуры наружного воздуха. Автоматика регулирования обеспечивает автоматическую подачу газа или мазута к горелкам котлов в зависимости от температуры прямой воды и ее отношения к температуре наружного воздуха по температурному графику. При изменении температуры наружного воздуха происходит изменение параметров датчиков, и к регулятору поступают соответствующие сигналы. В зависимости от полученного сигнала регулирующий орган регулятора принимает новое положение, изменяя количество подаваемого к котлам топлива, что отражается на температуре горячей воды на выходе из котла. Кроме того, автоматика регулирования водогрейного котла может обеспечивать регулирование процесса горения и подпитку системы отопления водой.

Автоматика регулирования парового котла предназначена для поддержания давления пара в котле постоянным в заданных пределах, поддержания соотношения «топливо-воздух» на горелках, разрежения в топке (регулирование процесса горения) и поддержания уровня воды в барабане (паросборнике) котла.

В случае применения автоматизированных горелок и газоплотных котлов регулирование соотношения «топливо-воздух» происходит в системе автоматического управления в самой горелке. При этом регулирование разрежения не требуется. Управление самой горелкой происходит котловым контроллером, который дает сигнал на ее запуск или выключение в зависимости от сигналов, которые принимаются от датчиков.

Автоматика регулирования парового котла с топкой, работающей под разрежением, и использования неавтоматизированной горелки включает в себя:

- регулятор давления пара (рис. 3.2);
- регулятор соотношения «топливо-воздух» (рис. 3.3);
- регулятор разрежения (рис. 3.4);
- регулятор уровня (рис. 3.5).

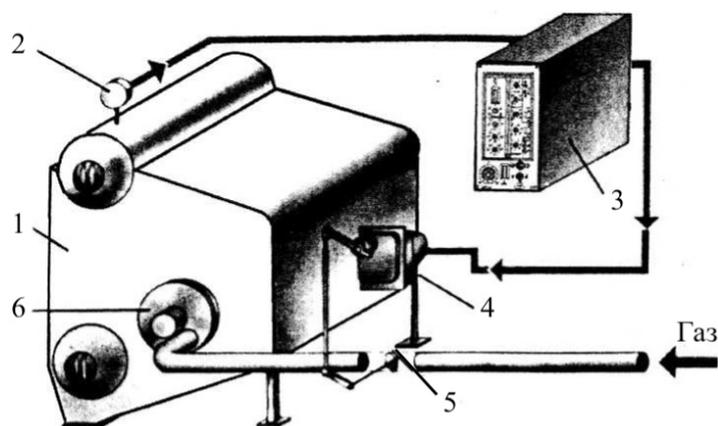


Рисунок 3.2 – Регулирование давления пара:
 1 – паровой котел; 2 – датчик давления пара;
 3 – регулирующий прибор; 4 – электроисполнительный механизм;
 5 – поворотнo-регулирующая заслонка на газопроводе (ПРЗ);
 6 – газомазутная горелка

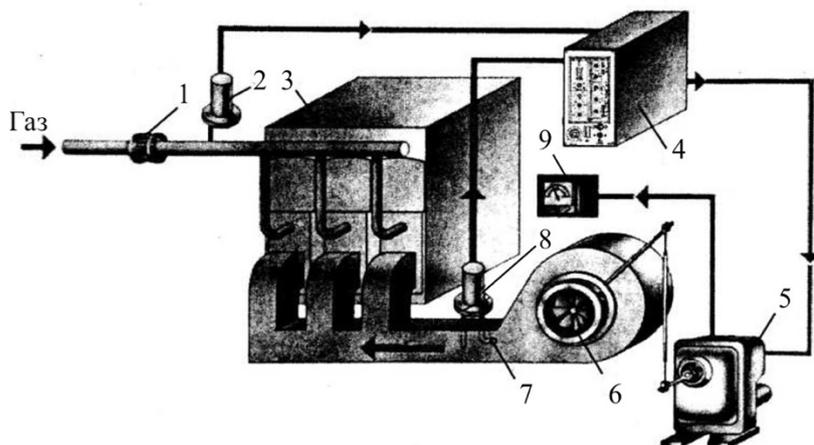


Рисунок 3.3 – Регулирование расхода воздуха, подаваемого на горение,
 в зависимости от расхода газа:
 1 – камерная диафрагма; 2 – датчик давления газа; 3 – котел водогрейный;
 4 – регулирующий прибор; 5 – исполнительный механизм;
 6 – направляющий аппарат вентилятора; 7 – импульсная трубка; 8 – датчик
 давления воздуха; 9 – дистанционный указатель положения исполнительного
 механизма

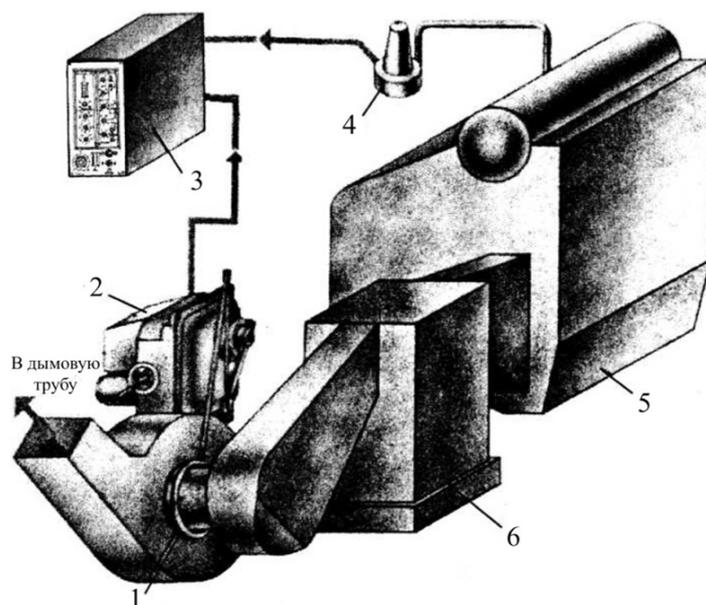
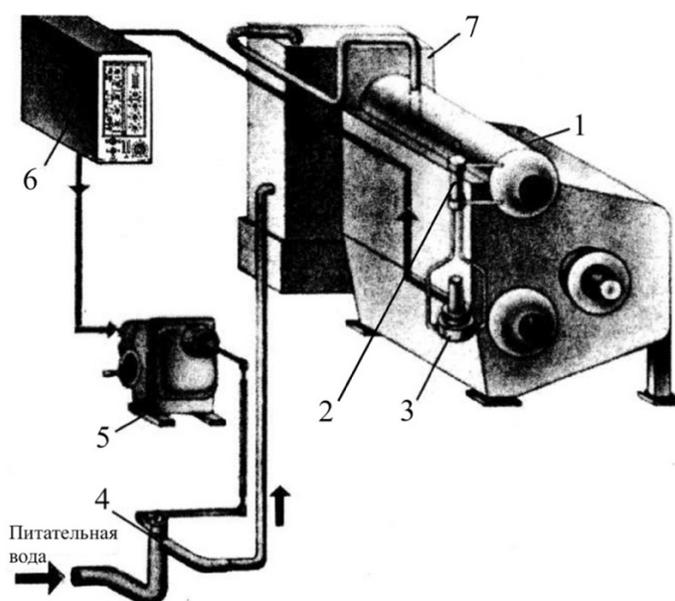


Рисунок 3.4 – Регулирование разрежения в топке:

- 1 – направляющий аппарат дымососа; 2 – исполнительный механизм;
 3 – регулирующий прибор; 4 – датчик по разрежению; 5 – паровой котел;
 6 – экономайзер котла



- Рисунок 3.5 – Регулирование уровня воды в барабане котла:
 1 – паровой котел; 2 – уравнильный сосуд; 3 – датчик уровня;
 4 – регулирующий клапан на линии питания котла водой;
 5 – исполнительный механизм; 6 – регулирующий прибор;
 7 – экономайзер

Работа автоматики: регулируемая среда (пар, газ, воздух, разрежение, уровень воды) воздействует на датчик. В нем изменение параметра среды преобразуется в электрический сигнал, который поступает на усилитель, где задатчиком в виде электрического сигнала задано значение данного параметра. Сигналы датчика и задатчика сравниваются, определяется разность, усиливаются и направляются на исполнительный механизм, который соответственно изменяет положение регулирующего органа.

Датчики системы регулирования, применяемые в котельной по значению изменяемого параметра, можно разделить на:

- датчик давления:
 - манометр электрический дифференциальный;
 - дифференциальный тягонапоромер;
 - дифференциальный манометр мембранный;
 - датчики на работающие по принципу тензопреобразования;
- датчик температуры;
- датчик уровня.

Датчики давления

Манометр электрический дифференциальный дистанционный (МЭД) (рис. 3.6), состоит из пружины (трубка Бурдона) и сердечника, расположенного между катушками (дифференциального трансформатора). При перемещении сердечника вверх или вниз от нейтрального положения изменяется выходное напряжение на вторичной обмотке трансформатора по величине и знаку пропорционально отклонению измеряемого давления от заданного значения. В результате во вторичной обмотке возникает электрический ток в виде сигнала, который отводится на усилитель сигнала Р25.

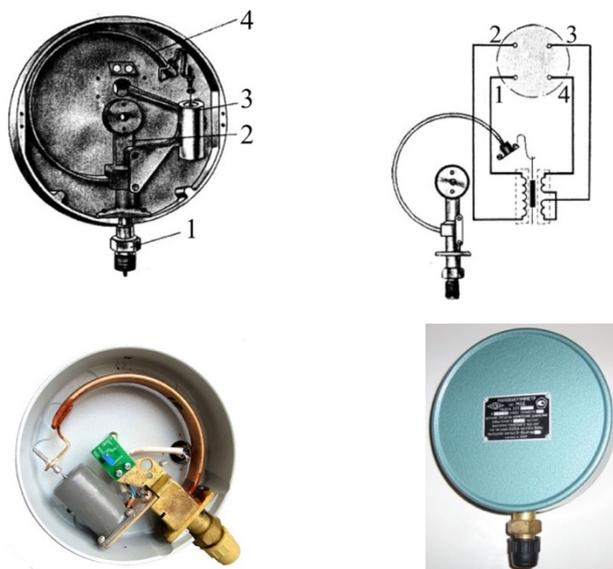


Рисунок 3.6 – Электрический манометр МЭД:

1 – штуцер; 2 – держатель; 3 – дифференциально-трансформаторный преобразователь; 4 – манометрическая пружина

Дифференциальный тягонапормер (ДТ-2) – датчик газа, воздуха, разрежения (рис. 3.7).

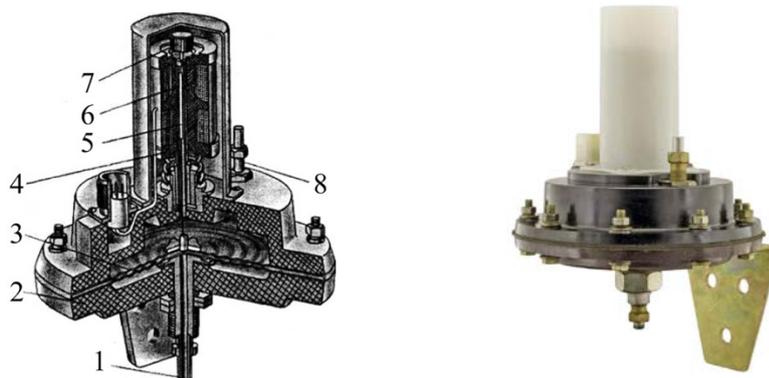


Рисунок 3.7 – Дифференциальный тягомер:

1 – штуцер; 2 – корпус; 3 – мембранная коробка; 4 – катушка; 5 – сердечник дифференциально-трансформаторного преобразователя; 6 – немагнитная трубка; 7 – настроечная гайка; 8 – штуцер

Корпус датчика состоит из двух половин, между которыми закреплена мембранная коробка 3, на которой расположен сердечник дифференциального трансформатора 5. Под мембрану подается среда (газ, воздух, разрежение). Изменение параметра среды приводит к перемещению мембраны и изменению положения сердечника в катушках, что отражается на изменении сигнала, который отводится на P25.

Дифференциальный манометр мембранный (ДМ) является датчиком регулятора питания котла. Через промежуточный (уравнительный) сосуд он соединен с верхним барабаном котла (рис. 3.8).

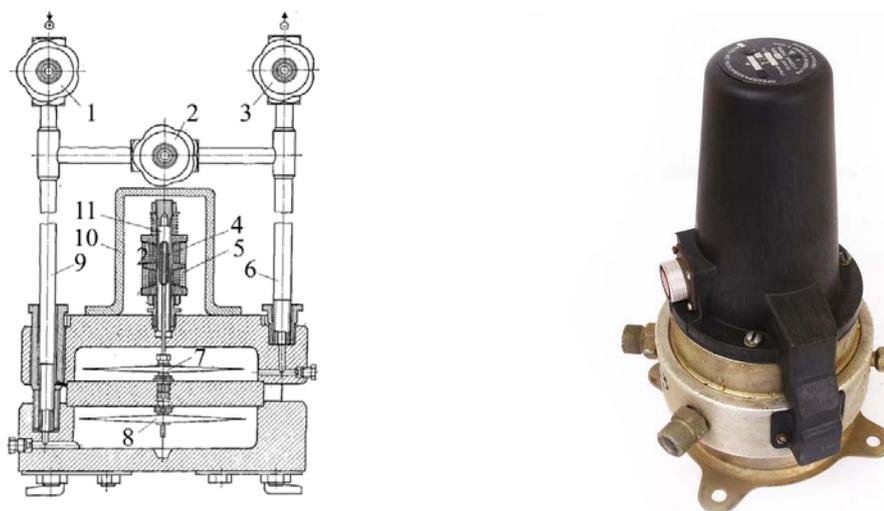


Рисунок 3.8 – Дифференциальный манометр ДМ:

1, 2, 3 – вентили; 4 – сердечник; 5 – катушки; 6, 9 – трубки; 7, 8 – мембранные коробки; 10 – колпак; 11 – трубка

ДМ перегородкой разделен на две камеры: постоянного и переменного давления, в которых расположены две полые мембраны 7 и 8, соединенные между собой каналом и заполненные дистиллированной водой. На верхней мембране 7 расположен сердечник 4, который находится между катушками 5. В широкой части промежуточного сосуда (плюсовой камере) уровень конденсата поддерживается постоянным. Плюсовая камера соединена трубкой с паровым пространством барабана котла. В трубке, соединенной с водяным пространством барабана (минусовой камере) уровень воды меняется при изменении уровня в барабане.

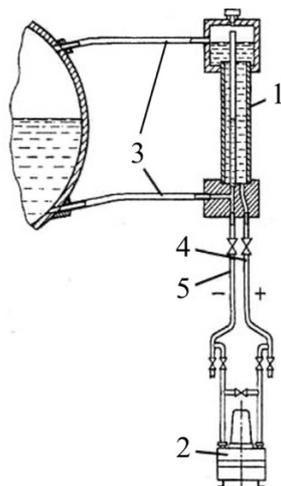


Рисунок 3.9 – Подключение ДМ к барабану котла:

1 – уравнильный сосуд; 2 – дифференциальный манометр;
3 – соединительные трубки; 4, 5 – соединительные линии дифманометра

Плюсовая камера соединена трубкой с паровым пространством барабана котла 3 (рис. 3.9). В трубке, соединенной с водяным пространством барабана 3 (минусовой камере) уровень воды меняется при изменении уровня в барабане. Давление столбов воды плюсовой и минусовой камер из уравнильного сосуда 1 передается по соединительным линиям к ДМ 4 и 5. При изменении уровня воды в барабане котла изменяется уровень в камере переменного уровня промежуточного сосуда, что приводит к изменению давления в верхней части ДМ 2. В нижней части ДМ давление воды постоянно, так как ДМ сообщается с камерой постоянного уровня промежуточного сосуда. Верхняя мембрана сжимается или расширяется под этим давлением, что приводит в движение сердечник между катушками, а также к изменению сигнала, который отводится на усилитель сигнала Р25 регулятора питания котла водой.

Датчики «Сапфир». Широкое распространение получили датчики «Сапфир», предназначенные для работы в системах автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами и обеспечивающие непрерывное преобразование значения измеряемого параметра – давления избыточного, абсолютного, гидростатического, разрежения, разности давлений нейтральных и агрессивных сред — в унифицированный токовый выходной сигнал дистанционной передачи (рис. 3.10).

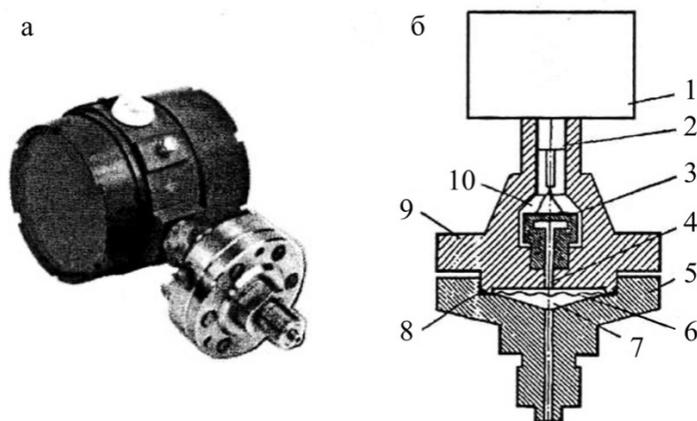


Рисунок 3.10 – Общий вид (а) и схема (б) преобразователей «Сапфир»:
 1 – измерительный блок; 2 – герметичный вывод; 3 – тензопреобразователь;
 4 – внутренняя полость тензопреобразователя; 5 – фланец; 6 – мембрана;
 7 – камера фланца; 8 – прокладка; 9 – основание; 10 – полость

Преобразователи предназначены для работы со вторичной регистрирующей и показывающей аппаратурой, регуляторами и другими устройствами автоматики, машинами централизованного контроля и системами управления, работающими от стандартного выходного сигнала 0-5 или 4-20 мА постоянного тока.

Преобразователь состоит из измерительного блока и электронного устройства. Преобразователи различных параметров имеют унифицированное электронное устройство и отличаются лишь конструкцией измерительного блока.

Измеряемый параметр подается в камеру измерительного блока 1 и линейно преобразуется в деформацию чувствительного элемента и изменение электрического сопротивления тензорезисторов, тензопреобразователя 3, размещенного в измерительном блоке 1. Электронное устройство преобразователя преобразует это изменение сопротивления в ток.

Чувствительным элементом тензопреобразователя является пластина из монокристаллического сапфира с кремниевыми пленочными тензорезисторами, прочно соединенная с металлической мембраной тензопреобразователя.

Мембранный тензопреобразователь 3 размещен внутри основания 9. Внутренняя полость 4 тензопреобразователя заполнена кремнийорганической жидкостью и отделена от измеряемой среды металлической гофрированной мембраной 6, приваренной по наружному контуру к основанию 9. Полость 10 сообщена с окружающей атмосферой. Измеряемое давление подается в камеру 7 фланца 5, который уплотнен прокладкой 8.

Измеряемое давление воздействует на мембрану 6 и через жидкость воздействует на мембрану тензопреобразователя, вызывая ее прогиб и изменение сопротивления тензорезисторов. Электрический сигнал от тензопреобразователя передается из измерительного блока 1 по проводам через герметичный вывод 2.

В настоящее время датчики давления для современных систем регулирования котельной имеют достаточно компактные размеры, что позволяет их устанавливать в местах с ограниченным пространством свойственных для

модульных автоматизированных котельных. На рисунке 3.11. представлены разнообразные виды датчиков давления современных систем автоматизации управления.



Рисунок 3.11 – Общий вид датчиков давления системы регулирования

Датчики температуры

Датчики температуры имеют, как правило, достаточно простое устройство. В их основе лежит свойство ряда материалов менять электрическое сопротивление в зависимости от температуры. Эта зависимость носит линейный характер, когда определенной величине электрического сопротивления соответствует определенная температура. На рисунке 3.12 представлены датчики температуры различного исполнения.

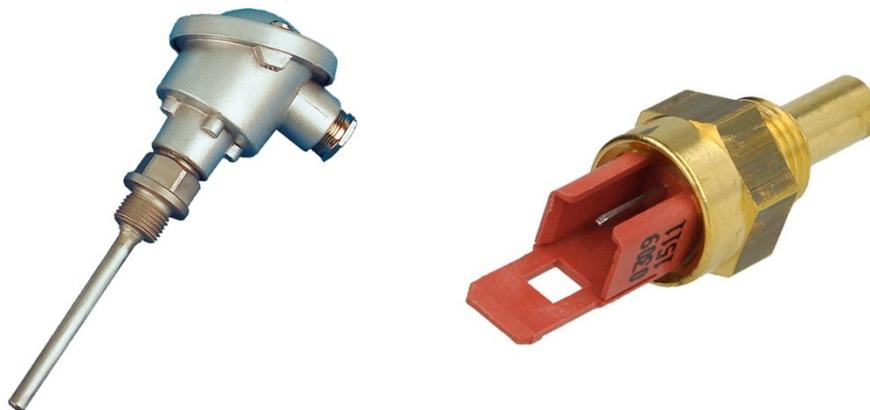


Рисунок 3.12 – Общий вид датчиков температуры системы регулирования

Датчики используются для поддержания температуры:

- теплоносителя в контурах теплопотребления на выходе из котельной;
- воды на входе и на выходе из водогрейных котлов;
- пара на выходе из паровых котлов;
- питательной воды и т. д.

Датчики уровня

Назначением данных датчиков является передача сигналов по уровню воды в следующем оборудовании котельных:

- барабане парового котла;
- в корпусе парового жаротрубного котла;
- в деаэраторе;
- в конденсатном баке;
- баке запаса исходной воды;
- аккумуляторном баке;
- в емкости запаса топлива.

В отличие от дифференциального манометра ДМ, рассматриваемого выше, который предназначен для поддержания уровня воды в верхнем барабане котла, существуют датчики, работа которых основана на других принципах, в том числе: ультразвуковой датчик, датчик на основе электродов, поплавковый датчик и др. Тип датчика, как правило, подбирается в зависимости от условий измерения и измеряемой среды.

Регулирующий прибор (контроллер)

Регулирующий прибор или как принято называть данное устройство в современных системах автоматизированного управления – контроллер, на одни и те же котлы может быть от различных изготовителей (рис. 3.13). Современные контроллеры способны реализовывать в одном приборе управление несколькими контурами управления одновременно. Кроме этого, сигналы на выходе из него могут передаваться на удаленный пульт управления, что позволяет производить мониторинг и управление работой котельной, не находясь непосредственно у котлов.

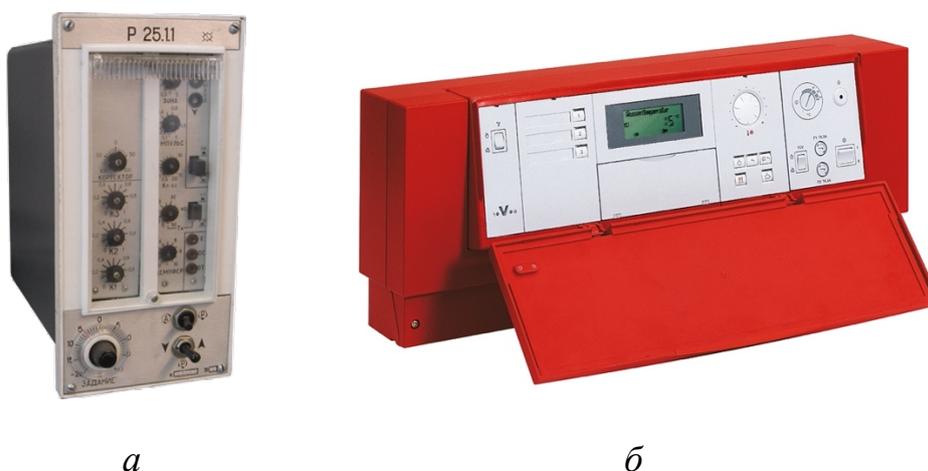


Рисунок 3.13 – Регулирующие приборы:
а) – усилитель сигнала P25; б) – контроллер «Vitolronic»

Электроисполнительный механизм (ЭИМ) (рис. 3.14) представляет собой устройство, состоящее из электродвигателя (сервопривода) и колонки управления (блока сервопривода).

С вала двигателя вращение передается на редуктор. Редуктор служит для понижения частоты вращения электродвигателя. В зависимости от принципа действия (поворотный или возвратно поступательный), усилие с редуктора передается на регулирующий орган. Механизм воспринимает электрическую команду, представляющую собой электрический ток. ЭИМ может иметь ручной маховик, который позволяет при ручном управлении повернуть выходной вал редуктора без помощи электродвигателя.



Рисунок 3.14 – Электроисполнительные механизмы

Регулирующие органы автоматики

Дисковый поворотнo-регулирующий затвор. Управление затвором может быть ручное или дистанционное. При дистанционном управлении ось затвора механически связана с ЭИМ, который управляет степенью поворота диска затвора (рис. 3.15). Конструкция затвора обеспечивает поворот диска на 90° .



Рисунок 3.15 – Дисковый поворотнo-регулирующий затвор:
1 – диск затвора; 2 – ось; 3 – корпус

Направляющие аппараты дымососа и вентилятора. Направляющий аппарат (НА) вентилятора служит для изменения подачи воздуха к горелкам, а направляющий аппарат дымососа — для регулирования тяги в топке. Аппарат

устанавливается на всасывающей патрубке дымососа (вентилятора). Он состоит из металлического кольца, внутри которого размещаются поворотные лопатки (рис. 3.16).

Лопатки имеют общий поворотный механизм (привод), при помощи которого они могут одновременно поворачиваться на одинаковый угол вплоть до полного перекрытия патрубка. Таким образом, НА позволяет плавно регулировать напор дымососа и вентилятора. Дистанционное управление НА осуществляется при помощи ЭИМ. Лопатки устроены таким образом, что придают проходящему через них воздуху (или продуктам сгорания) предварительное закручивание в ту же сторону, в которую вращается ротор вентилятора (дымососа), благодаря чему сопротивление входу воздуха (дымовых газов) в вентилятор (дымосос) уменьшается.

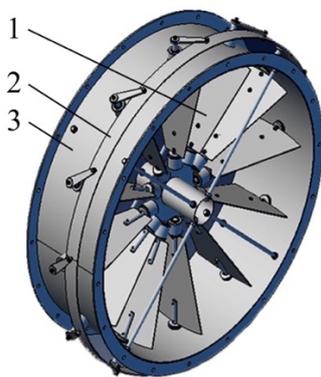


Рисунок 3.16 – Направляющий аппарат:
1 – поворотные лопатки; 2 – привод лопаток;
3 – кожух направляющего аппарата

Регулятор уровня воды в паровом котле для котлов серии ДКВр и ДЕ. Регулирующий клапан на питательной линии котла (рис. 3.17) предназначен для регулирования количества воды, поступающей в котел. Устанавливается на питательном трубопроводе перед котлом и экономайзером. Принцип действия основан на перемещении золотника клапана в вертикальной плоскости. Золотник имеет форму полого цилиндра со сквозным отверстием. Поэтому регулятор питания не является запорным органом. Поворот золотника изменяет проходное сечение клапана, чем достигается регулирование количества воды, пропускаемой в котел.

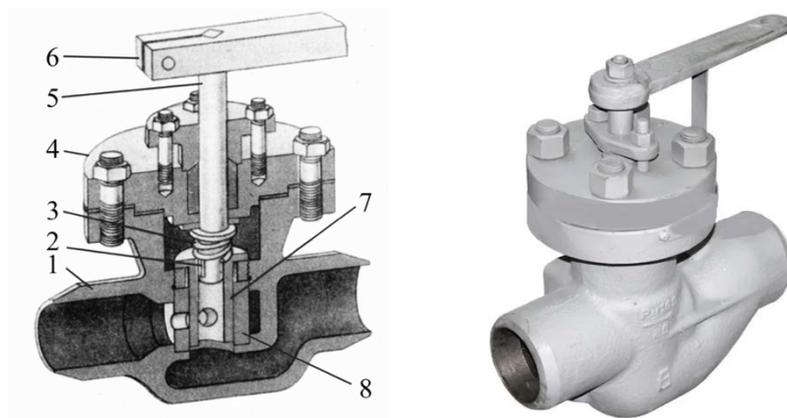


Рисунок 3.17 – Регулирующий клапан на питательной линии котла:
 1 – корпус; 2 – шпонка; 3 – пружина; 4 – крышка; 5 – вал; 6 – рычаг;
 7 – золотник; 8 – гильза

Регулирующий игольчатый клапан для мазута. Устанавливается на опуске мазутного коллектора к форсункам котла (см. рис. 3.18). Клапан обеспечивает регулирование количества мазута, подаваемого к форсункам. Шток клапана посредством рычага соединяется с ЭИМ.

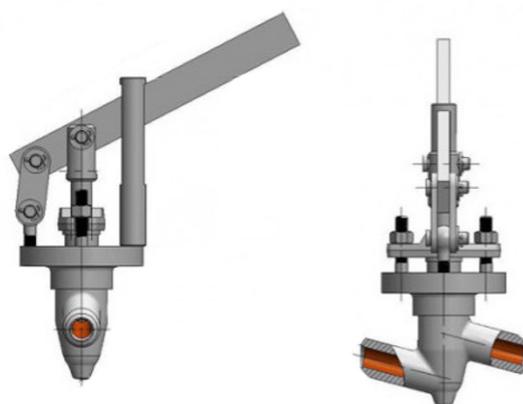


Рисунок 3.18 – Регулирующий клапан для мазута

Автоматика безопасности

На рисунке 3.19 показана структурная схема автоматики безопасности.

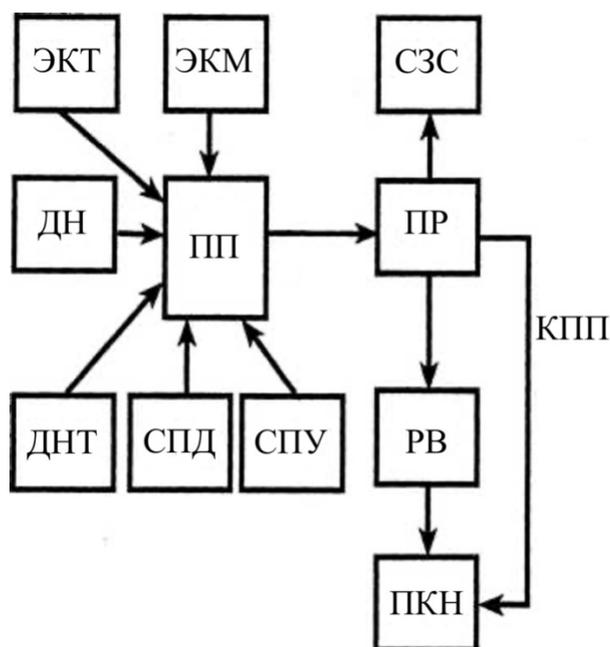


Рисунок 3.19 – Структурная схема автоматики безопасности

ПП — первичный прибор (датчик);

СЗС — светозвуковой сигнал;

ПР — промежуточное реле;

РВ — реле времени;

ПКН — исполнительный орган автоматики безопасности для отключения подачи газа в топку;

КПП — контроль погасания пламени;

ЭКМ — электроконтактный манометр, датчик давления пара;

ЭКТ — электроконтактный термометр, датчик температуры воды после бойлера или экономайзера;

СПД — сигнализация падения давления;

СПУ — сигнализатор предельных уровней;

ДН — датчик напора;

ДНТ — датчик напора и тяги.

Значение уставок (заданных значений) срабатывания автоматики безопасности и средств сигнализации должно соответствовать параметрам, указанным в техническом отчете наладочной организации.

Работа автоматики безопасности заключается в отключении подачи топлива к горелкам котла быстродействующим клапаном при отклонении одного из контролируемых параметров за допустимые пределы.

Параметры, контролируемые автоматикой безопасности

Для *парового котла* (рис. 3.20):

- давление пара;
- давление топлива перед горелками (минимальное и максимальное);

- давление воздуха перед горелками;
- разрежение в топке котла;
- наличие факела;
- уровень воды в барабане котла (верхний и нижний);

Отсечка топлива производится автоматикой также в следующих случаях:

- остановка дымососа или вентилятора;
- исчезновение напряжения.

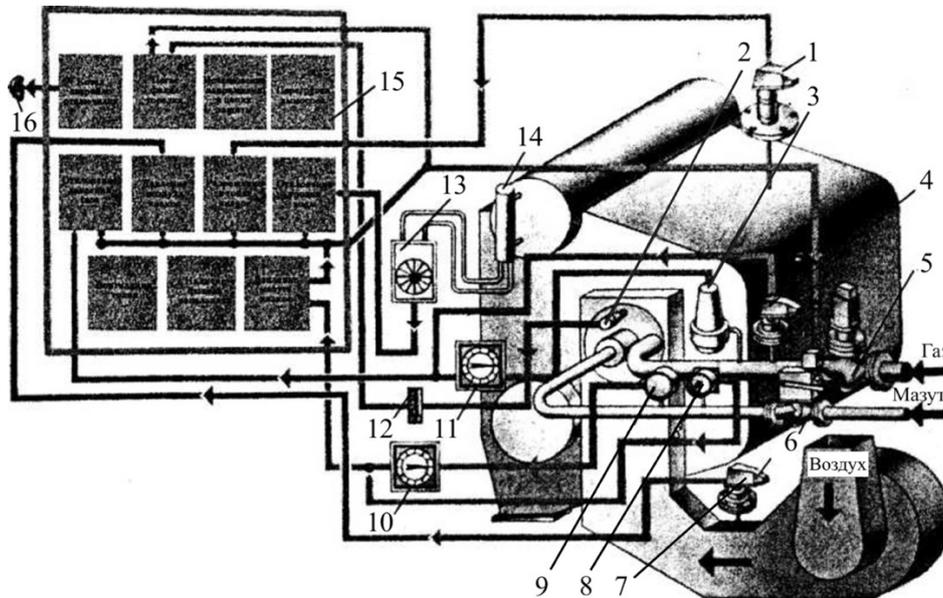


Рисунок 3.20 – Схема защиты парового котла ДЕ:

- 1 – датчик разрежения типа ДНТ; 2 – датчик контроля пламени;
 2 – датчик давления газа; 4 – датчик максимального давления газа типа ДН;
 5 – клапан отключения газа типа ПКН с электромагнитом; 6 – клапан отключения подачи мазута типа ЗСК; 7 – датчик давления воздуха типа ДН;
 8 – датчик максимального давления мазута типа ЭКМ; 9 – датчик давления мазута типа МЭД; 10 – вторичный прибор контроля давления мазута;
 11 – прибор контроля давления газа; 12 – блок контроля пламени типа Ф34;
 13 – прибор контроля уровня воды; 14 – уравнильный сосуд; 15 – световые табло щита автоматики котла; 16 – звонок

Для *водогрейного котла* (рис. 3.21):

- давление воды на выходе из котла;
- давление топлива перед горелками (минимальное и максимальное);
- давление воздуха перед горелками;
- разрежение в топке котла;
- наличие факела;
- циркуляция через котел;
- температура воды на выходе из котла;
- остановка дымососа или вентилятора;
- исчезновение напряжения.

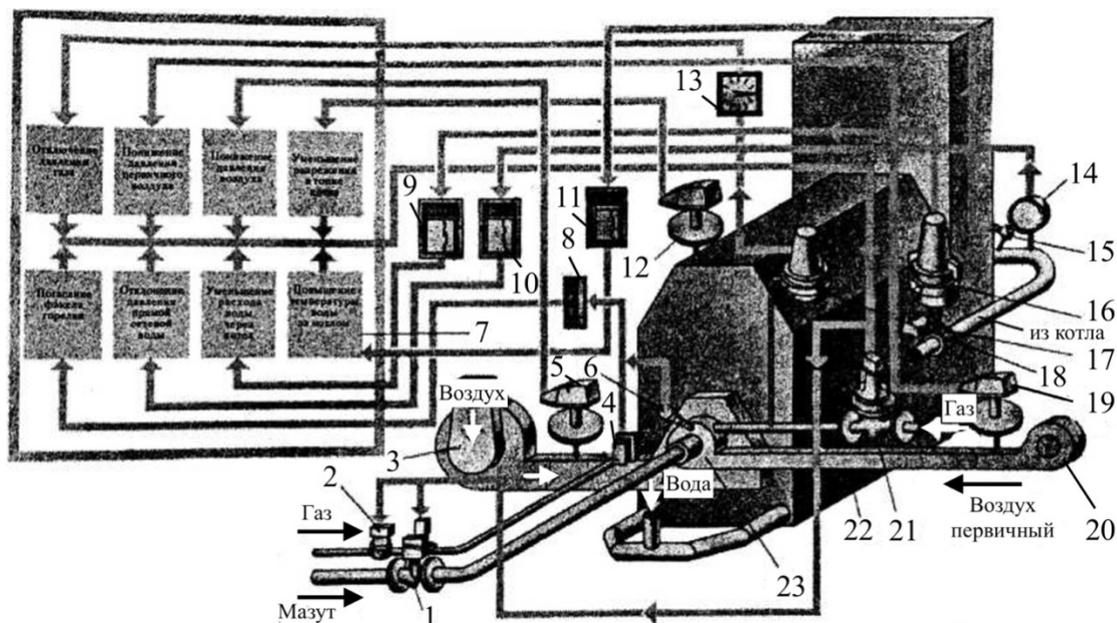


Рисунок 3.21 – Схема защиты водогрейного котла КВ-ГМ-20:

- 1 – отсечной клапан на мазутопроводе типа ЗСК; 2 – клапан запорный на газопроводе к запальнику; 3 – вентилятор дутьевой; 4 – электрозапальник; 5 – датчик давления воздуха типа ДН; 6 – датчик контроля пламени; 7 – световые табло щита автоматики котла; 8 – блок контроля пламени Ф34; 9 – самопишущий прибор расхода воды через котел; 10 – самопишущий прибор давления воды; 11 – самопишущий прибор температуры воды; 12 – датчик разрежения типа ДНТ; 13 – самопишущий прибор давления газа; 14 – датчик давления воды типа МЭД; 15 – датчик температуры воды типа ТСМ; 16 – датчик расхода воды через котел типа ДМ; 17 – измерительная диафрагма; 18 – датчик давления газа; 19 – датчик давления первичного воздуха; 20 – вентилятор первичного воздуха; 21 – клапан запорный на газопроводе типа ПКН с электромагнитом; 22 – котел водогрейный типа КВГМ-20; 23 – горелка газомазутная ротационная типа РГМГ-20

При работе на мазуте в качестве исполнительного органа автоматики безопасности вместо клапана ПКН с электромагнитом используется клапан ЗСК (запорно-соленоидный клапан) на мазутопроводе котла.

Отсечные устройства автоматики безопасности

При работе на мазуте исполнительным органом автоматики безопасности является запорно-соленоидный клапан (ЗСК), установленный на мазутопроводе котла (см. рис. 3.22).

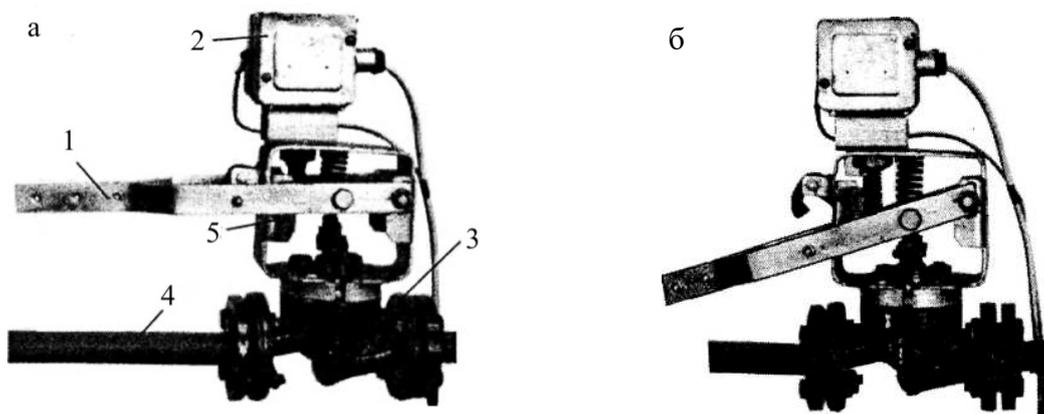


Рисунок 3.22 – Полуавтоматический отсечной клапан ЗСК с электромагнитной защелкой:

а – клапан в открытом состоянии; *б* – клапан в закрытом состоянии.
 1 – рычаг клапана; 2 – электромагнит; 3 – корпус клапана; 4 – газопровод;
 5 – защелка

Клапан открывается вручную поворотом рычага 1 вверх. При этом защелка 5 фиксирует верхнее положение рычага. Клапан открыт. При прекращении подачи тока в катушку электромагнита 2 собачка защелки 5 освобождает рычаг и под действием веса подвижных деталей рычаг опускается и клапан закрывается.

При работе на *газе* исполнительным органом автоматики безопасности служит клапан ПКН с электромагнитом, установленный на газопроводе котла (см. рис. 3.23).

Клапан ПКН с электромагнитом состоит из клапана типа ПКН и электромагнита типа МИС. Электрический сигнал от датчика автоматики безопасности передается на катушку электромагнита 1 (рис. 3.23а), которая обесточивается и сердечник выпадает из нее. На одном штоке с сердечником находится коромысло, поддерживающее ударник (молоток) 2. При опускании сердечника коромысло также перемещается, ударник 2 теряет опору и под действием силы тяжести падает на анкерный рычаг 3, выбивая его из зацепления с грузовым рычагом 4, который опускается и перемещает запорный орган клапана (расположенную внутри корпуса), перекрывая проход газа. Включение ПКН с МИС после срабатывания может быть произведено только вручную, после устранения причины, вызвавшей срабатывание. Для включения клапана следует ввести в зацепление анкерный 3 и грузовой рычаги 4.

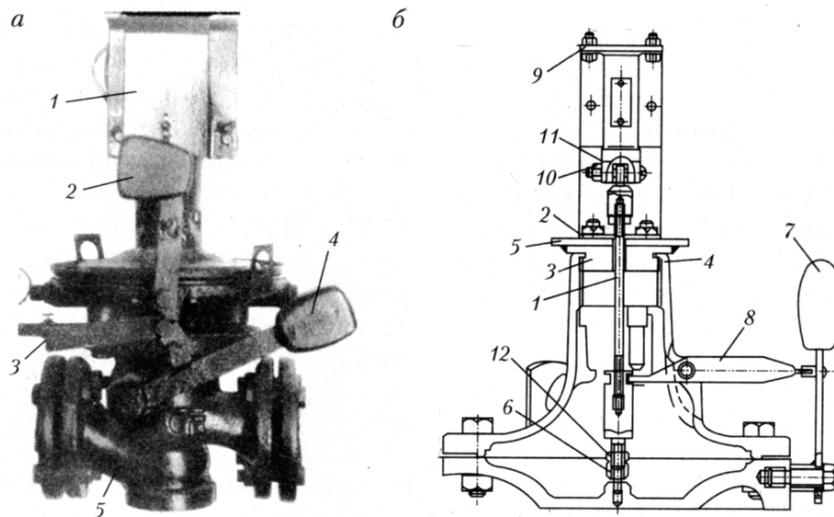


Рисунок 3.23 – Клапан ПКН с электромагнитом:

а – общий вид предохранительного запорного клапана:

1 – электромагнит; *2* – ударник (молоток); *3* – анкерный рычаг; *4* – грузовой рычаг; *5* – корпус клапана;

б – установка электромагнита типа МИС-4100Е на предохранительном клапане ПКН:

1 – шток; *2* – скоба; *3* – втулка; *4* – серьга; *5* – пластина; *6* – гайка;

7 – молоток; *8* – рычаг (коромысло); *9* – крышка электромагнита; *10* – винт;

11 – якорь электромагнита; *12* – контргайка

Датчики автоматики безопасности

Электроконтактный манометр (ЭКМ). ЭКМ — электроконтактный манометр, датчик давления пара (рис. 3.24) устроен аналогично пружинному манометру.

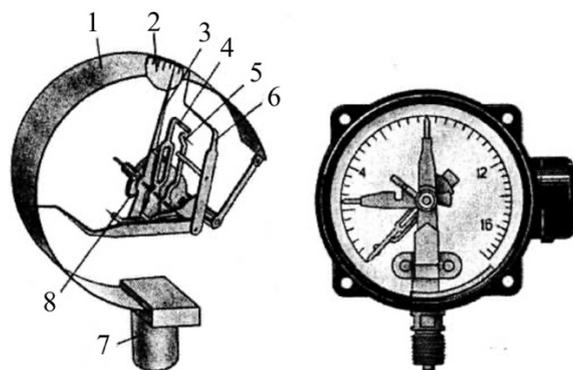


Рисунок 3.24 – Электроконтактный манометр типа ЭКМ:

1 – трубчатая пружина; *2* – шкала круговая; *3* – стрелка показывающая; *4* – поводок; *5* – контакт; *6* – стрелка сигнальная; *7* – держатель; *8* – сектор

Сигнальное устройство прибора имеет два установочных контакта *5*: минимальный (нижний) и максимальный (верхний), которые замыкаются с

подвижным контактом, установленным соосно с измерительной стрелкой б прибора. К стрелкам подается напряжение, при совмещении стрелок контакты замыкаются, включается промежуточное реле светозвуковой сигнализации, реле времени, и после отключения реле времени срабатывает ПЗК или ЗСК. Установочные контакты с помощью штифта, расположенного на лицевой части прибора, могут перемещаться на соответствующее задание.

Принцип действия *датчиков-реле* (рис. 3.25) основан на уравнивании силы, создаваемой давлением или разрежением контролируемой среды на чувствительный элемент, силой упругой деформации пружины. Датчик состоит из трех основных узлов:

- чувствительного элемента;
- пружины;
- механизма настройки реле.

Чувствительный элемент у датчиков либо мембранный, либо сильфонный, в зависимости от измеряемого давления.

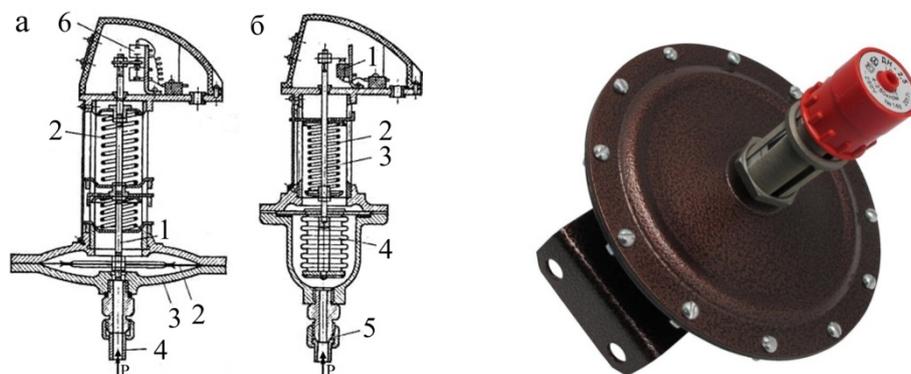


Рисунок 3.25 – Электроконтактный манометр типа ДН, ДД:

а – датчик типа ДН: 1 – шток; 2 – мембрана; 3 – полость датчика;
4 – штуцер; 5 – пружина; 6 – микропереключатель;

б – датчик типа ДД: 1 – микропереключатель; 2 – пружина; 3 – толкатель;
4 – сильфон; 5 – штуцер

Контролируемая среда через штуцер 4 воздействует на чувствительный элемент (мембрана 2 – рис. 3.25а или сильфон 4 – рис. 3.25б), который перемещаясь, действует на кнопку микропереключателя б, замыкая или размыкая электрическую цепь схемы подсоединения контролируемого объекта.

Механизм настройки состоит из маховичка (регулировочной гайки), втулки микропереключателя, пружины и фиксирующей шайбы. Настройка датчика на определенную величину (уставку) производится по контрольному манометру вращением маховичка. После установки необходимого момента срабатывания маховичок закрепляют гайкой.

В современных котельных используют более компактные датчики-реле. Это позволяет применять их в более стесненных условиях, например, в блочно-модульных котельных. На рис. 3.26 приведены различные виды этих датчиков.



Рисунок 3.26 – Общий вид современных датчиков-реле

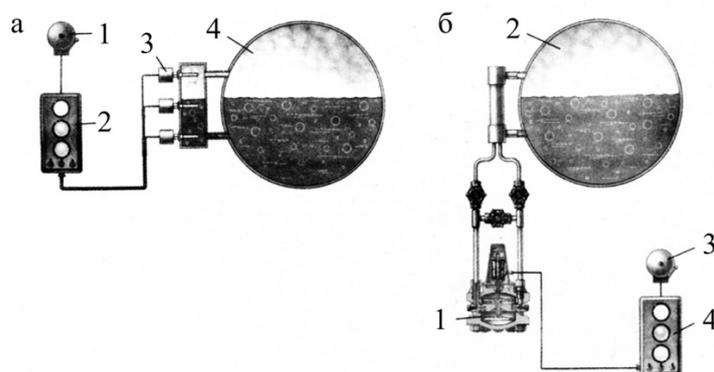


Рисунок 3.27 – Схема сигнализатора предельных уровней:
а – электрический сигнализатор уровня: 1 – звонок; 2 – блок сигнализации;
 3 – электроды; 4 – барабан котла;
б – сигнализатор уровня с использованием дифманометра: 1 – дифманометр
 типа ДМ; 2 – барабан котла; 3 – звонок; 4 – блок сигнализации

Сигнализаторы предельных уровней (СПУ). В соответствии со схемой (рис. 3.27а) в уровнемерной колонке, соединенной как сообщающиеся сосуды с верхним барабаном котла 4, устанавливаются электроды 3: на нижний и на верхний предельные уровни. Котловая вода является электролитом (т. е. токопроводящей средой). На электроды подается напряжение. При расположении только нижнего электрода в воде на блоке сигнализации 2 горит зеленая лампочка (норма). Если уровень воды поднимется до верхнего электрода, контакты замыкаются, включается промежуточное реле, реле времени, светозвуковая сигнализация, срабатывает автоматика безопасности и загорается желтая лампочка СПУ («перепитка»). Осушение нижнего электрода приводит к срабатыванию автоматики безопасности по нижнему уровню: срабатывают устройства автоматики безопасности и загорается красная лампочка (упуск воды).

При измерении уровня с помощью дифманометра 1 (рис. 3.27б) связанный с ним вторичный показывающий прибор может располагаться на щите рядом с рабочим местом обслуживающего персонала, которое находится ниже барабана котла 2. Для сигнализации о достижении предельных уровней

воды в барабане котла вторичный прибор снабжается электрическими контактами, включенными в схему автоматики безопасности. Срабатывание защиты происходит при замыкании подвижной стрелкой вторичного прибора электрического контакта, соответствующего нижнему или верхнему уровню.

Запально-защитное устройство

В автоматике безопасности полуавтоматический (дистанционный) розжиг котлов ДКВр, ДЕ, КВ-ГМ и контроль за наличием пламени обеспечивается с помощью запально-защитного устройства (ЗЗУ) (рис. 3.28).

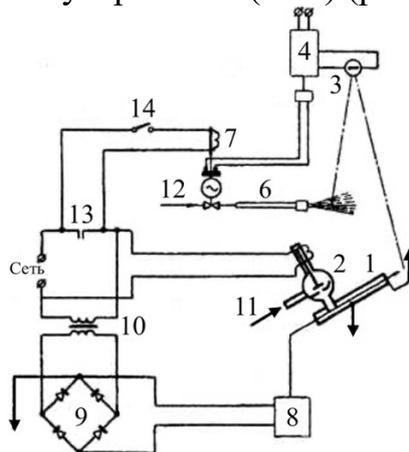


Рисунок 3.28 – Электрозапальное устройство (ЗЗУ):

1 – электрозапальник; 2 – электромагнитный клапан на линии подачи газа к запальнику; 3 – фотодатчик; 4 – управляющий прибор; 5 – реле; 6 – основная горелка; 7 – электромагнитный клапан на линии подачи газа к основной горелке (ПКН с МИС); 8 – источник высокого напряжения; 9 – выпрямитель; 10 – трансформатор; 11 – линия подачи газа к запальнику; 12 – линия подачи газа к горелке; 13 – электроконтакт; 14 – пусковая кнопка

Основную горелку котла зажигают газом, воспламеняющимся от электрической искры, создаваемой электрозапальным устройством. При работе на мазуте электрозапальник можно использовать и для зажигания мазутной форсунки. В этом случае при отсутствии магистрального газа используют газ в баллонах.

При включении ключа (кнопки) электрозапального устройства со щита автоматики управляющий импульс прибора 4 замыкает нормально разомкнутый контакт 13. При этом одновременно открывается электромагнитный клапан 2 и подается напряжение на источник высокого напряжения 8. Источник высокого напряжения выдает напряжение на электроды запальника для образования искры между электродами запальника, возникающей в результате пробоя воздушного промежутка высоким напряжением. Искра зажигает поступающий на нее через электромагнитный клапан растопочный газ. Пламя запальника обычно горит 2-3 мин. Выдержка времени обеспечивается реле времени.

Излучение запального факела воспринимается фотодатчиком 3, выдающим командный сигнал через реле управляющего прибора на электромагнит калана ПКН с МИС. Фотодатчик ориентируют так, чтобы в его поле зрения попадал контролируемый им основной факел, а в случае погасания он выдает командный сигнал на прекращение подачи топлива к основной горелке, (или форсунке).

Электромагнитный клапан запальника рассчитан на напряжение 220 В и состоит из запорного вентиля и электромагнитного привода. С включением тока сердечник втягивается внутрь электромагнита и открывает проход для газа в запальник. Обесточенное положение – закрытое.

Управляющий прибор ЗЗУ действует на принципе выделения и усиления пульсирующего сигнала, характеризующего излучение факела в топке. Основным элементом фотодатчика является фотосопротивление, проводимость которого изменяется в зависимости от излучения факела в топке. Фотодатчик состоит из корпуса (тубуса), ламповой панели с фотосопротивлением и оправы с кварцевым стеклом, защищающим фотосопротивление от непосредственного соприкосновения с горячими газами, поскольку фотосопротивление выдерживает температуру меньше или равную 60 °С.

Контрольные вопросы

1. Типы систем автоматизации в котельных.
2. Принцип работы автоматики регулирования котлов.
3. Перечислите типы датчиков автоматики регулирования.
4. Принцип работы автоматики безопасности котельной.
5. Перечислите типы датчиков автоматики безопасности.
6. Перечислите исполнительные устройства систем автоматизации котельной.

4. ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОТ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ ПРИ РАБОТЕ КОТЕЛЬНЫХ

Вредные примеси в продуктах горения. В продуктах горения природного газа и мазута в котельных установках содержатся оксиды азота (NO_x), серы (SO_2 , SO_3), и ванадия (V_2O_5). При неполном сгорании топлива в дымовых газах содержатся монооксид углерода (CO) и углеводороды типа CH_4 , C_2H_5 и бензапирен $\text{C}_{20}\text{H}_{12}$.

Загрязнение вредными примесями атмосферы, земли и воды ухудшает санитарно-гигиеническое состояние городов, поселков, полей, лесов, водоемов, оказывая вредное действие на организм человека и растительность, качество продукции предприятий, увеличивает износ механизмов и разрушает строительные конструкции зданий и сооружений.

Образующийся при неполном сгорании монооксид углерода – чрезвычайно сильный отравляющий газ (угарный газ). При содержании 0,4–0,5 % CO в воздухе вдыхание его в течение нескольких минут уже опасно для жизни.

Образующийся при сжигании топлива диоксид углерода CO_2 (углекислый газ) пропускает коротковолновое УФ-излучение, но эффективно поглощает длинноволновое ИК-излучение, отраженное от поверхности Земли. Поэтому CO_2 , присутствующий в атмосфере, действует как защитный экран, уменьшая тепловые потери планеты. «Парниковый эффект», связанный с присутствием CO_2 , – важнейший фактор, регулирующий температуру земного шара.

В результате медико-биологических исследований установлено, что при кратковременном воздействии на человека диоксида серы SO_2 (сернистого газа) – ядовитого газа с резким удушливым запахом наступает сильное раздражение голосовых связок и последующее удушье. Чувствительны к диоксиду серы и растения. Диоксид серы действует непосредственно на листья. В клетках за счет содержащейся воды образуется сернистая кислота H_2SO_3 , далее в результате ряда биохимических превращений происходит обесцвечивание хлорофилла, а затем отмирание участков листа, т. е. нарушаются процессы фотосинтеза. При длительном воздействии SO_2 растения гибнут. Около 90 % SO_2 в атмосфере является продуктом человеческой деятельности.

При сжигании органических топлив (природного газа, угля, бензина, мазута) азот, содержащийся в воздухе и топливе, становится реакционноспособным и, соединяясь с кислородом, образует оксиды NO , NO_2 , N_2O . Основная доля оксидов азота, а именно более 95 %, приходится на монооксид азота NO . Наиболее токсичным веществом в продуктах сгорания является бенз(а)пирен, который образуется в результате неполного сгорания топлива из-за неудовлетворительного смешения топлива и окислителя, а также из-за торможения реакций окисления углеводородов у холодных стенок топочных устройств.

Степень опасности воздействия вредного вещества на живой организм оценивают отношением его концентрации C к предельно допустимой концентрации (ПДК), $\text{мг}/\text{м}^3$, в воздухе в зоне пребывания человека: $q = C_i / \text{ПДК}_i$.

Предельно допустимые концентрации (ПДК) основных вредных выбросов котельных приведены в табл. 4.1. Значение q должно быть меньше единицы. При одновременном содержании в воздухе нескольких вредных веществ степень опасности находят по суммарному воздействию каждого из вредных компонентов:

$$q = \frac{C_{\text{NO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{NO}_2}} + \frac{C_{\text{NO}}}{\text{ПДК}_{\text{NO}}} + \frac{C_{\text{SO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{SO}_2}} + \frac{C_{\text{SO}_3}}{\text{ПДК}_{\text{SO}_3}} + \frac{C_{\text{CO}}}{\text{ПДК}_{\text{CO}}} \leq 1$$

Таблица 4.1 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных выбросов котельных

Вещество	ПДК, мг/м ³	
	максимальная разовая	среднесуточная
Диоксид азота NO ₂	0,085	0,085
Монооксид азота NO	0,250	0,250
Триоксид серы (серный ангидрид) SO ₃	0,300	0,10
Диоксид серы (сернистый ангидрид) SO ₂	0,500	0,050
Монооксид углерода CO	3,000	1,00
Сероводород H ₂ S	0,080	0,008
Сажа	0,150	0,050
Пыль (золотые частицы)	0,500	0,15
Пентаоксид ванадия V ₂ O ₅	–	0,002
Бенз(а)пирен C ₂₀ H ₂	–	но ⁻⁶

При сжигании твердого топлива происходит образование золы, которую необходимо отделить от дымовых газов и утилизировать.

В нашей стране приняты три вида норм выбросов вредных веществ в атмосферу: ПДК_{рз} – в рабочей зоне; ПДК_{мр} – максимальные разовые; ПДК_{сс} – среднесуточные. При этом ПДК_{рл} относится к рабочей зоне помещений котельной, ПДК_{мр} – показатель возможного повышенного кратковременного (в течение 20–30 мин) выброса вредных веществ (в помещении котельной это обычно период пуска или резкого изменения нагрузки), а ПДК_{сс} является основным контролируемым показателем, цель которого не допустить неблагоприятного влияния вредного выброса на здоровье людей в результате длительного воздействия.

Дополнительными источниками вредных выбросов являются стоки после регенерации фильтров системы химводоподготовки и склады хранения топлива. Стоки после промывки фильтров насыщены солями натрия (поваренной соли), которые в концентрированном виде представляют опасность для системы хозяйственно-бытовой канализации в которую сбрасываются.

Склады хранения дизельного топлива и мазута могут представлять особо сильную опасность в случае образования дефектов в резервуарах. В результате может произойти попадание топлива в почву, что в свою очередь может привести к необратимым последствиям для окружающей среды.

Методы снижения вредных газообразных выбросов

Снижение вредных газообразных выбросов при сжигании газообразного и жидкого топлива в отопительных котельных достигается применением горелочных устройств с низким выделением NO_x .

Снижение ПДК вредных выбросов достигается за счет подбора высоты дымовой трубы на этапе проектирования на основании расчета зоны рассеивания вредных веществ.

Для отвода дымовых газов используются следующие дымовые трубы:

- кирпичные;
- железобетонные;
- стальные:
 - самонесущие;
 - мачтовые;
 - фермовые;
 - колонного типа.

На рисунке 4.1 представлена кирпичная дымовая труба. Трубы данной конструкции широко применялись в нашей стране до начала 90-х годов.

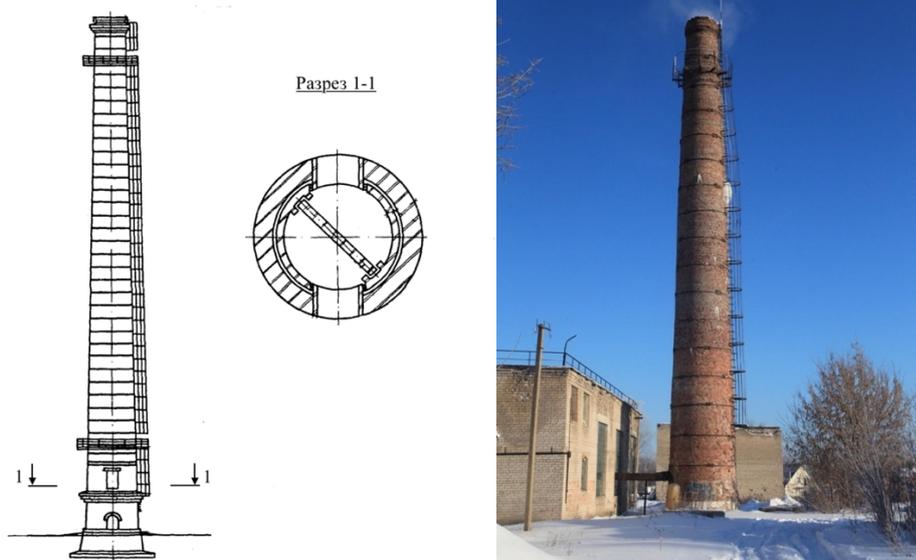


Рисунок 4.1 – Кирпичная дымовая труба

На рисунке 4.2 представлена железобетонная дымовая труба. Трубы данной конструкции использовались для применения в отопительных котельных, проектировавшихся для теплоснабжения районов крупных городов. В настоящее время, когда схемы теплоснабжения становятся децентрализованными, дымовые трубы данного типа используются в проектах производственных котельных крупных промышленных предприятий. Это обусловлено большими тепловыми мощностями, а также использованием твердого топлива для выработки тепловой энергии с целью увеличить зону рассеивания вредных веществ. Стоит отметить, что железобетонные дымовые трубы являются самыми высокими сооружениями по отношению к другим типам.

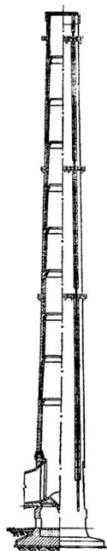


Рисунок 4.2 – Железобетонная дымовая труба

Для котельных малой мощности, спроектированных до 90-х годов, для отвода дымовых газов использовались самонесущие стальные дымовые трубы (рис. 4.3). Характерной особенностью данных труб является то, что ствол для отвода продуктов сгорания сам является опорой. При этом для исключения бокового смещения ствол трубы удерживают растяжки.

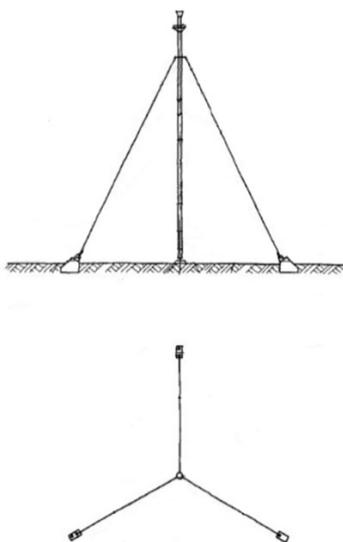


Рисунок 4.3 – Самонесущая стальная дымовая труба

Для современных котельных, в частности, блочно-модульных, наибольшее распространение получили дымовые трубы, состоящие из вертикальных газоходов из нержавеющей стали с тепловой изоляцией, закрепленных на стальных опорах различной конструкции: мачтовая, фермовая, колонного типа.

На рисунке 4.4 представлена стальная мачтовая труба. В качестве опорной конструкции используется «мачта», изготовленная из стальной трубы. К мачте прикреплен газоход из нержавеющей стали, покрытый тепловой изоляцией.

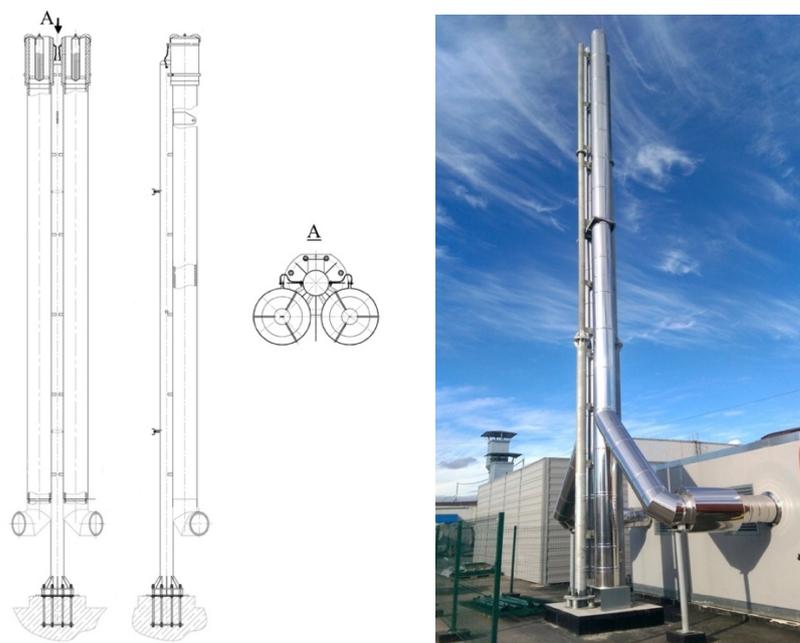


Рисунок 4.4 – Стальная мачтовая дымовая труба

В случае использования в качестве опорной конструкции фермы, дымовая труба называется фермовой (рис. 4.5). В отличие от мачтовой дымовой трубы, опорная конструкция фермового типа позволяет разместить большее количество газоходов, вплоть до четырех. Соответственно, дымовая труба такой конструкции может быть установлена для котельной, в состав которой входят четыре котла.

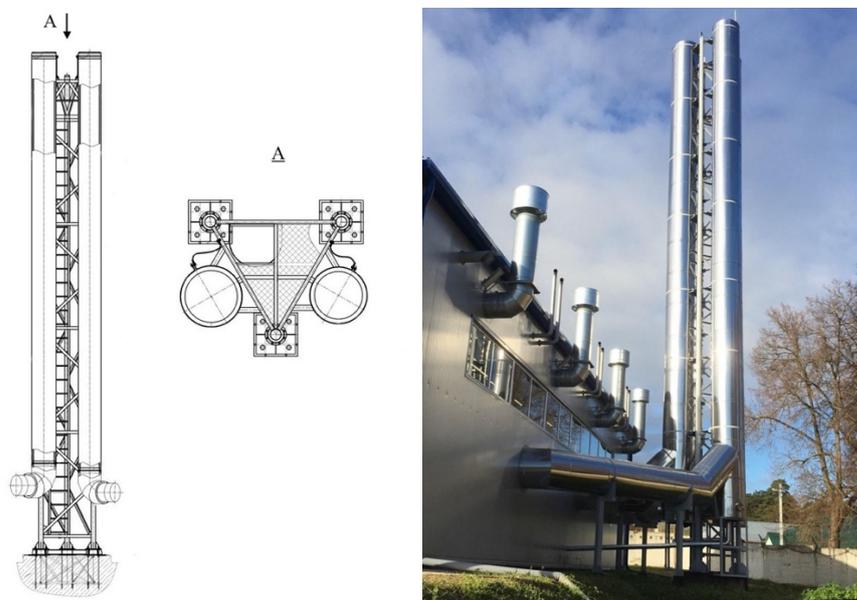


Рисунок 4.5 – Стальная фермовая дымовая труба

Стальные дымовые трубы колонного типа (рис. 4.6) являются наиболее прочными среди труб с газоходами из нержавеющей стали. В них газоходы расположены в общей обечайке (колонне), что в свою очередь исключает

воздействие внешней среды на тепловую изоляцию. Благодаря размещению газоходов внутри колонны снижается влияние ветровых нагрузок, что позволяет изготавливать их достаточно высокими.

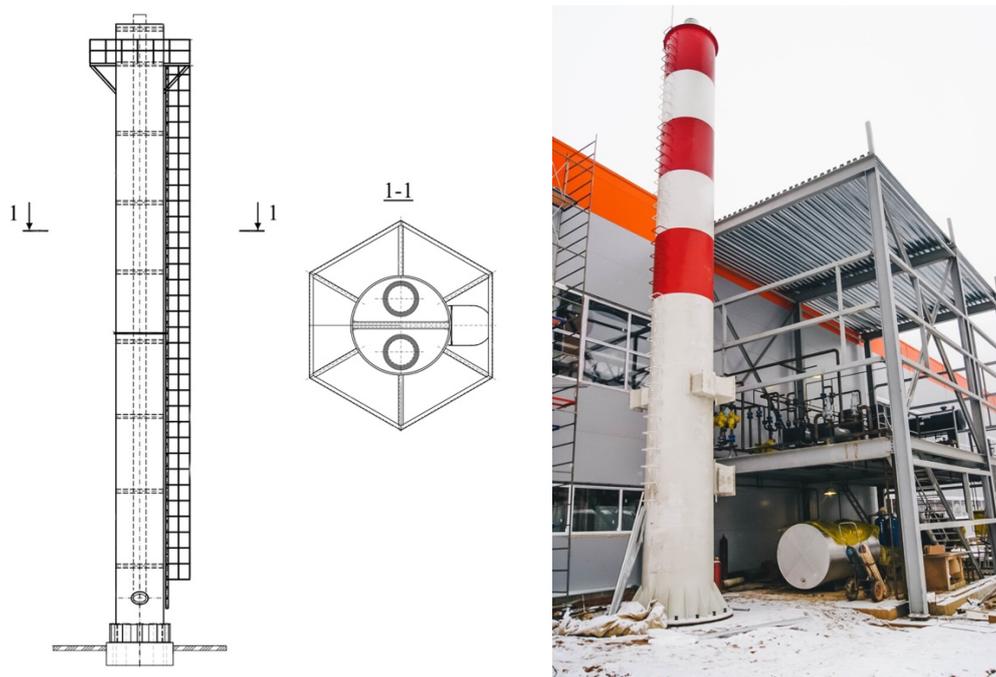


Рисунок 4.6 – Стальная дымовая труба колонного типа

Для снижения выбросов золы при сжигании твердого топлива, в частности, древесной щепы, дымовые газы перед подачей в дымовую трубу проходят через мультициклоны. Циклон – это аппарат для отделения твердых частиц от газового потока в вертикальной трубе под действием центробежных сил. Мультициклон (рис. 4.7) состоит из нескольких обычных или прямоточных циклонов, которые объединены коллектором и бункером в общую систему.

Летучая зола древесного топлива содержит сравнительно крупные частицы, легко улавливаемые в мультициклоне. Мультициклон может снизить содержание золы до 150 мг/м^3 . Важно и то, что мультициклон не особенно чувствителен к температуре газов.

Золоудаление может быть как сухим, так и мокрым. В случае сухого золоудаления котел и дымоход должны быть оборудованы специальным устройством для обеспечения герметичности выгрузки золы (мигалки, секторные затворы). Дальнейшая транспортировка золы в золовой контейнер осуществляется либо винтовым, либо скребковым транспортером (рис. 4.8).

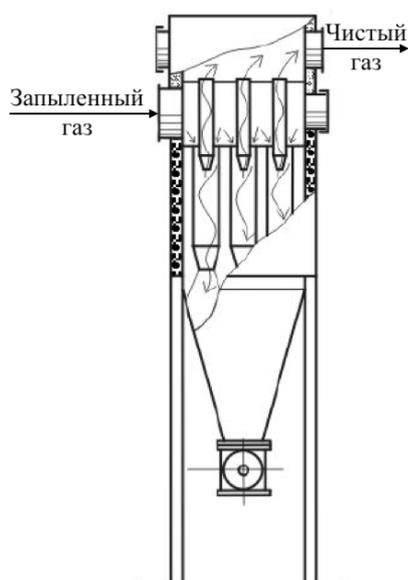


Рисунок 4.7 – Мультициклон



а



б

Рисунок 4.8 – Транспортеры:
а – скребковый; б – шнековый

Утилизация золы. Древесная зола содержит необходимые для растений питательные вещества, такие как калий, магний, фосфор. В связи с этим древесная зола может применяться для удобрения лесов в случае, если содержание какого-либо из компонентов не является слишком высоким и не превышает природоохранных норм.

При сжигании древесного топлива в их золе накапливаются тяжелые металлы. При этом, если возвращать в разумных объемах эту золу на место произрастания исходного продукта, то воздействие ее будет не больше, чем от отходов рубки на лесосеках. Поэтому для утилизации древесного топлива следует использовать лесные вырубki.

Методы снижения дополнительных источников вредных выбросов

Стоки после регенерации фильтров химводоочистки перед сбросом их в канализацию в случае превышения нормативных показателей необходимо разбавить водой с целью приведения концентрации в границы действующих нормативов.

С целью минимизации негативных последствий в случае аварийного разлива жидкого топлива, емкости для его хранения располагают внутри обваловки (стен), ограничивающих площадь его распространения.

Контрольные вопросы

1. Какие вредные примеси содержатся в продуктах горения газообразного и жидкого топлива?
2. Каким образом оценивается степень опасности вредного вещества на организм человека?
3. Каким образом снижают вредные выбросы на стадии подготовки жидкого топлива к сжиганию?
4. Перечислите методы снижения вредных газообразных выбросов.
5. Перечислите основные методы снижения дополнительных вредных выбросов.
6. Перечислите конструкции дымовых труб.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время на смену котлам, разработанным в прошлом столетии, приходят котлы, разработанные на основе опыта предыдущих лет. Но еще большее развитие получили горелочные устройства, запуск и управление которыми стали полностью автоматизированными, что позволяет эксплуатировать котельные без присутствия персонала.

Как никогда, сейчас актуальны проблемы энергосбережения и экологии. В связи с этим в отопительных котельных применяется современное оборудование, позволяющее получить максимальный КПД, снизить содержание в отходящих дымовых газах NO_x , уменьшить электропотребление и, что немаловажно, снизить затраты на эксплуатирующий персонал.

Именно внедрение совершенных систем автоматизации позволяет в настоящее время производить мониторинг параметров котельных при помощи смартфонов или электронных планшетов.

Применение модульных конструкций при проектировании и монтаже дает возможность сократить сроки введения в строй новых котельных. Позволяет снизить затраты на разработку новых объектов путем применения типовых решений в модульном исполнении. И если раньше понятие паспорта котельной как такового не существовало, то в настоящее время отопительная котельная полной заводской готовности является уже привычным техническим решением.

Очевидно, что наметилась тенденция к децентрализации отопительных котельных. В условиях отсутствия генерального планирования районов с жилой и административной застройкой при реализации проектов единичных комплексов малые источники теплоснабжения являются единственным решением.

Современные отопительные котельные являются последним словом теплоэнергетики, что наглядно показывает все большее их распространение в нашей стране.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СП 89.13330.2016 Котельные установки / <https://docs.cntd.ru/document/456054199>. – Текст: электронный.
2. Роддатис, К. Ф. Справочник по котельным установкам малой производительности / К. Ф. Роддатис, А. Н. Полтарецкий; под ред. К. Ф. Роддатиса. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 488 с. – Текст: непосредственный.
3. Теплоэнергетика жилищно-коммунального предприятия: справочное пособие / Н. Н. Гладышев, Т. Ю. Короткова, В. Д. Иванов [и др.]. СПб: СПбГТУРП, 2006. – 505 с. – Текст: непосредственный.
4. Справочник эксплуатационника газифицированных котельных / Л. Я. Порецкий, Р. Р. Рыбаков, Е. Б. Столпнер [и др.]. – 2-е изд., перераб. и доп.- Л.: Недра, 1988. – 608 с. Текст: непосредственный.
5. Гусев, Ю. Л. Основы проектирования котельных установок: учебное пособие / Ю. Л. Гусев. – 2-е изд. – М.: Стройиздат, 1973. – 248 с. Текст: непосредственный.
6. СТО 02494733-5.4-02-2006. Расчет тепловых схем котельных. – <https://ohranatruda.ru/upload/iblock/35f/4293845670.pdf>. – Текст: электронный.
7. Сергеев, А. В. Справочное учебное пособие для персонала котельных: топливное хозяйство котельных / А. В. Сергеев. – Изд. второе. – СПб.: ДЕНАН, 2007. – 320 с. – Текст: непосредственный.
8. Палей, Е. Л. Нормативные требования и практические рекомендации при проектировании котельных / Е. Л. Палей. — СПб.: Питер, 2014. – 144 с. – Текст: непосредственный.
9. Соколов, Б. А. Устройство и эксплуатация оборудования газомазутных котельных: учеб. пособие для нач. проф. образования / Б. А. Соколов. – М.: Академия, 2007. – 304 с. – Текст: непосредственный.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица П.1.

Двухбарабанные котлы типа ДКВР на избыточное давление 1,3 МПа (13 кгс/см²)

Наименование	<i>Марка котла</i>								
	ДКВР 2,5-13	ДКВР 4-13	ДКВР 4-13- 250	ДКВР 6,5-13	ДКВР 6,5-13- 250	ДКВР 10-13	ДКВР 10-13- 250	ДКВР 20-13	ДКВР 20-13- 250
Номинальная производительность, т/ч	2,5	4,0	4,0	6,5	6,5	10,0	10,0	20,0	20,0
Температура, °С:	насыщенный		250	насы- щен- ный	250	насы- щен- ный	250	насы- щен- ный	250
питательной воды	100								
Площадь поверхности нагрева, м ² :									
радиационная	17,7	21,4	21,4	27,9	27,9	47,9	47,9	51,3	73,5
конвективная	73,6	116,9	107,6	197,4	179,0	229,1	207,5	357,4	285
общая котла	91,3	138,3	129,0	225,3	206,9	277	255,4	408,7	358,5
пароперегревателя	-	-	8,5	-	12,8	-	17,0	-	34
Видимое напряжение парового объема, м ³ /(м ³ ·ч)	227	280	280	365	365	545	545	1550	1550

Наименование	Марка котла									
	ДКВР 2,5-13	ДКВР 4-13	ДКВР 4-13- 250	ДКВР 6,5-13	ДКВР 6,5-13- 250	ДКВР 10-13	ДКВР 10-13- 250	ДКВР 20-13	ДКВР 20-13- 250	
Живое сечение для прохода газов, м ³ :										
в котельном пучке	0,52	0,84	0,81	1,24	1,19	1,28	1,25	2,84	2,84	
в пароперегревателе	-	-	1,13	-	1,85	-	1,88	-	2,15	
Расчетное топливо	каменные и бурые угли									
Объем топки и камеры догорания, м ³	10,4	13,0	13,0	20,4	20,4	39,3	38,5	43,0	56,0	
Площадь поверхности зеркала горения, м ²	2,7	3,8	3,8	6,3	6,3	8,7	8,7	12,9	12,9	
Температура газов за котлом, °С, при работе на:										
каменном и буром угле	320	305		300		310		390		
антраците АС и АМ	330	315		315		315		415		
древесных отходах	285	285		290		310		-		
фрезерном торфе	300	280		280		275		390		
мазуте	340	340		340		320		395		
газе	280	280		280		295		370		
топка	топливо	расчетный КПД, %								
ПМЗ-РПК	донецкий ПЖ	81,9	82,1	82,1	83,1	83,1	83,5	83,5	83,6	-

Наименование		Марка котла								
		ДКВР 2,5-13	ДКВР 4-13	ДКВР 4-13- 250	ДКВР 6,5-13	ДКВР 6,5-13- 250	ДКВР 10-13	ДКВР 10-13- 250	ДКВР 20-13	ДКВР 20-13- 250
	подмосковный уголь	75,6	75,8	75,8	76,7	76,1	77,5	77,5	77,2	77,2
	антрацит АМ и АС	75,0	75,5	-	75,5	-	76,0	-	80,3	80,3
ПМЗ-ЛЦР	печорский ГЖ	-	-	-	84,0	-	84,5	-	82,8	-
ПМЗ-ЧЦР	печорский ГЖ	-	-	-	-	-	-	-	85,0	83,6
	бурый уголь	-	-	-	78,0	-	76,0	-	79,0	77,2
системы Померанцева	древесные отходы	80,5	81,5	-	82,5	-	82,1	-	-	-
системы Шершнева	фрезерный торф	81,5	82,0	-	82,7	-	85,0	-	85,4	-
газозащитная	газ	90,0	90,8	-	91,8	91,0	91,8	-	90,6	91,1
	мазут	89,6	89,6	-	89,0	90,0	89,5	90,2	90,0	89,6
Расчетное газовое сопротивление, Па (кгс/см ²), при работе на:										
	каменных углях	110 (11,2)	210 (21,8)	185 (18,5)	230 (23,7)	220 (22,1)	380 (38,7)	354 (35,4)	-	190 (19,0)
	бурых углях	150 (15,7)	300 (30,0)	-	320 (32,6)	-	550 (55,5)	-	-	210 (21,0)
	древесных отходах	160 (16,0)	290 (29,0)	-	320 (32,0)	-	530 (53,9)	-	-	-

Наименование	Марка котла								
	ДКВР 2,5-13	ДКВР 4-13	ДКВР 4-13- 250	ДКВР 6,5-13	ДКВР 6,5-13- 250	ДКВР 10-13	ДКВР 10-13- 250	ДКВР 20-13	ДКВР 20-13- 250
фрезерном торфе	210 (21,0)	370 (37,2)	-	420 (42,0)	-	630 (63,7)	-	-	-
газе и мазуте при номинальной нагрузке	120 (12,0)	170 (17,0)	-	170 (17,0)	-	300 (30,0)	-	200 (20,0)	210 (21,0)
газе и мазуте при повышенной на 30 % нагрузке	200 (20,0)	270 (27,0)	-	300 (30,0)	-	500 (50,0)	-	-	-
Длина цилиндрической части барабана, мм:									
верхнего	3500	4825	4825	6000	6000	6325	6325	4500	4500
нижнего	1175	1835	1835	2675	2675	3000	3000	4500	4500
Расстояние между осями барабанов, мм	2750								
Диаметр и толщина стенки передних опускных труб, мм	127x4	140x5	140x5	159x5	159x5	159x5	159x5	108x5	108x5

Наименование	Марка котла								
	ДКВР 2,5-13	ДКВР 4-13	ДКВР 4-13- 250	ДКВР 6,5-13	ДКВР 6,5-13- 250	ДКВР 10-13	ДКВР 10-13- 250	ДКВР 20-13	ДКВР 20-13- 250
Количество труб экранов:									
боковых	46	60	60	74	74	58	58	154	154
фронтального	-	-	-	-	-	20	20	33	33
заднего	-	-	-	-	-	20	20	20	20
Количество кипяtilьных труб, шт:									
по оси барабана	10+1	16+1	16+1	23+1	23+1	27+1	27+1	43	43
по ширине котла	20	20	20	22	22	22	22	20	20
Общее количество кипяtilьных труб, шт	200	320	298	506	457	594	535	894	820

Таблица П.2

Таблица П.3

Паровые котлы Е-14, Е-24 двухбарабанные на природном газе и мазуте (типа ДЕ)

Наименование	Марка котла						
	Е-4-14ГМ	Е-6,5-14ГМ	Е-10-14ГМ	Е-10-14-225ГМ	Е-16-14ГМ	Е-16-14-225ГМ	Е-25-14ГМ
Паропроизводительность, т/ч	4	6,5	10	10	16	16	25
Давление пара на выходе из котла, МПа (кгс/см ²)	1,4 (14)	1,4 (14)	1,4 (14)	1,4 (14)	1,4 (14)	1,4 (14)	1,4 (14)
Температура, °С:							
насыщенного пара	194	194	194	194	194	194	194
перегретого	-	-	-	222	-	226/221	-
питательной воды	100	100	100	100	100	100	100
Тип горелок (число горелок, шт)	ГМ-2,5(1)	ГМ-4,5(1)	ГМ-7 (1)	ГМ-7 (1)	ГМ-10 (1)	ГМ-10 (1)	ГМП-16(1)
Номинальная тепловая мощность горелки, МВт (Гкал/ч)	2,91 (2,5)	5,24 (4,5)	8,15 (7)	8,15 (7)	11,63 (10)	11,63 (10)	18,6 (16)
Объем топочной камеры, м ³	8,01	11,21	17,14	17,14	22,5	22,5	29,0
Площадь поверхности, м ² : нагрева радиацией	21,84	27,97	39,02	39,02	48,13	48,13	60,46

Наименование	Марка котла						
	Е-4-14ГМ	Е-6,5-14ГМ	Е-10-14ГМ	Е-10-14-225ГМ	Е-16-14ГМ	Е-16-14-225ГМ	Е-25-14ГМ
нагрева конвекцией пароперегревателя водяного экономайзера	45,0 - 94,4	63,3 - 141,6	110,0 - 236	110,0 15,02 236	154,0 - 330,4	144,0 10,08 330,4	209,8 - 808,2
Марка водяного чугунного экономайзера	ЭП2-94	ЭП2-142	ЭП2-236	ЭП2-236	ЭП1-334	ЭП1-334	ЭП1-808
Расход топлива:							
природного газа, м ³ /ч	291	472	718	742	1154	1202	1792
мазута, кг/ч	273	443	673	695	1087	1124	1682
Теплонапряжение объема топки, кВт/м ³ (ккал/(м ³ ·ч)):							
на природном газе	364 (313,2·10 ³)	421 (362,9·10 ³)	419 (361,6·10 ³)	433 (373·10 ³)	514 (442,1·10 ³)	534 (460,5·10 ³)	618 (532,7·10 ³)
на мазуте	366 (315,6·10 ³)	426 (366,8·10 ³)	422 (363,6·10 ³)	437 (376·10 ³)	520 (447,4·10 ³)	538 (463,0·10 ³)	625 (537,1·10 ³)
Температура газов, °С, на выходе из топки:							
на природном газе	1009	1079	1114	1126	1192	1203	1245
на мазуте	967	1044	1069	1070	1145	1142	1196
Температура газов, °С, за перегревателем:							
на природном газе	-	-	-	385	-	650	-

Наименование	Марка котла						
	E-4-14ГМ	E-6,5-14ГМ	E-10-14ГМ	E-10-14-225ГМ	E-16-14ГМ	E-16-14-225ГМ	E-25-14ГМ
на мазуте	-	-	-	437	-	691	-
Температура, °С, за котлом:							
на природном газе	336	326	273	267	310	327	319
на мазуте	378	364	310	304	363	371	371
Температура уходящих газов, °С:							
на природном газе	164	162	146	147	147	159	142
на мазуте	197	195	174	173	173	196	172
Расчетный КПД брутто, % :							
на природном газе	90,94	91,15	92,1	91,92	91,92	91,71	92,3
на мазуте	89,63	89,84	90,99	90,89	90,89	90,18	91,09
Газовое сопротивление котла, кПа (кгс/см ²)	0,546 (54,6)	1,10 (110,1)	1,96 (195,7)	2,10 (210,4)	1,68 (168,3)	1,88 (188,3)	2,70 (270,3)
Диаметр и толщина стенки труб, мм:							
экрана	51x2,5	51x2,5	51x2,5	51x2,5	51x4	51x4	51x4
пароперегревателя	-	-	-	32x3	-	51x2,5	51x2,5
Барабаны:							
внутренний диаметр и	1000x13	1000x13	1000x13	1000x13	1000x13	1000x13	1000x13

Наименование	Марка котла						
	Е-4-14ГМ	Е-6,5-14ГМ	Е-10-14ГМ	Е-10-14-225ГМ	Е-16-14ГМ	Е-16-14-225ГМ	Е-25-14ГМ
толщина стенки, мм							
длина цилиндрической части, мм	2240	3000	4500	4500	6000	6000	7500
расстояние между центрами, мм	2750	2750	2750	2750	2750	2750	2750
Габариты котла, мм:							
длина	4280	5050	6530	6530	8655	8655	10195
ширина	4300	4300	4300	4300	5205	5205	5315
высота	5050	5050	5050	5050	6053	6053	6098
Масса котла, т	7,96	9,545	13,620	13,052	18,293	18,038	24,293
Изготовитель	Бийский котельный завод						

Наименование	Марка котла							
	Е-25-14- 225ГМ	Е-10-24ГМ	Е-10-24- 250ГМ	Е-16-24- 250ГМ	Е-25-24ГМ	Е-25-24- 225ГМ	Е-25-24- 250ГМ	Е-25-24- 380ГМ
Паропроизводительность, т/ч	25	10	10	16	25	25	25	25
Давление пара на выходе из котла, МПа (кгс/см ²)	1,4 (14)	2,4 (14)	2,4 (14)	2,4 (14)	2,4 (14)	2,4 (14)	2,4 (14)	2,4 (14)
Температура, °С : насыщенного пара перегретого питательной воды	197 230 / 223	221 250	223 250	223 250	221 -	221 230 / 223	223 250	223 380
Тип горелок (число горелок, шт.)	ГМП-16 (1)	ГМ-7 (1)	ГМ-7 (1)	ГМ-10 (1)	ГМП-16 (1)	ГМП-16 (1)	ГМП-16 (1)	ГМП-16 (1)
Номинальная тепловая мощность горелки, МВт (Гкал/ч)	18,6 (16)	8,15 (7)	8,15 (7)	11,63 (10)	18,6 (16)	18,6 (16)	18,6 (16)	18,6 (16)
Объем топочной камеры, м ³	29,0	17,14	17,14	22,5	29,0	29,0	29,0	29,0
Площадь поверхности, м ² : нагрева радиацией нагрева конвекцией	60,46 200,6	39,02 101,1	39,02 101,1	48,13 154,0	60,46 209,8	60,46 200,6	60,46 200,6	60,46 200,6

Наименование	Марка котла							
	Е-25-14- 225ГМ	Е-10-24ГМ	Е-10-24- 250ГМ	Е-16-24- 250ГМ	Е-25-24ГМ	Е-25-24- 225ГМ	Е-25-24- 250ГМ	Е-25-24- 380ГМ
пароперегревателя водяного экономайзера Марка водяного чугунного экономайзера	10,08 808,2 ЭП1-808	15,02 236 ЭП2-236	15,02 236 ЭП2-236	10,08 330,4 ЭП1-334	- 808,2 ЭП1-808	10,08 808,2 ЭП1-808	10,08 808,2 ЭП1-808	- 808,2 ЭП1- 808
Расход топлива:								
природного газа, м ³ /ч	1202	718	718	1202	1792	1868	1868	-
мазута, кг/ч	1124	673	673	1124	1682	1740	1740	-
Теплонапряжение объема топки, кВт/м ³ (ккал/(м ³ ·ч)):								
на природном газе	646 (556·10 ³)	419 (361,6·10 ³)	433 (373·10 ³)	534 (460,5·10 ³)	618 (532·10 ³)	618 (532·10 ³)	646 (556·10 ³)	-
на мазуте	648 (557·10 ³)	422 (363,6·10 ³)	437 (376·10 ³)	538 (463,0·10 ³)	625 (537·10 ³)	625 (537·10 ³)	648 (557·10 ³)	-
Температура газов, °С, на выходе из топки:								
на природном газе	1252	1114	1126	1192	1245	1252	1252	-
на мазуте	1196	1069	1070	1145	1196	1203	1203	-

Наименование	Марка котла							
	E-25-14- 225ГМ	E-10-24ГМ	E-10-24- 250ГМ	E-16-24- 250ГМ	E-25-24ГМ	E-25-24- 225ГМ	E-25-24- 250ГМ	E-25-24- 380ГМ
Диаметр и толщина стенки труб, мм: экрана пароперегревателя	51x4 51x2,5	51x2,5 32x3	51x2,5 32x3	51x4 51x2,5	51x4 -	51x4 51x2,5	51x4 51x2,5	51x4 -
Барабаны: внутренний диаметр и толщина стенки, мм	1000x22							
длина цилиндрической части, мм расстояние между центрами, мм	7500	4500	4500	6000	7500	7500	7500	7500
Габариты котла, мм: длина ширина высота	10195 5315 6098	6573 4300 5050	6573 4300 5050	8655 5205 6053	10195 5315 6098	10195 5315 6098	10195 5315 6098	11500 5980 4880

Таблица П.3 – Технические характеристики котлов КВ-ГМ-10, -20, -30

Наименование	Марка котла, принятая заводом-изготовителем		
	КВ-ГМ-10-150	КВ-ГМ-20-150	КВ-Г-30-150
Номинальная теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	11,63 (10)	23,3 (20)	34,9 (30)
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	2,5 (25)	2,5 (25)	2,5 (25)
Расход воды через котел, т/ч	123,5	247	370
Гидравлическое сопротивление котла, кПа (кгс/см ²)	250 (2,5)	250 (2,5)	250 (2,5)
Топливо	Газ, мазут	Газ, мазут	Газ, мазут
Низшая рабочая теплота сгорания: МДж/м ³ (ккал/м ³), МДж/кг (ккал/кг)	36,1 (8620) 40,3 (9620)	36,1 (8620) 40,3 (9620)	36,1 (8620) 40,3 (9620)
Расход топлива, м ³ /ч, кг/ч	1260 / 1220	2520 / 2450	3860 / 3680
Объем топочной камеры, м ³	38,3	51,2	81,5
Тип, марка горелок	РГМГ-10	РГМГ-20	РГМГ-30
Число горелок	1	1	1
Давление газа или мазута перед горелкой, кПа (кгс/см ²)	20 (0,2) 200 (2)	30 (0,3) 200 (2)	40 (0,4) 200 (2)
Площадь поверхности нагрева, м ²	295,1	507,1	718,5
Температура, °С: уходящих газов воды на входе в котел воды на выходе из котла	145 - 230 70 150	155 - 242 70 150	160 - 250 70 150
КПД: на газе на мазуте	92 88	89 87	89 87
Габаритные размеры, мм: длина ширина высота	6500 3200 7300	9700 3200 7300	11800 3200 7300
Масса в объеме поставки, кг	18400	26200	32400

Таблица П.4 – Технические характеристики ПТВМ-30, 50

Теплопроизводительность номинальная, МВт (Гкал/ч)	35 (30)	58,15(50)
Вид топлива	газ/мазут	газ/мазут
Давление воды на входе в котел, не более, МПа	1,6	1,6
Давление воды на выходе из котла, не менее, МПа	1,0	1,0
Температура воды на входе, °С	70	70,104
Температура воды на выходе, °С	150	150
Гидравлическое сопротивление, МПа	0,25	0,3
Диапазон регулирования тепло-производительности по отношению к номинальной, %	30 – 100	30 – 100
Расход воды, т/ч	372	625,1200
Расход топлива, м/ч – газ/кг/ч – мазут	3880/3700	6720/6340
Температура уходящих газов, °С, газ/мазут	155/230	180/190
КПД котла, %, не менее, газ/мазут	92,2/89,5	89,6/87,8

Таблица П.5

Паровые подогреватели воды для тепловых сетей

Марка подогревателя		Площадь поверхности нагрева, м ²	Теплопроизводительность номинальная, МВт (Гкал/ч)	Диаметр корпуса, мм	Количество трубок	Длина трубок, мм	Давление греющего пара, МПа (кгс/см ²)	Число ходов по воде	Расход воды номинальный, т/ч	Гидравлическое сопротивление при расходе воды, МПа (кгс/см ²)
с эллиптическими днищами	с плоскими днищами									
Температурный график 70 / 150 °С										
ПП 1-9-7-IV	ПП 2-9-7-IV	9,5	1,31 (1,13)	325	68	3000	0,7 (7)	4	16,1	0,06 (0,6)
ПП 1-17-7-IV	ПП 2-17-7-IV	17,2	2,42 (2,08)	426	124				29,4	
ПП 1-24-7-IV	ПП 2-24-7-IV	24,4	3,42 (2,94)	480	176				41,7	
Температурный график 70 / 130 °С										
ПП 1-9-7-II	ПП 2-9-7-II	9,5	1,89 (1,63)	325	68	3000	0,7 (7)	2	32,4	0,03 (0,3)
ПП 1-17-7-II	ПП 2-17-7-II	17,2	3,46 (2,98)	426	124				59,0	
ПП 1-24-7-II	ПП 2-24-7-II	24,4	4,91 (4,22)	480	176				83,5	
Температурный график 70 / 95 °С										
ПП 1-6-2-II	ПП 2-6-2-II	6,3	0,68 (0,585)	325	68	2000	0,2 (2)	2	29,2	0,021 (0,21)
ПП 1-11-2-II	ПП 2-11-2-II	11,4	1,24 (1,07)	426	124				53,4	
ПП 1-16-2-II	ПП 2-16-2-II	16,0	1,77 (1,52)	480	176				76,0	
ПП 1-21-2-II		21,2	2,31 (1,99)	530	232				103,5	

Таблица П.6 – Характеристики водо-водяных подогревателей

Марка секции подогревателя	Расход воды, т/ч	Тепловой поток,	Кол-во трубок	Поверхность нагрева, м ²
ВВП-57-2000	2,15	7,9	4	0,37
ВВП-57-4000		17,6		0,75
ВВП-76-2000	3,9	13,1	7	0,65
ВВП-76-4000		28,3		1,32
ВВП-89-2000	5,5	18,2	10	0,93
ВВП-89-4000		40,7		1,88
ВВП-114-2000	10,5	39,9	19	1,79
ВВП-114-4000		85,7		3,58
ВВП-168-2000	20,5	74,4	37	3,49
ВВП-168-4000		147,5		6,98
ВВП-219-2000	34	113,4	61	5,75
ВВП-219-4000		238,4		11,51
ВВП-273-2000	60,5	236	109	10,28
ВВП-273-4000		479,1		20,56
ВВП-325-2000	83,5	302,7	151	14,24
ВВП-325-4000		632,4		28,49
ВВП-377-2000	112,5	353,9	211	19,8
ВВП-377-4000		743,9		40,1
ВВП-426-2000	125,5	586,6	283	26,8
ВВП-426-4000		1212,8		53,7
ВВП-530-2000	189	897,5	430	41

Таблица П.7 – Технические характеристики пластинчатых разборных теплообменников «Теплотекс АПВ»



Наименование	Макс. расход воды, кг/с	Диаметр соединений, мм	Площадь пластины, м ²	Макс. площадь теплообменника, м ²
Теплотекс 20-А	1,83	20	0,018	1,13
Теплотекс 32-А	5,56	32	0,061	4,21
Теплотекс 50-А	11,76	50	0,172	11,87
Теплотекс 65-А	22,22	65	0,17	10,03
Теплотекс 80-А	30,56	80	0,35	43,05
Теплотекс 80-В	30,56	80	0,35	58,80
Теплотекс 100-А	47,1	100	0,338	70,30
Теплотекс 100-В	47,1	100	0,497	125,74
Теплотекс 100-С	47,1	100	0,288	86,98
Теплотекс 100-Д	47,1	100	0,565	163,85
Теплотекс 100-Е	47,1	100	0,82	233,70
Теплотекс 150-А	102,78	150	0,55	179,85
Теплотекс 150-В	102,78	150	0,852	278,60
Теплотекс 200-А	247	200	0,524	242,09
Теплотекс 200-С	247	200	0,991	457,84

Таблица П.8 – Блочные чугунные водяные экономайзеры системы ВТИ

Наименование	Двухколонковые					
	ЭП2-94	ЭП2-142	ЭП2-236	ЭТ2-71	ЭТ2-106	ЭТ2-177
Поверхность нагрева, м ²	94,4	141,6	236	70,8	106,2	177
Количество труб в ряду	2	3	5	2	3	5
Количество рядов по группам	4+4	4+4	4+4	4+2	4+2	4+2
Количество групп в колонках	4+4+2	4+4+2	4+4+2	4+4+2	4+4+2	4+4+2
Длина трубы, мм	2000					
Количество обдувочных устройств	2					
Количество сопел (рабочих) в обдувочном устройстве	24	32	48	24	32	48
Аэродинамическое сопротивление, Па (мм вод.ст.)	343 (35)					
Гидравлическое сопротивление, МПа (кгс/см ²)	0,2 (2,0)					
Габаритные размеры, мм:						
длина	2620	2620	3950	2620	2620	3950
ширина	850	1150	1750	850	1150	1000
высота	1970					
Масса экономайзера, т, не более	< 3,9	< 5,2	8,0	3,51	4,58	6,75
Марка котла	ДЕ-4 КЕ-2,5 ДКВР-2,5	ДЕ-6,5 КЕ-4 ДКВР-4	ДЕ-10 КЕ-6,5	ДКВР-2,5	ДКВР-4	
Наименование	Одноколонковые					
	ЭП1-236	ЭП1-330	ЭП1-808	ЭП1-177	ЭП1-248	ЭП1-646
Поверхность нагрева, м ²	236	330	808	177	247,8	646
Количество труб в ряду	5	7	9	5	7	9
Количество рядов по группам	4+8+4	4+8+4	4+8+8	4+8	4+8	4+8+4
Количество групп в колонках	3	3	2	2	2	3
Длина трубы, мм	3000			2000		3000
Количество обдувочных устройств	2					

Наименование	Двухколонковые					
	ЭП2-94	ЭП2-142	ЭП2-236	ЭТ2-71	ЭТ2-106	ЭТ2-177
Аэродинамическое сопротивление, Па (мм вод. ст.)	343 (35)					
Гидравлическое сопротивление, Мпа (кгс/см ²)	0,2 (2,0)					
Габаритные размеры, мм:						
длина	3950	3950	4950	3950	3950	4950
ширина	1000	1300	1600	1000	1300	1600
высота	3665	3685	4585	2840	2840	3685

Таблица П. 9 – Технические характеристики натрий-катионитных фильтров

Наименование	Марка фильтра		
	ФИПаI-0,7-0,6-Na	ФИПаI-1,0-0,6-Na	ФИПаI-1,5-0,6-Na
Давление, МПа (кгс/см ²): рабочее пробное гидравлическое	0,6 (6,0) 0,9 (9,0)	0,6 (6,0) 0,9 (9,0)	0,6 (6,0) 0,9 (9,0)
Температура, °С	40		
Вместимость корпуса, м ³	1,1	2,27	5,32
Производительность, м ³ /ч	10	20	50
Фильтрующая загрузка: высота, м объем, м ³	2,0 0,77	2,0 1,6	2,0 3,54
Масса, т: сульфоугля при $\gamma=0,65-0,7$ т/м ³ катионита КУ-2 при $\gamma=0,71$ т/м ³	0,5 – 0,54 0,55	1,04 – 1,12 1,14	2,3 – 2,48 2,52
Внутренний диаметр корпуса, мм	700	1000	
Высота фильтра, мм	3320	3685	3442
Толщина стенки, мм	8	9	6
Условный диаметр арматуры, мм, для:			
подвода исходной и отмывочной воды	40	50	80
отвода обработанной воды	40	50	80
подвода регенерационного раствора	25	50	50
подвода и отвода взрыхляющей воды	40	50	80
отвода регенерационного раствора, отмывочной воды и первого фильтрата	40	50	80
гидровыгрузки фильтрующего материала	25	100	80

Примечание. Фильтры предназначены для обработки воды с относительно малой карбонатной жесткостью. Регенерация катионита для обогащения его ионами Na⁺ производится 5–8 %-м раствором NaCl. Продолжительность взрыхления 15–30 мин при интенсивности потока 3–4 л/м².

Таблица П.10– Деаэраторы атмосферного давления

Наименование	Марка деаэратора					
	ДА-1	ДА-3	ДА-5	ДА-15	ДА-25	ДА-50
Номинальная производительность, т/ч	1	3	5	15	25	50
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²)	0,12 (1,2)					
Температура деаэрированной воды, °С	104					
Средняя температура подогрева воды в деаэраторе, °С	10 - 40					
Размеры колонки, мм: диаметр и толщина стенки корпуса	-	-	530x6	530x6	530x6	812x6
высота	-	-	2230	2195	2195	2360
Масса, кг	-	-	258	258	280	474
Пробное гидравлическое давление, МПа (кгс/см ²)	0,3 (3,0)					
Допускаемое повышение давления при работе защитного устройства, МПа (кгс/см ²)	0,17 (1,7)					
Полезная вместимость аккумуляторного бака, м ³	0,6	1	2	4	8	15
Диаметр и толщина стенки аккумуляторного бака, мм	1116x8	1116x8	1212x6	1212x6	1616x8	2016x8
Поверхность охладителя выпара, м ²	-	-	2	2	2	2

Учебное издание

Цыб Николай Васильевич

Отопительные котельные

Часть 2

Учебное пособие

Редактор и корректор Е. О. Тарновская
Техн. редактор Д. А. Романова

Темплан 2024 г., поз.5344

Подписано к печати 29.10.2024.	Формат 60x84/16.	Бумага тип № 1.
Печать офсетная.	Печ.л. 6,88.	Уч.-изд. л. 6,88.
Тираж 30 экз.	Изд. № 5344.	Цена «С». Заказ №

Ризограф Высшей школы технологии и энергетики СПбГУПТД,
198095, Санкт-Петербург, ул. Ивана Черных, 4.