

Н. В. Цыб

ОТОПИТЕЛЬНЫЕ КОТЕЛЬНЫЕ

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

Учебное пособие

Утверждено Редакционно-издательским советом ВШТЭ СПбГУПТД

Санкт-Петербург
2024

УДК 621.82(075)
ББК 31.38я7
Ц930

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.

Ц930 Отопительные котельные: учебное пособие / Н. В. Цыб. — СПб.: ВШТЭ СПбГУПТД, 2024. — 205 с.
ISBN 978-5-91646-408-5

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 978-5-91646-408-5

© ВШТЭ СПбГУПТД, 2024
© Цыб Н. В., 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ.....	4
1. Классификация котельных. Тепловые нагрузки и режимы потребления теплоты.....	5
Контрольные вопросы.....	7
2. Состав котельной.....	8
3. Принципиальная тепловая схема водогрейной котельной для закрытой системы теплоснабжения.....	9
4. Принципиальная тепловая схема пароводогрейной котельной для открытой системы теплоснабжения.....	11
5. Паровые и водогрейные котлы отопительных котельных.....	14
Контрольные вопросы.....	56
6. Топочные устройства для газа, мазута и твердого топлива.....	57
Контрольные вопросы.....	73
7. Теплообменные аппараты.....	74
Контрольные вопросы.....	80
8. Насосы.....	81
Контрольные вопросы.....	87
9. Водоподготовка.....	88
Контрольные вопросы.....	101
10. Запорная и регулирующая арматура.....	102
Контрольные вопросы.....	117
11. Топливоснабжение.....	118
Контрольные вопросы.....	153
12. Автоматизация котельных.....	154
Контрольные вопросы.....	175
13. Защита окружающей среды от вредных выбросов при работе котельных.....	176
Контрольные вопросы.....	183
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	184
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	185
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	186

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. КЛАССИФИКАЦИЯ КОТЕЛЬНЫХ. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ И РЕЖИМЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОТЫ

Применяются следующие термины с соответствующими определениями:

Котельная – источник тепловой энергии, состоящий из здания или нескольких зданий и сооружений с котельными установками и вспомогательным техническим оборудованием, инженерными коммуникациями, предназначенными для генерации тепловой энергии путем сжигания органического топлива.

Котельная блочно-модульная – котельная или теплогенераторная установка блочного исполнения, размещаемая вне здания в легких ограждающих конструкциях без обслуживаемого внутреннего пространства.

Котельная установка – котел (котлоагрегат) совместно с горелочными, топочными тягодутьевыми устройствами, механизмами для удаления продуктов горения и использования тепловой энергии уходящих газов и оснащенный средствами автоматики безопасности, сигнализации, контроля и автоматического регулирования процесса выработки теплоносителя заданных параметров.

Потребитель тепловой энергии – лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплопотребляющих установок, либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления.

Система теплоснабжения – технологически связанный комплекс инженерных сооружений, предназначенный для теплоснабжения и горячего водоснабжения путем отбора горячей воды из тепловой сети.

Система теплоснабжения (горячего водоснабжения) открытая – водяная система теплоснабжения, в которой происходит водоразбор горячей воды для нужд горячего водоснабжения потребителей непосредственно из тепловой сети.

Система теплоснабжения (горячего водоснабжения) закрытая – водяная система теплоснабжения, в которой вода, циркулирующая в тепловой сети, используется только как теплоноситель и из сети не отбирается.

Система теплоснабжения централизованная – теплоснабжение крупного жилого массива, объединенного общей тепловой сетью от одного или нескольких источников тепловой энергии.

Система теплоснабжения децентрализованная (автономная) – теплоснабжение одного потребителя от одного источника тепловой энергии.

Территория котельной – участок земли, отведенный для строительства и эксплуатации котельной, либо выделенный на территории земельного участка распорядительным документом собственника или уполномоченного им лица.

Энергетическая эффективность системы теплоснабжения – показатель, характеризующий удельный расход энергетических ресурсов (топлива, электроэнергии, воды) на единицу отпущенной потребителю физической тепловой энергии.

Котельные по *целевому назначению в системе теплоснабжения* подразделяют на:

- центральные – в системе централизованного теплоснабжения;
- автономные – в системе децентрализованного (автономного) теплоснабжения.

Котельные по *назначению* подразделяют на:

- отопительные – генерирующие тепловую энергию для коммунально-бытового теплоснабжения объектов капитального строительства;
- отопительно-производственные – генерирующие тепловую энергию для коммунально-бытового и технологического теплоснабжения;
- производственные – генерирующие тепловую энергию для технологического теплоснабжения промышленных объектов.

Котельные по *размещению* подразделяются на:

- отдельно стоящие с тепловыми сетями;
- интегрированные в здания и сооружения, для теплоснабжения которых они предназначены, без тепловых сетей;
- наружного размещения в легких съемных ограждающих конструкциях без обслуживания внутреннего пространства.

Расчетную тепловую мощность котельной определяют как сумму максимальных нагрузок тепловой энергии на:

- отопление;
- вентиляцию и кондиционирование;
- горячее водоснабжение.

При определении расчетной мощности котельной следует учитывать также нагрузки тепловой энергии на собственные нужды котельной, потери в котельной и в тепловых сетях системы теплоснабжения.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

- первая категория – потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещении ниже предусмотренных действующими нормативными документами (больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т. п.);
- вторая категория – потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:
 - жилые и общественные здания – до 12 °С;
 - промышленные здания – до 8 °С;
- третья категория – все остальные потребители.

Котельные по надежности отпуска тепловой энергии потребителям подразделяются на котельные:

- первой категории – к ним относят котельные, являющиеся единственным источником тепловой энергии системы

- теплоснабжения, обеспечивающей потребителей первой категории, не имеющей резервных источников тепловой энергии;
- второй категории – все остальные котельные.

Контрольные вопросы

1. Как можно классифицировать котельные?
2. Как рассчитываются тепловые нагрузки котельной по укрупненным показателям?
3. Какие нагрузки характерны для отопительной котельной?
4. Для каких режимов выполняется расчет тепловой схемы?

2. СОСТАВ КОТЕЛЬНОЙ

В общем случае котельная представляет собой совокупность котла (котлов) и вспомогательного оборудования, включающая следующие устройства:

- котельные установки:
 - котлы;
 - устройства подачи и сжигания топлива;
 - дутьевые вентиляторы и воздушный тракт;
 - дымососы, газовый тракт и дымовую трубу;
- очистки, химической подготовки и деаэрации воды;
- теплообменные аппараты различного назначения;
- различные виды насосов:
 - насосы исходной (сырой) воды;
 - сетевые или циркуляционные – для циркуляции воды в системе теплоснабжения;
 - подпиточные – для возмещения воды, расходуемой у потребителя и утечек в сетях;
 - питательные для подачи воды в паровые котлы;
 - рециркуляционные (подмешивающие);
 - различные виды баков:
 - питательные,
 - конденсационные,
 - баки-аккумуляторы горячей воды;
- устройства вентиляции;
- системы автоматического регулирования и безопасности сжигания топлива;
- щиты управления котлами и котельной.

3. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ТЕПЛОВАЯ СХЕМА ВОДОГРЕЙНОЙ КОТЕЛЬНОЙ ДЛЯ ЗАКРЫТОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

На рисунке 3.1 приведена принципиальная тепловая схема водогрейной котельной с одним водогрейным котлом для закрытой системы теплоснабжения с независимым подключением отопительного контура.

Данная схема является четырехтрубной и характерна для современных котельных, работающих в автоматическом режиме без постоянного обслуживающего персонала. Четырехтрубная – по количеству труб тепловой сети, подходящих к котельной.

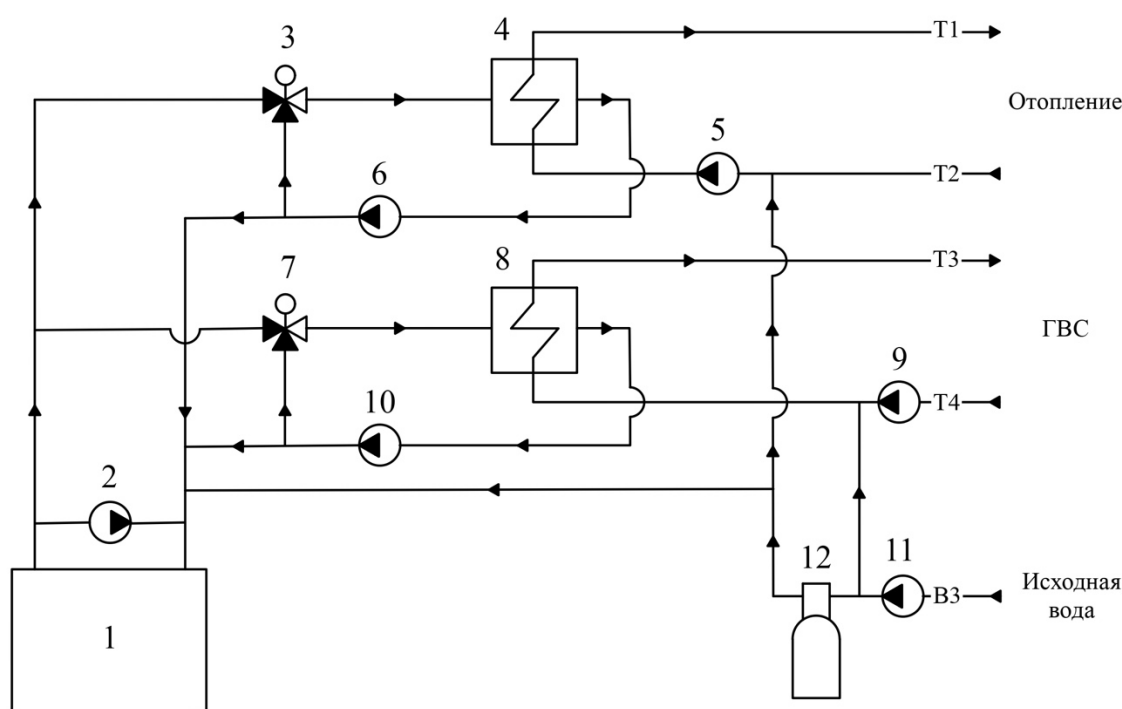


Рисунок 3.1 – Принципиальная тепловая схема отопительной котельной водогрейным котлом:

1 – водогрейный котел; 2 – рециркуляционный насос; 3 – регулятор температуры отопительного контура; 4 – теплообменник отопительного контура; 5 – сетевой насос; 6 – циркуляционный насос отопительного контура; 7 – регулятор температуры контура ГВС; 8 – теплообменник контура ГВС; 9 – рециркуляционный насос системы ГВС; 10 – циркуляционный насос контура ГВС; 11 – насос исходной воды; 12 – химводоочистка

Подогретая в котле 1 вода котлового контура подается в теплообменник отопительного контура 4, после которого, отдав часть своего тепла, циркуляционным насосом отопительного контура 6 подается обратно в котел.

Вода из отопительного контура тепловой сети возвращается в котельную по обратному трубопроводу T2 и сетевым насосом 5 подается на теплообменник 4, где происходит ее нагрев в соответствии с температурным графиком, в

зависимости от температуры наружного воздуха. Регулирование температуры в прямом трубопроводе Т1 происходит в результате изменения положения регулятора температуры отопительного контура 3 в автоматическом режиме.

Часть подогретой в котле 1 воды направляется в теплообменник контура ГВС, после которого, отдав часть своего тепла, циркуляционным насосом ГВС 10 подается обратно в котел.

Часть воды из контура ГВС тепловой сети, не использованная для нужд потребителей, возвращается в котельную по рециркуляционному трубопроводу Т4 и рециркуляционным насосом ГВС 9 подается на теплообменник 8, где происходит ее нагрев вместе с исходной водой, подаваемой насосом исходной воды 11 до необходимой температуры. Поддержание температуры в подающем трубопроводе системы ГВС Т3 происходит в результате изменения положения регулятора температуры контура ГВС 7 в автоматическом режиме.

Для компенсации потерь воды на подпитку тепловой сети, заполнения котлового контура, а также подачи воды для нужд ГВС предусмотрена подача исходной воды по водопроводу В3. Для поддержания необходимого давления исходной воды предусмотрен насос исходной воды 11. Часть исходной воды, как было указано выше, направляется на нужды ГВС, оставшаяся часть поступает в систему химводоочистки, после чего химочищенная вода подается в отопительный и котловой контуры.

По условиям предупреждения коррозии металла температура воды на входе в водогрейный котел 1 при работе на газовом топливе должна быть не ниже 60 °С во избежание конденсации водяных паров, содержащихся в уходящих газах. Так как температура обратной воды почти всегда ниже этого значения, то в котельной часть горячей воды подается в обратную линию рециркуляционным насосом 2.

Преимуществом данной схемы является изоляция котла от контуров теплотребления. Это позволяет значительно увеличить ресурс котлового оборудования. Помимо этого, тепловая сеть разделена на два контура: отопительный и горячего водоснабжения. Такая схема позволяет снизить затраты на подготовку исходной воды. Химически очищенная вода направляется только на подпитку сетевого контура и заполнения котлового контура. При этом вода для нужд ГВС не требует деаэрации, как в случае с открытой системой теплоснабжения, и может напрямую подаваться из водопровода в теплообменник для дальнейшего ее нагрева.

4. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ТЕПЛОВАЯ СХЕМА ПАРОВОДОГРЕЙНОЙ КОТЕЛЬНОЙ ДЛЯ ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

При значительных расходах теплоты на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения и относительно малых расходах пара на технологические нужды обычно проектируются котельные с паровыми и водогрейными котлами. Строительство отопительных котельных с паровыми и водогрейными котлами экономически целесообразно только при общей теплопроизводительности котельной более 50 МВт. По этой причине отопительные котельные с комбинированной выработкой тепла зачастую используются для отопительных нужд крупных жилмассивов.

При разработке тепловой схемы котельной с паровыми и водогрейными котлами возможны два варианта:

1. Двухступенчатый подогрев сетевой воды. При этом вода подогревается сначала в пароводяных подогревателях, а затем в водогрейных котлах.
2. Одноступенчатый подогрев сетевой воды. При таком способе подогрева горячая вода вырабатывается водогрейными котлами, а пар – паровыми.

На рисунке 4.1 представлена принципиальная схема котельной с паровыми и водогрейными котлами. Связью между паровой и водогрейной частью котельной является химическая очистка питательной воды и паропроводы для обоих теплоносителей (пар и горячая вода). Так как котельная работает на открытую систему теплоснабжения, поэтому предусмотрена установка двух деаэраторов: одного – для дегазации питательной воды, другого – для подпиточной воды. Оба деаэратора атмосферного типа.

Данная тепловая схема характерна для типовых котельных советского периода, когда в подавляющем большинстве использовались централизованные источники тепла.

Исходная вода (В3) подается насосом исходной воды 22 поступает сначала на охладитель непрерывной продувки 21, затем на пароводяной подогреватель исходной воды 19, где подогревается до температуры порядка 35-40 °С. Далее вода поступает на систему химводоочистки (ХВО) 18, которая в зависимости от качества исходной воды может включать как механические фильтры для осветления воды, так и Na-катионитовые фильтры для умягчения воды.

Паровой контур котельной. После ХВО часть воды, идущей на питание парового котла, поступает сначала на пароводяной подогреватель химочищенной воды 7, где подогревается до температуры порядка 90 °С, затем – в охладитель пара деаэратора питательной воды 4 – для утилизации тепла пара деаэратора. В деаэраторе питательной воды 3 происходит удаление из воды растворенных в ней газов O₂ и CO₂.

Деаэрированная вода (В29) питательным насосом 17 подается на питание парового котла 1. Полученный в паровом котле пар поступает в главный паропровод (Т97) котельной, откуда через редуционно-охладительную установку 2 по паропроводу (Т92) поступает на пароводяные подогреватели сетевой 10, химочищенной 7, исходной воды 19, на деаэраторы и собственные

нужды котельной. Конденсат из пароводяных подогревателей подается прямо в деаэраторы (Т81).

Продувочная вода (В32) от котла 1 поступает в сепаратор пара непрерывной продувки 23, в котором поддерживается такое же давление, как и в деаэраторе 3. Пар из сепаратора отводится в паровое пространство деаэратора (Т96), а горячая вода поступает в водо-водяной подогреватель 21 для предварительного нагрева исходной воды. Далее продувочная вода сбрасывается в канализацию, пройдя перед этим через барботер 20.

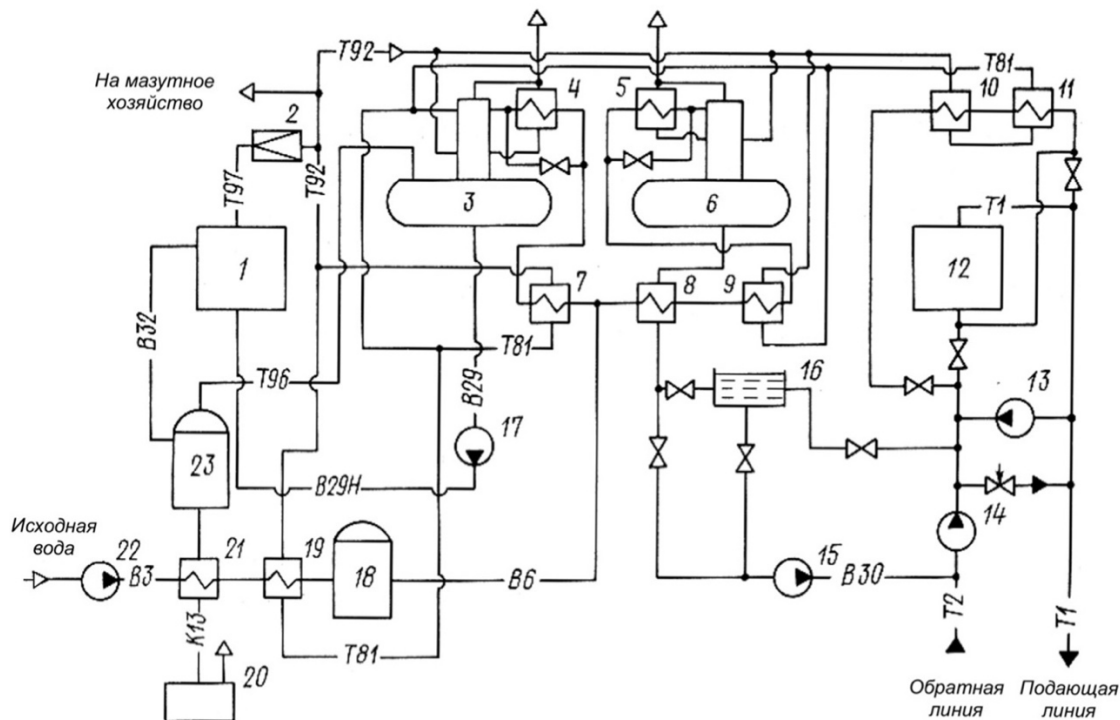


Рисунок 4.1 – Тепловая схема отопительной котельной с паровыми и водогрейными котлами:

- 1 – паровой котел; 2 – редукционно-охлаждающая установка;
- 3 – деаэратор питательной воды; 4 – охладитель выпара деаэратора питательной воды; 5 – охладитель выпара деаэратора подпиточной воды; 6 – деаэратор подпиточной воды; 7, 9 – подогреватель химически очищенной воды;
- 8 – охладитель подпиточной воды; 10 – сетевой подогреватель;
- 11 – охладитель конденсата; 12 – водогрейный котел;
- 13 – рециркуляционный насос; 14 – сетевой насос; 15 – подпиточный насос; 16 – бак-аккумулятор; 17 – питательный насос; 18 – химводоочистка;
- 19 – подогреватель исходной воды; 20 – барботер; 21 – охладитель непрерывной продувки; 22 – насос исходной воды; 23 – сепаратор пара непрерывной продувки

Водогрейный контур котельной. После ХВО другая часть воды поступает сначала на охладитель подпиточной воды 8, а потом на пароводяной подогреватель химочищенной воды 7, где подогревается до температуры порядка 90 °С, затем в охладитель выпара деаэратора подпиточной воды 5 – для

утилизации тепла выпара деаэратора. В деаэраторе подпиточной воды 6 происходит удаление из воды растворенных в ней газов O_2 и CO_2 .

После деаэратора, подпиточная вода (В30), пройдя через охладитель подпиточной воды 8 подпиточным насосом 15 подается в трубопровод обратной воды перед сетевыми насосом 14. Часть подпиточной воды также подается в бак-аккумулятор 16, из которого впоследствии подается для восполнения потерь, вызванных пиковым водоразбором, характерным для открытых сетей водоснабжения.

Обратная сетевая вода (Т2) поступает в котельную и сетевым насосом 14 подается на водогрейный котел 12, сетевой подогреватель 10 и охладитель конденсата 11. Сетевой насос служит для обеспечения циркуляции воды в системе теплоснабжения. Сетевая вода может подогреваться как отдельно, так и параллельно, проходя через водогрейный котел 12 и теплообменники 10, 11, после чего поступает в систему теплоснабжения (прямая вода).

С целью защиты котла от низкотемпературной коррозии, вызванной образованием конденсата в дымовых газах, предусмотрен рециркуляционный насос 13. Данный насос подает воду из прямого трубопровода в обратный перед входом в котел 12, в результате чего температура воды на его вводе увеличивается свыше $60\text{ }^{\circ}C$, тем самым позволяя избежать негативных последствий, которые могут привести к дефекту поверхностей нагрева котла.

5. ПАРОВЫЕ И ВОДОГРЕЙНЫЕ КОТЛЫ ОТОПИТЕЛЬНЫХ КОТЕЛЬНЫХ

Паровые котлы ДКВр. Общие данные

Паровые котлы ДКВр-2,5-13; ДКВр-4-13; ДКВр-6,5-13; ДКВр-10-13; ДКВр-20-13 с газомазутными топками – двухбарабанные, вертикально-водотрубные предназначены для выработки насыщенного или слабо перегретого пара, идущего на технологические нужды промышленных предприятий, в системы отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Поставляются котлы ДКВр блоком или россыпью. В комплект поставки котла ДКВр входят верхний и нижний барабаны с внутрибарабанными устройствами, трубная система экранов и конвективного пучка, горелки, лестницы, площадки.

Котлы ДКВр имеют экранированную топочную камеру (трубы, диаметром 51x2,5 мм) и развитый конвективный пучок из гнутых труб диаметром 51x2,5 мм. Для устранения затягивания пламени в пучок и уменьшения потерь с уносом и химическим недожогом топочная камера котлов ДКВр-2,5, ДКВр-4 и ДКВр-6,5 делится шамотной перегородкой на две части: собственно топку и камеру догорания. На котлах ДКВр-10 камера догорания отделяется от топки трубами заднего экрана. Между первым и вторым рядами труб котельного пучка всех котлов ДКВр также устанавливается шамотная перегородка, отделяющая пучок от камеры догорания.

Внутри конвективного пучка имеется чугунная перегородка, которая делит его на первый и второй газоходы и обеспечивает горизонтальный разворот газов в пучках при поперечном омывании труб.

Вход газов из топки в камеру догорания и выход газов из котла ДКВр – асимметричные. При наличии пароперегревателя часть кипяtilьных труб не устанавливается; пароперегреватели размещаются в первом газоходе после второго и третьего рядов кипяtilьных труб.

Котлы ДКВр имеют два барабана: верхний (длинный) и нижний (короткий) – и трубную систему.

Для осмотра барабанов и установки в них устройств, а также для чистки труб шарошками на днищах имеются овальные лазы размером 325x400 мм. Барабаны внутренним диаметром 1000 мм на давления 1,4 и 2,4 МПа изготавливаются из стали 16ГС или 09Г2С и имеют толщину стенки соответственно 13 и 20 мм. Экраны и кипяtilьные пучки котлов ДКВр выполняются из стальных бесшовных труб.

Для удаления отложений шлама в котлах имеются торцевые лючки на нижних камерах экранов, для периодической продувки камер имеются штуцеры диаметром 32x3 мм.

Пароперегреватели котлов ДКВр, расположенные в первом по ходу газов газоходе, унифицированы по профилю для котлов одинаковых давлений и отличаются для котлов разной производительности лишь числом параллельных змеевиков.

Пароперегреватели – одноходовые по пару – обеспечивают получение перегретого пара без применения пароохладителей. Камера перегретого пара крепится к верхнему барабану; одна опора этой камеры делается неподвижной, а другая – подвижной.

Для комплектации котлов ДКВр при сжигании газа и мазута применяются двухзонные вихревые газомазутные горелки типа ГМГ-м:

- две горелки для котлов паропроизводительностью до 10 т/ч,
- три горелки для котла паропроизводительностью 20 т/ч.

Особенности устройства котлов типа ДКВр паропроизводительностью до 6,5 т/ч

Конструктивно котлы ДКВр-2,5-13, ДКВр-4-13, ДКВр-6,5-13 выполнены одинаково и отличаются длиной барабанов и количеством экранных и конвективных труб.

Котлы имеют два барабана (верхний и нижний), внутренний диаметр обоих барабанов – 1000 мм, толщина стенок барабанов – 13 мм. Барабаны выполнены из стали марки 16ГС с содержанием углерода 0,16 %, а также марганца и кремния – менее 1 %, и располагаются продольно, в вертикальной плоскости на одной оси. Нижняя часть верхнего барабана, располагаемая над топкой, покрыта торкретом (теплоизоляцией), чтобы исключить дополнительный подвод тепла к барабану и нарушение циркуляции воды в котле. Для контроля исправности торкрета в верхней части фронтальной стенки котла (в обмуровке) выполнено отверстие.

В паровом объеме верхнего барабана смонтировано сепарационное устройство, состоящее из металлического дырчатого листа и пластинчатых сепараторов. В водяном объеме верхнего барабана смонтированы:

- два трубопровода с системой отверстий, обеспечивающих равномерное распределение поступающей питательной воды по объему барабана, быстрый нагрев ее, исключая охлаждение котловой воды и конденсацию пара.
- трубопровод ввода химических реагентов, корректирующих качество котловой воды при эксплуатации котла, и для ввода моющих реагентов при химической очистке котла;
- трубопровод непрерывной продувки с системой отверстий.

В котлах, работающих на твердом топливе, в нижней образующей верхнего барабана над топкой установлены две легкоплавкие пробки.

Нижний барабан (примерно в половину короче верхнего), во фронтальной части крепится неподвижно, задняя часть его имеет подвижную (скользящую) опору. Фронтальная часть нижнего барабана со стороны топки покрыта торкретом.

В нижнем барабане смонтированы:

- трубопровод периодической продувки с системой отверстий;
- трубопровод подачи пара в нижний барабан от паропровода собственных нужд.

Пар в нижний барабан может подаваться:

- в период растопки котла, из его верхнего барабана или от других работающих котлов, с целью равномерного прогрева котловой воды, исключения температурных перенапряжений в наиболее теплонапряженных элементах котла и сокращения времени растопочного периода;
- в период кратковременной остановки котла (на срок не более одних суток), при выводе котла в «горячий резерв». В этом случае в неработающем котле поддерживается давление пара 3-4 кгс/см² в течение всего периода нахождения котла в «горячем резерве». При получении распоряжения на включение котла из «горячего резерва», время вывода его на рабочий режим сокращается на полтора-два часа.

Топка котла (топочная камера) экранирована с боков экранными трубами (боковыми топочными экранами). Для устранения затягивания пламени в пучок и уменьшения потерь с химическим и механическим недожогом топочная камера котлов ДКВр-2,5; ДКВр-4 и ДКВр-6,5 делится шамотной перегородкой на две части: собственно топку и камеру догорания. В правой части перегородки выполнено окно для прохода дымовых газов из топки в камеру догорания.

Камера догорания отделена от конвективного пучка перегородкой, выполненной из шамотного кирпича. Перегородка выполнена не по всей ширине конвективного пучка, с правой стороны она имеет окно, через которое дымовые газы из камеры догорания поступают в первый газоход конвективного пучка.

Экранные поверхности нагрева – экранные трубы, диаметром 51x2,5 мм.

Котлы ДКВр паропроизводительностью до 6,5 т/ч имеют два экрана:

- левый топочный экран,
- правый топочный экран.

Экранные трубы к барабанам крепятся развальцовкой, а к коллекторам – сваркой. Экранные трубы воспринимают тепло радиацией (до 80 %) и конвекцией, при омывании их горячими дымовыми газами. Топочные экраны защищают обмуровку котла от воздействия высоких температур.

Два боковых коллектора имеют диаметр 219 мм. Коллекторы по торцам имеют лючки, для возможности внутреннего осмотра и очистки. К коллекторам крепятся нижние концы экранных труб. Оба коллектора имеют продувочные трубопроводы для выполнения периодической продувки во время работы котла.

Конвективные поверхности нагрева представляют собой конвективный пучок труб, выполненный из труб диаметром 51x2,5 мм, вдоль барабанов, по всей длине нижнего барабана. Трубы конвективного пучка крепятся к барабанам развальцовкой. Трубы конвективного пучка получают тепло за счет конвекции, при омывании их горячими дымовыми газами. Для максимального использования тепла дымовых газов в конвективном пучке происходит двухходовое поперечное их движение путем установки стальной перегородки в средней части конвективного пучка, образуя 1-й и 2-й газоходы по ходу дымовых газов.

Стальная перегородка выполнена по всей высоте труб конвективного пучка, но не по всей его ширине, образуя окно в правой части. Через это окно дымовые газы из первого газохода свободно поступают во второй газоход.

Котлы ДКВР-2,5-13, ДКВР-4-13 и ДКВР-6,5-13 во фронтальной части котла в обмуровке имеют по две опускные необогреваемые трубы диаметром 179 мм. Эти трубы соединяют фронтальную часть верхнего барабана с коллекторами и являются опорами фронтальной части верхнего барабана.

Перепускные трубы диаметром 76 мм соединяют нижний барабан с коллекторами (по три трубы из барабана в каждый коллектор).

Котел имеет три точки периодической продувки: две из коллекторов и одну из нижнего барабана.

Внутренняя часть обмуровки, называемая футеровкой, выполнена из огнеупорного кирпича. Наружная часть обмуровки, называемая облицовкой, выполнена из красного кирпича.

Гарнитура котла включает:

- лазы в барабанах (в нижнем барабане, со стороны топки, лаз не предусмотрен);
- лазы (люки) во фронтальной нижней части котла;
- лючки по торцам коллекторов;
- смотровые окна, выполнены во фронтальной стенке котла, вблизи горелок и служат для наблюдения за горением топлива и исправностью торкрета верхнего барабана. Кроме того, лючки выполнены на боковых стенах обмуровки, которые используются для контроля за состоянием труб котла, обмуровки и для обдувки конвективных поверхностей нагрева переносным обдувочным устройством;
- лестницы и площадки для обслуживания манометра, указателей уровня воды, предохранительных клапанов и взрывных предохранительных клапанов.

Два взрывных предохранительных клапана выполнены в верхней части котла: один клапан смонтирован над топкой, второй – над вторым газоходом.

Каркас котла выполнен из металлического уголка (каркас можно относить к гарнитуре котла).

Арматура котла:

- вентили на воздушнике, на трубопроводе ввода химреагентов;
- обратный клапан на питательном трубопроводе или задвижки, если котел имеет отключаемый по воде экономайзер;
- два предохранительных клапана (рычажно-грузовые или пружинные);
- вентили на паропроводе собственных нужд котла;
- вентили на продувочных трубопроводах и на спускном трубопроводе.

Контрольно-измерительные приборы:

- манометр котла, устанавливается во фронтальной части верхнего барабана и присоединяется к верхней трубе для указателей уровня воды или непосредственно к барабану;
- два указателя уровня воды прямого действия, крепятся к фронтальной части котла с левой стороны;
- приборы (реперы) – для контроля свободного перемещения нижнего барабана при тепловом расширении в процессе растопки котла.

Трубопроводы котла:

- два ввода питательной воды (один из них резервный);
- воздушник, используемый при заполнении котла водой, при сливе воды из котла и для контроля начала образования пара при растопке котла, когда сложно определить давление пара малой величины по манометру. После появления пара из воздушника вентиль на воздушнике закрывают и далее контроль давления пара осуществляется по манометру;
- паропровод собственных нужд котла;
- трубопроводы непрерывной и периодической продувки котла;
- спускной (сливной) трубопровод для слива воды из котла.

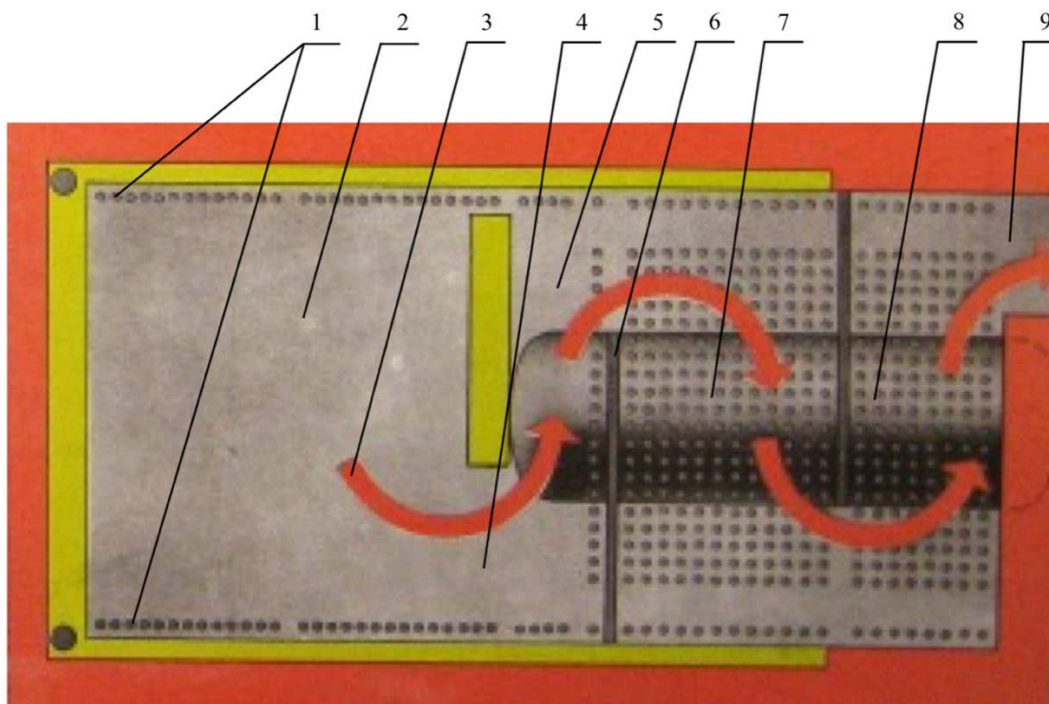


Рисунок 5.1 – Схема движения дымовых газов котла ДКВР-6,5-13

Для примера рассмотрим принцип работы парового котла ДКВр-6,5-13, который включает в себя циркуляцию воды в котле и схему движения дымовых газов. На рисунке 5.1 представлена схема движения дымовых газов. Дымовые газы 3, образующиеся в топке 2 котла при сгорании топлива, отдают часть тепла экранным трубам 1 и через специально выполненное окно 4, расположенное в левой части задней стенки топки, поступают в камеру догорания 5. В камере догорания дымовые газы движутся справа налево, огибают первую перегородку 6 конвективного пучка и поступают в первый газоход 7 конвективного пучка. В первом газоходе дымовые газы движутся слева направо, поперечным потоком омывают трубы, отдают им свое тепло и с меньшей температурой поступают во второй газоход 9 конвективного пучка. Во втором газоходе конвективного пучка дымовые газы движутся справа налево, поперечным потоком омывают трубы и отдав им свое тепло, с расчетной температурой выходят из котла через окно 9, выполненное в верхней левой части задней стенки котла. Из котла дымовые газы по газоходу направляются в экономайзер.

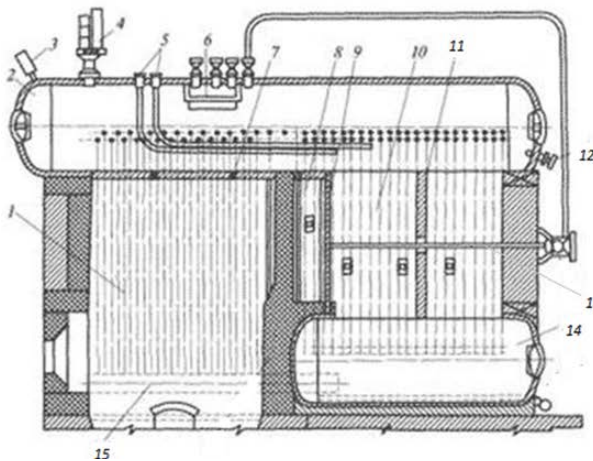


Рисунок 5.2 – Паровой котел ДКВР-6,5-13:

- 1 – экранные трубы; 2 – верхний барабан котла; 3 – манометр;
 4 – предохранительный клапан; 5 – патрубок подвода питательной воды;
 6 – патрубок отвода пара; 7 – легкоплавкие пробки; 8 – камера догорания;
 9 – перегородка из шамотного кирпича; 10 – трубы конвективного пучка;
 11 – чугунная перегородка; 12 – патрубок непрерывной продувки;
 13 – центральный обдувочный аппарат; 14 – нижний барабан;
 15 – коллектор экрана

На рисунке 5.2 представлено устройство котла ДКВр-6,5-13. Питательная вода через патрубки подвода питательной воды 5 подается в верхний барабан котла 2, после чего включается в контуры циркуляции котла.

Циркуляция воды (пароводяной смеси).

В котлах ДКВР паропроизводительностью до 6,5 т пара в час выделяют три контура циркуляции воды:

- контур циркуляции воды левого топчного экрана;
- контур циркуляции воды правого топчного экрана;
- контур циркуляции воды конвективного пучка.

Работа контура циркуляции воды левого топчного экрана

Вода из верхнего барабана 2 по опускной трубе, расположенной в обмуровке левой части котла, поступает в левый коллектор 15. В этот же коллектор дополнительно поступает вода из нижнего барабана 14 по трем перепускным трубам. Из коллектора вода поступает в систему экранных подъемных труб 1 левого топчного экрана. Двигаясь в экранных трубах снизу вверх, вода подогревается, частично вскипает и в виде пароводяной смеси поступает в верхний барабан котла.

Работа контура циркуляции воды правого топчного экрана происходит аналогично.

Работа контура циркуляции воды конвективного пучка

Питательная вода поступает в верхний барабан котла. Из верхнего барабана 1 вода по системе опускных труб, расположенных во втором газоходе конвективного пучка 10 (где температура дымовых газов ниже, чем в первом

газоходе), поступает в нижний барабан. Из нижнего барабана вода по системе подъемных труб конвективного пучка 10, расположенных в первом газоходе (где температура дымовых газов выше, чем во втором газоходе), перемещается вверх, подогревается и в виде пароводяной смеси поступает в верхний барабан котла.

Влажный насыщенный пар, образующийся в циркуляционных контурах и поступивший в водяной объем верхнего барабана, проходит с большой скоростью через толщу воды, поступает в паровой объем, затем проходит через сепараторы пара и осушенный до заданной степени сухости поступает через патрубок отвода пара 6 в паропровод.

Очистка наружных поверхностей труб конвективного пучка от сажи при работе котла на жидком топливе

Для очистки наружных поверхностей труб конвективного пучка от сажи и других отложений при работе котла на мазуте предусмотрен специальный обдувочный прибор 13 (стационарное обдувочное устройство). Через заднюю стенку обмуровки вдоль осей барабанов через трубы конвективного пучка проходит вращающаяся обдувочная труба (из нержавеющей стали), имеющая ряд отверстий с соплами для выхода пара. Передний конец трубы входит во втулку, приваренную к одной из центральных труб второго ряда конвективного пучка. Вращают трубу вручную при помощи маховика и стальной цепи. Кроме того, имеются переносные обдувочные приборы.

Обдувку труб конвективного пучка при работе котла на мазуте производят паром или воздухом давлением 0,7-1,0 МПа (7-10 кгс/см²).

Обдувка производится в сроки, указанные в местной инструкции, а также при повышении температуры отходящих дымовых газов.

Давление пара в барабане контролируется по манометру 3.

В случае резкого увеличения давления пара производится сброс его в атмосферу за счет срабатывания предохранительного клапана 4.

Через патрубок 12 осуществляется непрерывная продувка котла.

Особенности устройства котла ДКВр-10-13

Паровой котел ДКВр-10-13, в сравнении с конструкциями котлов ДКВр меньшей паропроизводительности, имеет следующие отличия:

- в котле ДКВр-10-13 поднят нижний барабан, под который сделан доступ обслуживающего персонала;
- котел имеет дополнительно фронтальной и задней экраны, соответственно имеет фронтальной и задней коллекторы;
- задний коллектор расположен под передней частью нижнего барабана, снизу;
- фронтальной коллектор расположен на фронтальной части передней стенки котла, то есть выведен из топки. Опускные необогреваемые трубы, питающие водой фронтальной коллектор из верхнего барабана, расположены в обмуровке;
- топка котлов ДКВр-10-13 экранирована с 4-х сторон экранными трубами;

- в конвективном пучке котлов ДКВр-10-13 обе перегородки, разделяющие пучок на 1-й и 2-й газоходы, выполнены из жаропрочного чугуна.

В отличие от котлов меньшей производительности, у котла ДКВр-10-13 нижний барабан поднят, под него обеспечен доступ обслуживающему персоналу. Барабаны соединены между собой трубами конвективного пучка. Трубы крепятся к барабанам вальцовкой, чтобы обеспечить герметичность соединения трубы с барабаном, не разрушая структуры и не снижая прочность стенки барабана.

Каждый коллектор и нижний барабан котла имеют продувочные трубопроводы периодической продувки с двумя вентилями (фланцевые вентили). Коллекторы выполнены диаметром – 219 мм. Опускные необогреваемые трубы во фронтальной части котла – 179 мм, перепускные трубы – 76 мм.

Котел имеет пять точек периодической продувки. Четыре из коллекторов и одну из нижнего барабана.

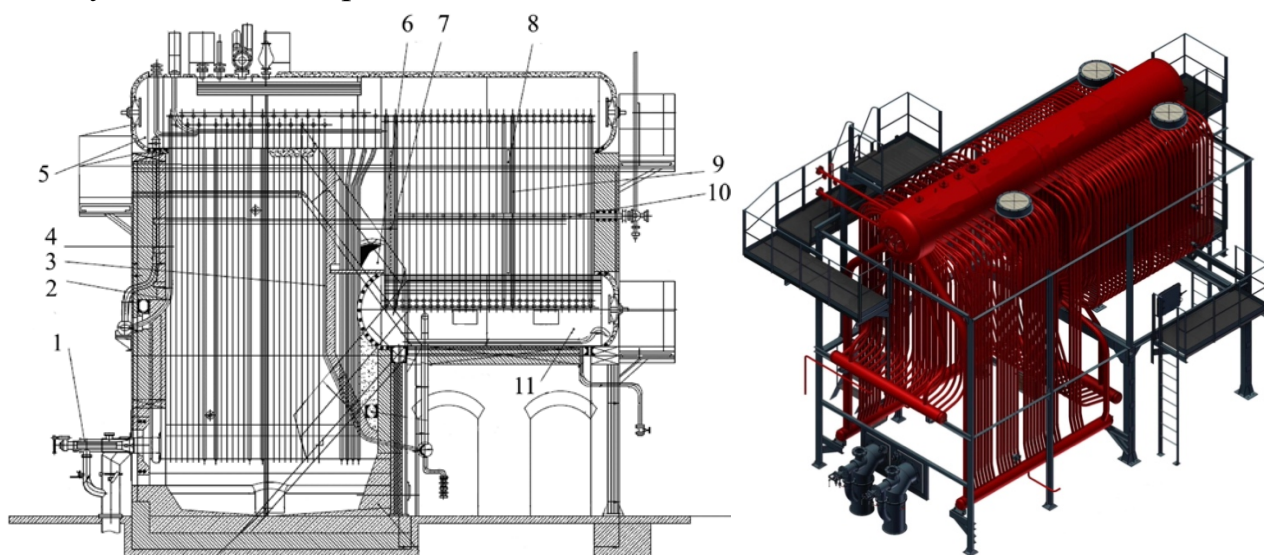


Рисунок 5.3 – Котел ДКВр-10-13:

- 1 – горелка; 2 – трубы фронтального топочного экрана; 3 – трубы заднего топочного экрана; 4 – трубы бокового топочного экрана; 5 – верхний барабан; 6 – перегородка; 7 – камера догорания; 8 – перегородка конвективного пучка; 9 – трубы конвективного пучка; 10 – обдувочное устройство; 11 – нижний барабан

Схема движения дымовых газов в котлах ДКВр-10-13 аналогична котлам ДКВр меньшей производительности.

Циркуляция воды (пароводяной смеси).

В котле ДКВр-10-13 выделяют пять контуров циркуляции воды:

- контур циркуляции воды фронтального топочного экрана;
- контур циркуляции воды заднего топочного экрана;
- контур циркуляции воды левого топочного экрана;
- контур циркуляции воды правого топочного экрана;
- контур циркуляции воды конвективного пучка.

Работа контура циркуляции воды фронтального топочного экрана.

На рисунке 5.4 питательная вода из верхнего барабана 1 по опускным трубам фронтального экрана 11, расположенных в обмуровке фронтальной части котла, поступает во фронтальной коллектор 12. Из коллектора вода поступает в систему экранных подъемных труб 13 фронтального топочного экрана. Двигаясь в экранных трубах снизу вверх вода подогревается, частично вскипает и в виде пароводяной смеси поступает в верхний барабан котла.

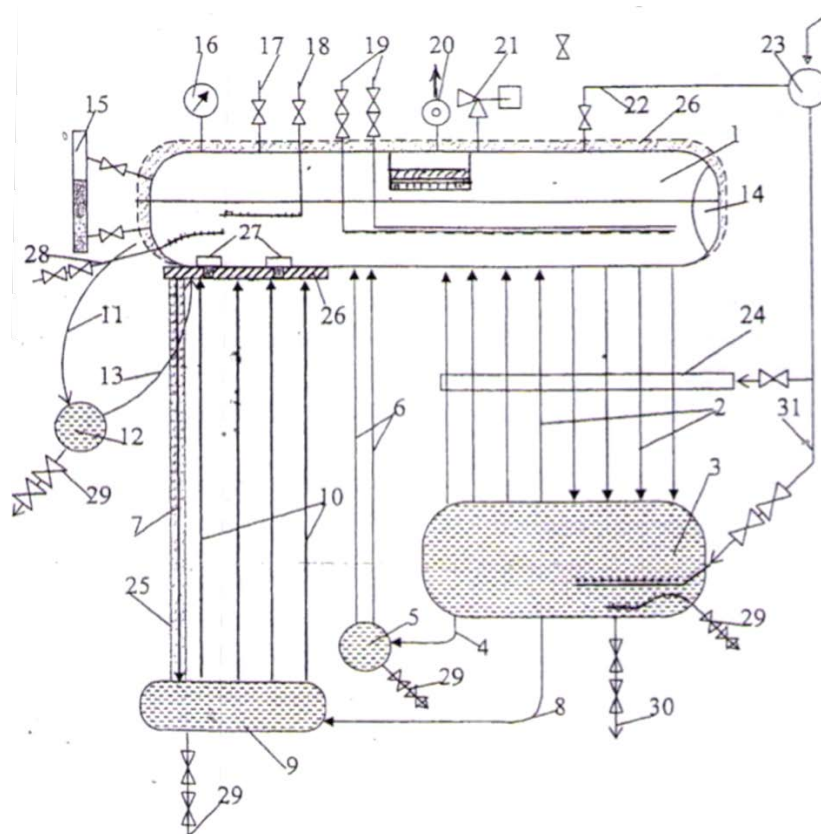


Рисунок 5.4 – Основные элементы котла ДКВр-10-13:

- 1 – верхний барабан; 2 – опускные и подъемные трубы конвективного пучка;
- 3 – нижний барабан; 4 – перепускные трубы (3 шт.);
- 5 – коллектор заднего экрана; 6 – подъемные трубы заднего экрана;
- 7 – опускные (необогреваемые) трубы; 8 – перепускная труба бокового экрана;
- 9 – коллектор бокового экрана; 10 – экранные трубы;
- 11 – опускные трубы фронтального экрана; 12 – фронтальной коллектор;
- 13 – подъемные трубы фронтального экрана; 14 – лаз; 15 – указатель уровня воды (2 шт.);
- 16 – манометр котла; 17 – воздушник; 18 – ввод химреагентов (в т. ч. моющих химреагентов);
- 19 – вводы питательной воды (рабочий и резервный); 20 – главный парозапорный вентиль или задвижка;
- 21 – предохранительные клапаны (пружинные клапаны – 2 шт.);
- 22 – паропровод собственных нужд котла; 23 – общий паропровод собственных нужд;
- 24 – центральный обдувочный аппарат; 25 – обмуровка; 26 – торкрет;
- 27 – легкоплавкие пробки; 28 – непрерывная продувка; 29 – периодическая продувка; 30 – трубопровод для спуска воды из котла;
- 31 – паропровод подачи пара на прогрев нижнего барабана

Работа контура циркуляции воды фронтального топочного экрана.

Питательная вода из верхнего барабана 1 по опускным трубам конвективного пучка 2, поступает в нижний барабан 3. Из нижнего барабана вода по перепускным трубам 4 направляется в коллектор заднего экрана 5. Из коллектора вода поступает в подъемные трубы 13 заднего топочного экрана. Двигаясь в экранных трубах снизу вверх вода подогревается, частично вскипает и в виде пароводяной смеси поступает в верхний барабан котла.

Остальные контуры циркуляции котла ДКВр-10-13 работают аналогично контурам котлов ДКВр меньшей производительности.

Влажный насыщенный пар, образующийся в циркуляционных контурах и поступивший в водяной объем верхнего барабана, проходит с большой скоростью через толщу воды, поступает в паровой объем, затем проходит через сепараторы пара и осушенный до заданной степени сухости поступает через главный парозапорный вентиль 20 в паропровод.

Особенности устройства котла ДКВр-20-13

Котел ДКВр-20-13 имеет паропроизводительность 20 т/ч с избыточным давлением 1,3 МПа (13 кгс/см²). Котлы ДКВр-20-13 пролетного типа (по ходу движения дымовых газов).

Котлы ДКВр-20-13 конструктивно имеют отличия от котлов ДКВр меньшей паропроизводительности, в частности:

- у котлов ДКВр-20-13 верхний барабан укорочен и не попадает в пределы топки. Оба барабана имеют одинаковую длину по 4500 мм;
- уменьшение длины верхнего барабана улучшает надежность работы котла и исключает затраты на дорогостоящее торкретирование верхнего барабана;
- для сохранения необходимого водяного объема и для получения расчетного количества пара (в связи с уменьшением верхнего барабана) котлы комплектуют двумя выносными циклонами. В циклонах вырабатывается до 20 % пара от всего объема вырабатываемого пара в котле;
- из-за конструктивных особенностей котла примерно на 50 мм выше оси барабана повышается уровень воды в барабане, при сохранении низшего уровня неизменным;
- нижний барабан поднят относительно нулевой отметки, это обеспечивает удобство осмотров и технического обслуживания;
- котлы ДКВр-20-13 имеют четыре боковых экрана, из них два левых боковых и два правых боковых, а также передний (фронтальной) и задний экраны. Каждый экран имеет по два коллектора. Таким образом, котел имеет шесть верхних и шесть нижних коллекторов;
- боковые экраны подразделяют на два блока: первый блок (или боковые экраны первой ступени испарения) и второй блок (боковые экраны второй ступени испарения). Второй блок расположен перед конвективным пучком. Номера блоков считают от фронта котла;

- у котлов ДКВр-20-13 трубы боковых экранов выполнены Г-образной формы и монтируются следующим образом. Первая труба, например, правого бокового экрана одним концом приваривается к нижнему коллектору правого коллектора, а верхний ее конец приваривается к верхнему коллектору левого экрана. Аналогично крепится первая труба левого бокового экрана. Таким образом крепятся все трубы боковых экранов через одну. При помощи перекрестного присоединения боковых экранных труб в верхние боковые коллекторы образован потолочный экран. Топочная камера полностью экранирована;
- конвективный пучок перегородок не имеет.

Котлы ДКВр-20-13 имеют двухступенчатое испарение. К первой ступени испарения относят: фронтальный экран, боковые экраны второго блока, задний экран и конвективный пучок. Ко второй ступени испарения относят: боковые экраны первого блока и выносные циклоны. Двухступенчатое испарение – эффективный способ уменьшения потерь котловой воды с продувкой.

Котел по воде делится на две части: солевой и чистовой отсеки. Чистовой отсек (собственно верхний барабан) котла составляет примерно 80 % от всего водяного объема. В солевом отсеке (выносные циклоны) солесодержание котловой воды в 5-6 раз больше, чем в чистовом отсеке. Поэтому непрерывная продувка выполняется из солевого отсека. Пар получается в чистовом и солевом отсеках. Но до 80 % пара получается в чистом отсеке, поэтому вырабатываемый пар в котлах со ступенчатым испарением получается более высокого качества.

Для обдувки котла установлены два обдувочных аппарата с электроприводом на боковой стенке котла (как правило, с левой стороны).

Очистка внутренних поверхностей нагрева котлов кислотная.

Обмуровка облегченная, надтрубная с металлической обшивкой.

КПД котла: при работе на газе – 90-92 %, при работе на мазуте – 85-88 %. Котел имеет девять точек периодической продувки (из всех нижних коллекторов, нижнего барабана и выносных циклонов).

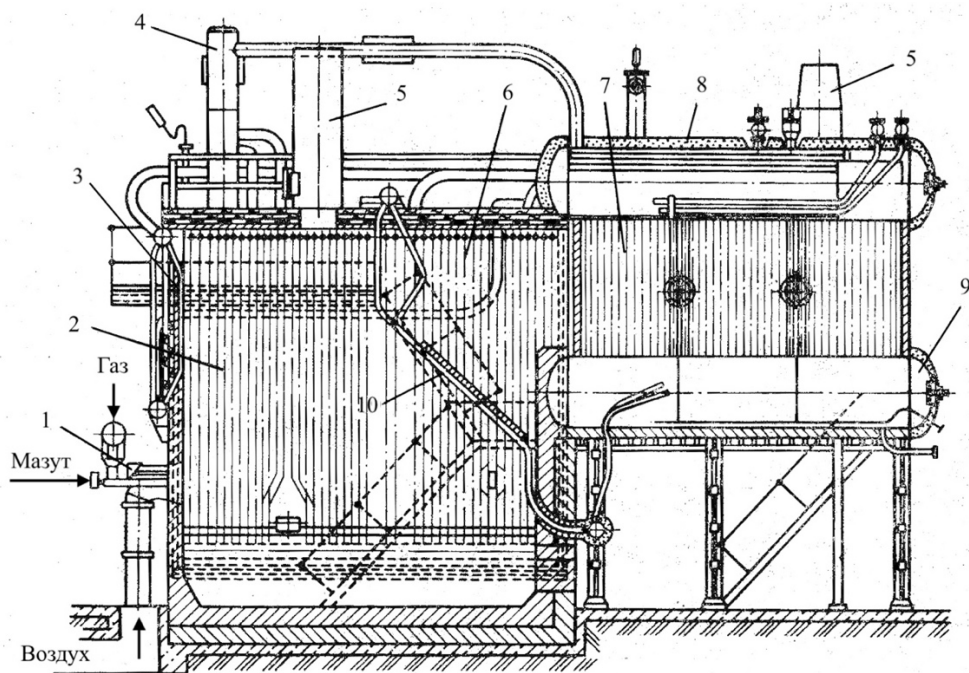


Рисунок 5.5 – Продольный разрез котла ДКВр-20-13:

- 1 – горелка; 2 – подъемные трубы бокового экрана 2 ступени испарения;
- 3 – подъемные трубы фронтального экрана; 4 – циклон выносной; 5 – взрывной клапан; 6 – подъемные трубы бокового экрана 1 ступени испарения;
- 7 – трубы конвективного пучка; 8 – верхний барабан;
- 9 – нижний барабан; 10 – задний топочный экран

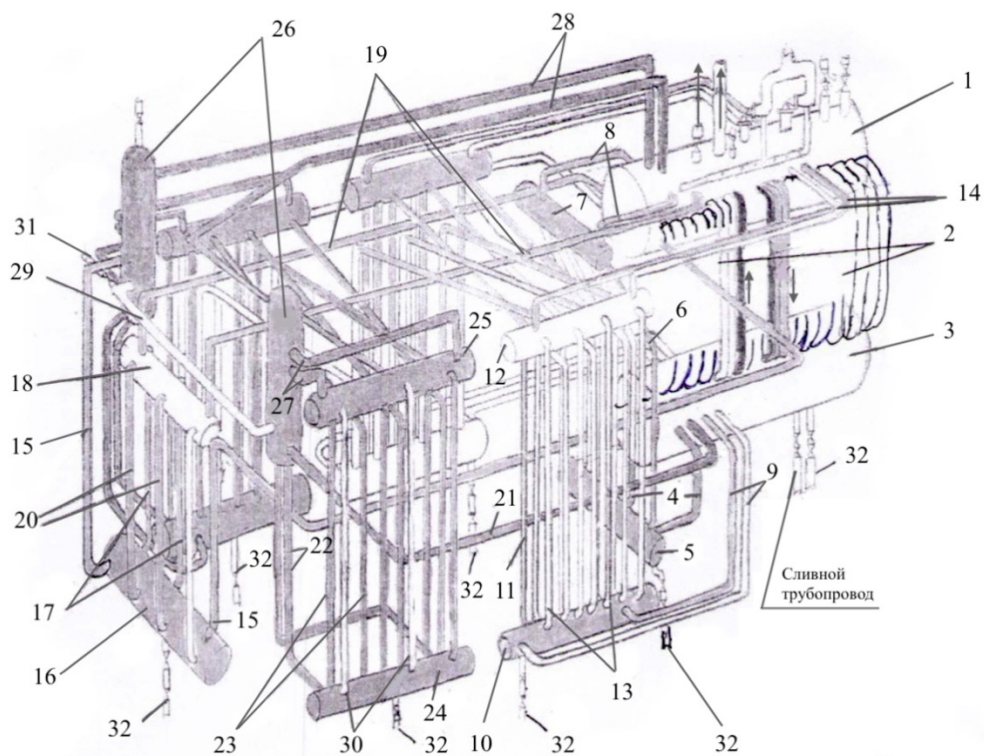


Рисунок 5.6 – Спецификация котла ДКВр-20-13

Конвективный пучок:

- 1 – верхний барабан;
- 2 – опускные и подъемные трубы конвективного пучка;
- 3 – нижний барабан;

Задний экран:

- 4 – перепускная труба заднего экрана (3 шт.);
- 5 – нижний коллектор заднего экрана;
- 6 – подъемные трубы заднего экрана;
- 7 – верхний коллектор заднего экрана;
- 8 – отводящие трубы заднего экрана; боковые экраны I ступени испарения (2 шт.);
- 9 – перепускные трубы бокового экрана;
- 10 – нижний коллектор бокового экрана;
- 11 – подъемные трубы бокового экрана;
- 12 – верхний коллектор бокового экрана;
- 13 – опускные трубы (для обеспечения надежной циркуляции воды в экранных трубах);
- 14 – отводящие трубы бокового экрана;

Фронтальной экран:

- 15 – перепускные трубы фронтального экрана;
- 16 – нижний коллектор фронтального экрана;
- 17 – подъемные трубы фронтального экрана;
- 18 – верхний коллектор фронтального экрана;
- 19 – отводящие трубы;
- 20 – опускные трубы;

Контуры циркуляции второй ступени испарения:

- 21 – перепускная труба;
- 22 – опускные трубы;
- 23 – подъемные трубы;
- 24 – нижний коллектор;
- 25 – верхний коллектор;
- 26 – циклон выносной;
- 27 – отводящие трубы;
- 28 – пароотводящие трубы;
- 29 – перепускная труба;
- 30 – опускные трубы;
- 31 – непрерывная продувка;
- 32 – периодическая продувка (7 точек);
- 33 – воздушник с циклона;
- 34 – ввод питательной воды в верхний барабан;
- 35 – предохранительные пружинные клапаны;
- 36 – главная парозапорная задвижка на паропроводе котла;
- 37 – трубопровод для ввода химреагентов;
- 38 – паропровод собственных нужд.

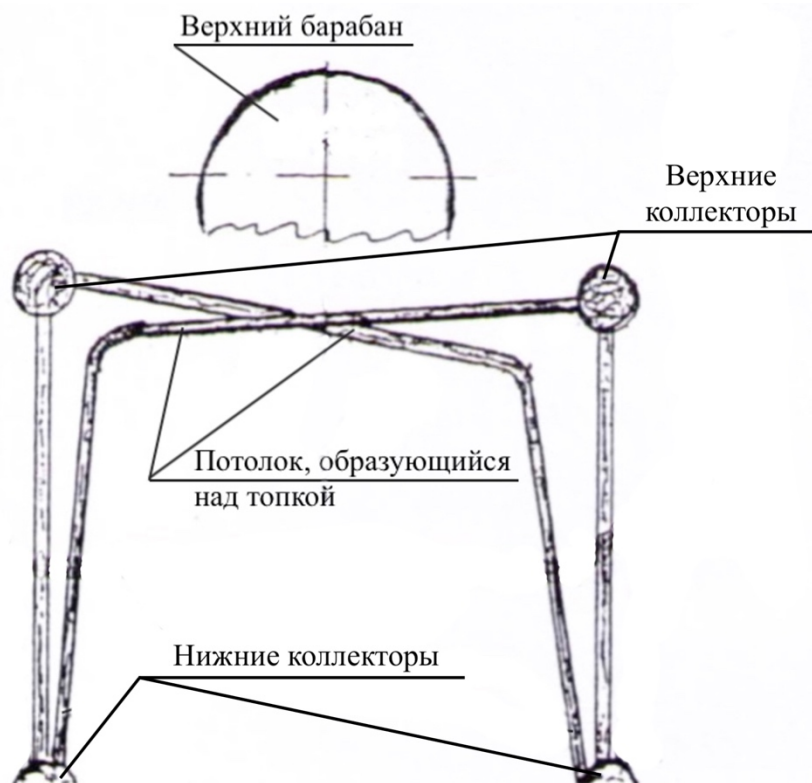


Рисунок 5.7 – Расположение Г-образных труб боковых экранов котла ДКВр-20-13

Работа контура циркуляции воды первого блока правого топочного экрана (вторая ступень испарения) в паровом котле ДКВр-20-13.

На рисунке 5.6 котловая вода из верхнего барабана 1 котла по системе опускных труб 2, расположенных во второй половине конвективного пучка (по ходу дымовых газов) поступает в нижний барабан 3. Из нижнего барабана вода по перепускной трубе 21 поступает в правый выносной циклон 26, в циклоне эта вода смешивается с неиспарившейся водой работающего циклона, и из него вода по двум опускным трубам 22 поступает в нижний коллектор 24 правого топочного экрана первого блока – это основной поток воды, поступающий в коллектор. Дополнительно в этот коллектор поступает неиспарившаяся вода из верхнего коллектора 25 данного экрана по четырем опускным трубам 30.

Из нижнего коллектора вода по системе экранных Г-образных подъемных труб 23 (см. рисунок 5.7) поступает в верхний коллектор левого экрана первого блока в виде пароводяной смеси, а из коллектора пароводяная смесь поступает в левый выносной циклон 26 по двум трубам. В циклоне происходит дополнительное образование пара из поступившей пароводяной смеси. Образовавшийся в циклоне пар занимает верхнюю часть циклона и далее из циклона направляется в верхний барабан котла (под сепарационные устройства), а не успевшая испариться вода в циклоне занимает его нижнюю часть и поступает в нижний коллектор левого экрана первого блока. Аналогично работает контур циркуляции воды левого экрана первого блока (вторая ступень испарения), но в обратном порядке.

Работа контура циркуляции воды правого топочного экрана второго блока (первой ступени испарения).

Нижний коллектор 10 данного экрана питается водой из нижнего барабана 3 по двум перепускным трубам 9 – это основной поток воды. В этот же коллектор поступает неиспарившаяся вода из верхнего коллектора 12 данного экрана по четырем опускным трубам 13. Из нижнего коллектора вода по системе экранных подъемных труб 11 перемещается вверх, превращается в пароводяную смесь и поступает в верхний коллектор левого топочного экрана второго блока (первая ступень испарения). Из верхнего коллектора пар по двум паропроводам поступает в верхний барабан котла 1 (под сепарационные устройства), а неиспарившаяся вода из верхнего коллектора по опускным трубам поступает в нижний коллектор левого экрана второго блока.

Аналогично работает контур циркуляции воды левого топочного экрана второго блока (первая ступень испарения), но в обратном порядке.

Работа контура циркуляции воды фронтального экрана.

Нижний коллектор фронтального экрана 16 (первая ступень испарения) питается водой из верхнего барабана 1 по двум перепускным трубам 15. В этот же коллектор поступает неиспарившаяся вода из верхнего коллектора 18 по четырем опускным трубам 20. Из нижнего коллектора вода по системе экранных подъемных труб 17 перемещается вверх, нагревается и в виде пароводяной смеси поступает в верхний коллектор фронтального экрана и далее по двум отводящим трубам 19 пар поступает в верхний барабан котла, а неиспарившаяся вода направляется по опускным трубам в нижний коллектор.

Работа контура циркуляции воды заднего экрана котла ДКВР-20-13.

Вода из верхнего барабана 1 по системе опускных труб конвективного пучка, находящихся в последних рядах конвективного пучка 2, поступает в нижний барабан 3 и далее по перепускным трубам 4 поступает в нижний коллектор 5 заднего экрана. Из коллектора вода по системе экранных труб 6 поступает в верхний коллектор 7 заднего экрана в виде пароводяной смеси. Из верхнего коллектора пароводяная смесь поступает по двум отводящим трубам 8 в верхний барабан котла.

Работа контура циркуляции воды конвективного пучка.

Питательная вода поступает в верхний барабан котла 1. Из верхнего барабана вода по системе опускных труб, расположенных в задней части конвективного пучка 2 (где температура дымовых газов ниже, чем в первом газоходе), поступает в нижний барабан 3. Из нижнего барабана вода по системе подъемных труб конвективного пучка 2, расположенных в передней части конвективного пучка (где температура дымовых газов выше, чем во втором газоходе), перемещается вверх, подогревается и в виде пароводяной смеси поступает в верхний барабан котла.

Пар, образующийся в циркуляционных контурах, поступает в паровой объем верхнего барабана 1, затем проходит через сепараторы пара и осушенный до заданной степени сухости поступает через патрубок отвода пара в паропровод.

Схема движения дымовых газов в котле ДКВР-20-13.

Продукты сгорания из топки поступают в камеру догорания, в конце которой может быть установлен пароперегреватель. Поскольку конвективный пучок котла ДКВр-20-13 не имеет перегородок, то дымовые газы проходят через него одним прямым ходом и отдав свое тепло, выходят из котла по всей ширине задней стенки котла. Далее по газоходу дымовые газы поступают в экономайзер.

Паровые котлы серии ДЕ

Вертикально-водотрубные котлы, двухбарабанные газомазутные, предназначены для выработки сухого насыщенного пара паропроизводительностью 4; 6,5; 10; 16 и 25 т/ч при абсолютном давлении 1,4 МПа (14 кгс/см²), избыточное рабочее давление 1,3 МПа (13 кгс/см²). Пример обозначения ДЕ-4-14, где 4 – паропроизводительность, а 14 – абсолютное давление.

Помимо вышеуказанных модификаций, завод выпускает котлы производительностью 10, 16 и 25 т/ч с давлением пара 2,4 МПа (24 кгс/см²) и котлы паропроизводительностью 16 и 25 т/ч с пароперегревателями для получения перегретого пара с температурой 225°С и 250°С.

В отличие от предыдущих серий котлов, в котлах ДЕ топка расположена справа от конвективного пучка труб (если смотреть с фронта) и отделена от конвективного пучка газоплотной перегородкой. Таким образом, котлы выполнены по форме буквы «Д».

Котлы ДЕ с естественной циркуляцией воды. Во всех типах котлов серии ДЕ топка выполнена по всей длине барабанов в виде вытянутой пространственной трапеции шириной 1,79 м, высотой 2,5 м. Длина меняется от мощности котла и увеличивается с повышением паропроизводительности от 1930 мм для котлов ДЕ-4 до 6960 мм для котлов ДЕ-25.

Котлы серии ДЕ максимально унифицированы, что обеспечивает экономию материальных и трудовых затрат.



Рисунок 5.8 – Паровой котел типа ДЕ

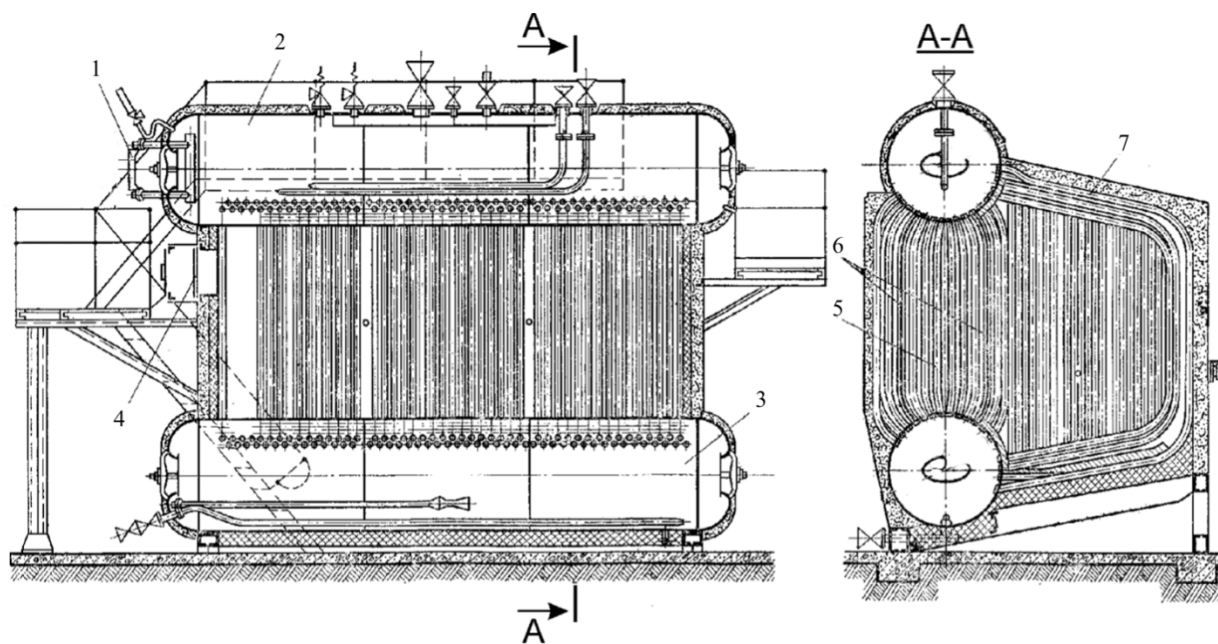


Рисунок 5.9 – Устройство парового котла типа ДЕ:

1 – водоуказательная колонка; 2 – верхний барабан; 3 – нижний барабан;
4 – горелки; 5 – трубы конвективного пучка; 6 – перегородки конвективного
газохода; 7 – радиационные трубы топочной камеры

Основными элементами котлов являются:

- 1 – верхний и нижний барабаны;
- 2 – топка;
- 3 – левый топочный экран – газоплотный;
- 4 – правый топочный экран, трубы которого выполнены в виде и перекрывают потолок и нижнюю часть топки (под);
- 5 – фронтной экран;
- 6 – задний экран;
- 7 – два коллектора заднего топочного экрана диаметром 159х6 мм;
- 8 – конвективный пучок труб;
- 9 – обмуровка;
- 10 – металлический каркас;
- 11 – металлическая обшивка;
- 12 – гарнитура;
- 13 – арматура;
- 14 – контрольно-измерительные приборы;
- 15 – три опускные трубы диаметром 159х6 мм у котлов паропроизводительностью до 16 т/ч и 219х6 мм у котлов ДЕ-25-14;
- 16 – рециркуляционная труба заднего экрана;
- 17 – обдувочное устройство расположено с левой стороны конвективного пучка;
- 18 – трубопроводы котла.

Барабаны котлов выполнены из качественной стали марки 16ГС, внутренний диаметр 1000 мм. Толщина стенок барабанов 13 мм. Конвективный

пучок выполнен по всей длине барабанов из труб диаметром 51x2,5 мм. Левый топочный экран выполнен из труб диаметром 51x4 мм. Правый топочный экран, фронтальной и задней экраны выполнены из труб диаметром 51x2,5 мм. Два коллектора заднего экрана выполнены из труб диаметром 159x6 мм. Рециркуляционная труба выполнена трубой диаметром 76x3,5 мм. Три опускные трубы диаметром 259x6 мм (котлы ДЕ-25-14).

Длина цилиндрической части барабанов увеличивается от 2250 мм для котлов ДЕ-4-14 до 7500 мм для котлов ДЕ-25-14. Межцентровое расстояние барабанов – 2750 мм. Для доступа внутрь барабанов в переднем и заднем днищах барабанов имеются лазы.

Ширина конвективного пучка составляет 890 мм для котлов 4; 6,5 и 16 т пара в час и 1000 мм для котлов паропроизводительностью 10 и 25 т пара в час.

Продольный шаг труб конвективного пучка (вдоль барабанов) 90 мм, поперечный 110 мм. Средний ряд труб конвективного пучка по оси барабанов имеет шаг 120 мм. Трубы наружного ряда конвективного пучка имеют продольный шаг 55 мм. На вводе в барабаны трубы разведены в два ряда.

В конвективных пучках котлов паропроизводительностью 4; 6,5 и 10 т пара в час для обеспечения необходимых скоростей дымовых газов устанавливается продольная, стальная перегородка.

Котлы паропроизводительностью 16 и 25 т пара в час перегородок в конвективном пучке не имеют, а скорость движения дымовых газов поддерживается изменением ширины конвективного пучка – 1000 мм.

Конвективный пучок от топочной камеры отделен газоплотным левым топочным экраном. Газоплотность обеспечивается приводкой металлических пластин между труб по всей их высоте от нижнего барабана до верхнего барабана (рисунок 5.10).

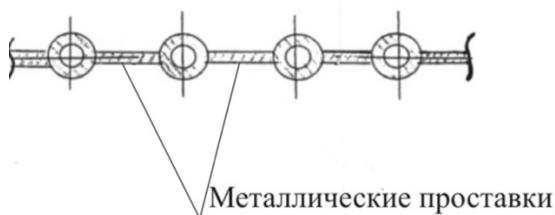


Рисунок 5.10 – Газоплотные перегородки левого топочного экрана котлов ДЕ

В задней части левого топочного экрана металлические пластины (проставки) отсутствуют, трубы задней части конвективного пучка образуют «окна» для поступления дымовых газов из топки в конвективный пучок.

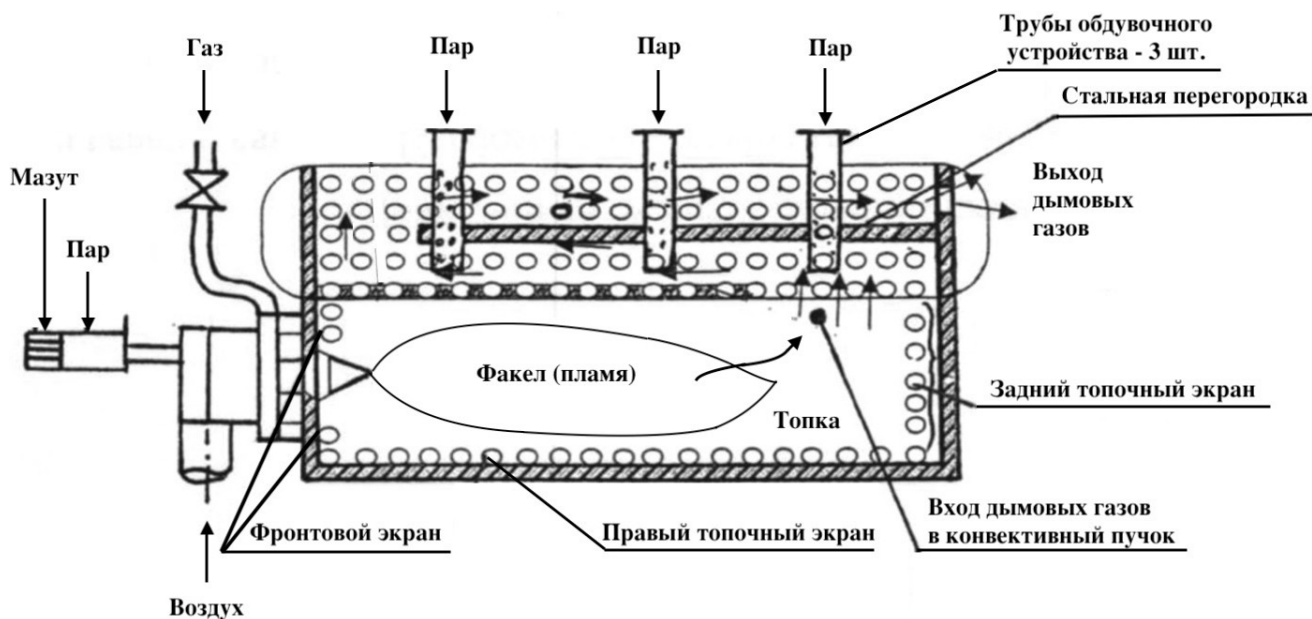


Рисунок 5.11 – Схема работы котлов ДЕ-4; 6,5 и 10

На рисунке 5.11 приведена схема работы котлов ДЕ паропроизводительностью до 10 т пара в час. Основным отличием котлов большей производительности, на данной схеме, будет являться отсутствие стальной перегородки в конвективном пучке. Также в зависимости от мощности котла меняется количество точек обдува паром конвективного пучка: от 1 до 3.

Участки разводки экранных труб на вводе в барабаны уплотняются шамотобетоном.

Трубы правого топочного экрана образуют под и потолок топки.

Трубы фронтального экрана вводятся в верхний и нижний барабаны.

Трубы фронтального экрана в количестве 4-х или 2-х (различные модификации котлов) окаймляют горелочную амбразуру справа и слева и вводятся в верхний и нижний барабаны.

Во всех котлах под топки закрыт огнеупорным кирпичом.

Основная часть труб конвективного пучка, правого топочного экрана, а также трубы фронтального экрана присоединяются к барабанам развальцовкой.

Трубы газоплотной перегородки, а также часть труб правого топочного экрана и наружного ряда конвективного пучка привариваются к барабанам электросваркой.

Трубы заднего экрана топки привариваются к нижнему и верхнему коллекторам диаметром 159х6 мм. Коллекторы, в свою очередь, привариваются к верхнему и нижнему барабанам.

Концы коллекторов со стороны, противоположной от барабанов, соединяются необогреваемой рециркуляционной трубой диаметром 76х3,5 мм.

На всех котлах для защиты от перегрева со стороны топки рециркуляционной трубы, коллекторов и труб заднего экрана, в топочной камере устанавливаются две трубы диаметром 51х2,5 мм, присоединяемые к барабанам развальцовкой.

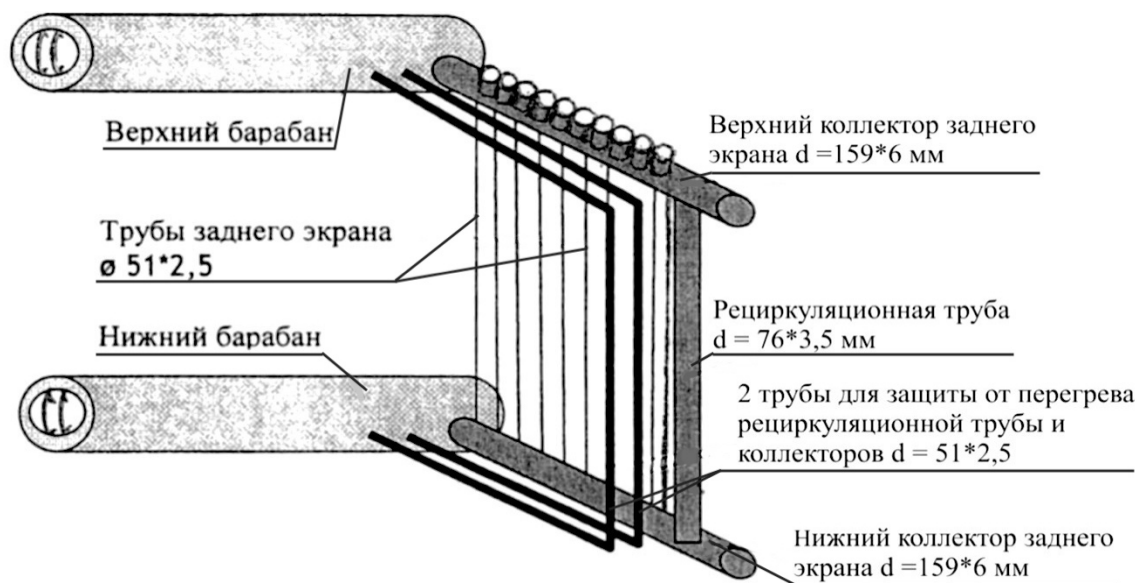


Рисунок 5.12 – Задний топочный экран котла ДЕ-25-14 ГМ

В котлах ДЕ паропроизводительностью до 10 т пара в час выделяют четыре циркуляционных контура:

- контур циркуляции воды конвективного пучка и левого топочного экрана;
- контур циркуляционной воды правого топочного экрана;
- контур циркуляции воды фронтального экрана;
- контур циркуляции воды заднего топочного экрана.

Котлы паропроизводительностью 4; 6,5 и 10 т пара в час работают с одноступенчатым испарением. В котлах паропроизводительностью 16 и 25 т пара в час применено 2-х ступенчатое испарение, циркуляция воды значительно сложнее. В этих целях в барабанах выполнены металлические перегородки, делящие барабаны на два отсека: большой отсек – чистовой и малый отсек – солевой. В верхнем барабане перегородка выполнена не сплошная, то есть не на весь диаметр барабана. В нижнем барабане перегородка установлена сплошная.

Во вторую ступень испарения при помощи поперечных перегородок в барабанах вынесены:

- задняя часть левого и правого экранов топки;
- задний экран;
- часть конвективного пучка труб, расположенных в зоне с более высокими температурами дымовых газов.

Питание водой второй ступени верхнего барабана осуществляется по переливной трубе диаметром 133 мм и длиной не менее двух метров, проходящей через разделительную перегородку верхнего барабана.

Контур второй ступени испарения имеет три опускаемые необогреваемые трубы диаметром 159х6 мм для котлов ДЕ паропроизводительностью до 16 т пара в час и диаметром 219х6 мм для котлов ДЕ-25-14.

Опускная система контура солевого отсека состоит из необогреваемых труб. Опускная система первой ступени испарения состоит из последних по ходу газов рядов труб конвективного пучка.

В паровом объеме верхнего барабана размещены сепарационные устройства: дырчатый металлический лист и пластинчатые сепараторы.

В водяном объеме верхнего барабана находится питательная труба, труба для ввода химреагентов, направляющие щиты и козырьки для очистки пара от солей жесткости. В верхнем барабане котла также расположены успокоительные колонки и импульсные трубки из чистового и солевого отсеков к указателям уровня воды.

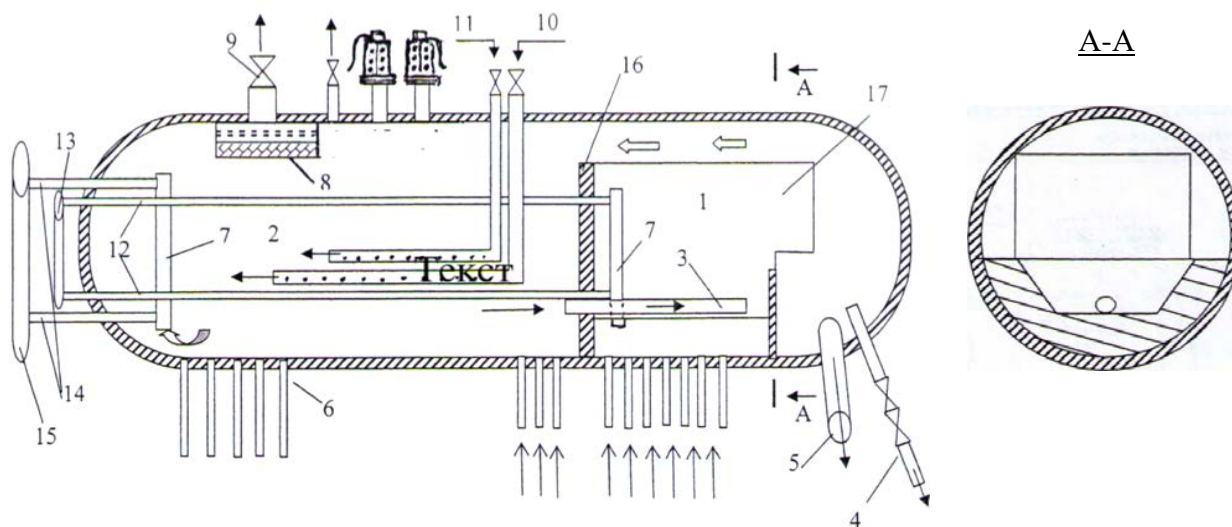


Рисунок 5.13 – Устройство верхнего барабана котла ДЕ-25-14:

- 1 – солевой отсек; 2 – чистовой отсек; 3 – переливная труба; 4 – непрерывная продувка; 5 – опускные трубы 3 шт. диаметром 219 мм; 6 – трубы конвективного пучка; 7 – успокоитель; 8 – сепаратор; 9 – главная паровая задвижка; 10 – ввод питательной воды; 11 – ввод химреагентов; 12 – импульсные трубки на водоуказательный прибор солевого отсека; 13 – водоуказательный прибор солевого отсека; 14 – импульсные трубки на водоуказательный прибор чистового отсека; 15 – водоуказательный прибор чистового отсека; 16, 17 – перегородка

Нижний барабан котлов ДЕ-16-14 и ДЕ-25-14 (рис. 5.14) разделен сплошной перегородкой 4 на чистовой отсек, где расположены труба для подвода пара с эжекторами 1 и перфорированная труба периодической продувки чистового отсека 2. И на солевой отсек, где расположена перфорированная труба периодической продувки солевого отсека 3.

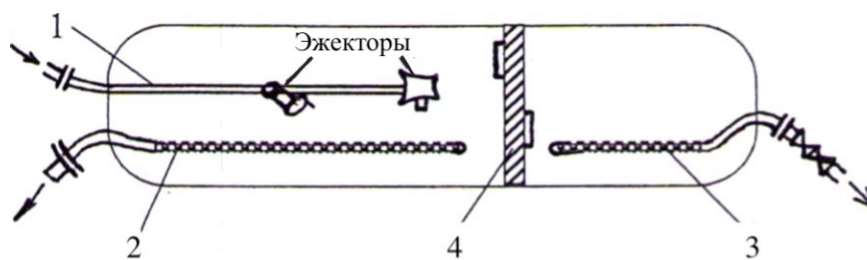


Рисунок 5.14 – Нижний барабан котлов ДЕ-16-14 и ДЕ-25-14

1 – труба для подвода пара с эжекторами; 2 – перфорированная труба периодической продувки чистового отсека; 3 – перфорированная труба периодической продувки солевого отсека

На котлах паропроизводительностью 4; 6,5 и 10 т пара в час предусмотрена непрерывная продувка из нижнего барабана и периодическая из нижнего коллектора заднего экрана (рис. 5.15).

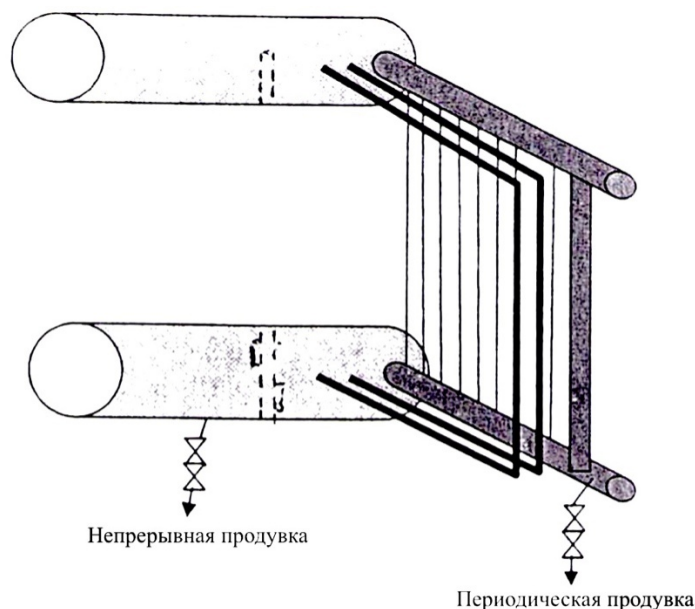


Рисунок 5.15 – Схема продувок котлов ДЕ паропроизводительностью 4; 6,5 и 10 т пара в час

На котлах паропроизводительностью 16 и 25 т пара в час предусмотрена непрерывная продувка из второй ступени испарения (солевого отсека) верхнего барабана и периодическая продувка из чистового и солевого отсеков нижнего барабана и из нижнего коллектора заднего экрана.

Котлы оборудованы стационарными обдувочными аппаратами (рис. 5.11). Наружная часть аппарата крепится к обшивке левой конвективной части (стенки) котла.

Для удаления отложений из конвективного пучка устанавливаются лючки на левой части котла. У всех котлов имеются три лючка – гляделки, из них два лючка на правой боковой стенке и один на задней стенке топочной камеры.

Обмуровка котлов состоит из легкой тепловой изоляции (вермикулит) толщиной 100 мм и слоя шамотобетона толщиной 15-20 мм. Обмуровка фронтальной и задней частей котла выполняется из огнеупорного кирпича. Обмуровка крепится каркасом.

Для уменьшения присосов воздуха снаружи обмуровка покрывается металлической листовой обшивкой толщиной 2 мм, которая крепится к обвязочному каркасу.

Взрывной клапан на котлах располагается на фронте топочной камеры над горелочным устройством. На котлах ДЕ-16-14 и ДЕ-25-14 имеются также два взрывных клапана на газоходе.

Особенностью котлов паропроизводительностью 16 и 25 т/ч является то, что в водоуказательном приборе второй ступени испарения расчетный уровень воды на 20-50 мм ниже уровня воды, чем в приборе первой ступени испарения. В связи с этим контролировать уровень воды в верхнем барабане необходимо по указателю уровня воды первой ступени испарения.

На верхнем барабане котла устанавливается манометр для контроля за давлением пара.

Котлы комплектуются необходимым количеством дренажной и сливной арматуры.

Котел устанавливается на опорную раму.

Нижний барабан на фронте котла закрепляется неподвижно. Каркас и обшивка со стороны фронта котла крепятся к нижнему барабану тоже неподвижно.

Тепловое расширение нижнего барабана предусмотрено в сторону заднего днища, для этого задние опоры выполнены подвижными.

На заднем днище нижнего барабана устанавливается репер для контроля за тепловым расширением котла.

Установка реперов для контроля за тепловым расширением котлов в вертикальном и поперечном направлениях не требуется, так как конструкция котла обеспечивает свободное перемещение в этих направлениях.

Для сжигания мазута и газа на котлах устанавливаются газомазутные горелки типа «ГМ». На котлах ДЕ-25-14 ГМ устанавливается горелка типа ГМП-16с камерой двухступенчатого сжигания топлива.

Каждый котел комплектуется двумя пружинными предохранительными клапанами и двумя указателями уровня воды прямого действия.

Указатели уровня воды присоединяются к трубам (импульсные трубы), идущим из парового и водяного объемов из чистового и солевого отсеков верхнего барабана.

Циркуляция воды в котлах ДЕ

В связи с наличием перегородок в барабанах котла для образования ступенчатого испарения, бокового расположения топки относительно

конвективного пучка, отсутствия перегородок в конвективном пучке в качестве примера будет рассмотрена циркуляция воды в котле ДЕ-25-14.

Если не учитывать циркуляцию воды с учетом чистового и солевого отсеков, то можно выделить следующие основные контуры циркуляции воды:

- контур циркуляции воды фронтального экрана;
- контур циркуляции воды левого (газоплотного) экрана;
- контур циркуляции воды правого топчного экрана, включая потолочную часть и подовую части экранных труб;
- контур циркуляции воды заднего экрана;
- контур циркуляции воды конвективного пучка.

Работа контура циркуляции воды фронтального экрана (рис. 5.9).

Вода из верхнего барабана 2 по системе опускных труб конвективного пучка 5, расположенных во фронтальной части чистового отсека, поступает в нижний барабан 3, а из нижнего барабана более горячая вода, а затем пароводяная смесь по подъемным экранным трубам фронтального экрана поступает в верхний барабан котла.

Работа контура циркуляции воды левого (газоплотного) экрана (рис. 5.9)

Вода из верхнего барабана 2 по системе опускных труб конвективного пучка 5, расположенных в чистовом и солевом отсеках, поступает в нижний барабан 3, а из нижнего барабана вода (пароводяная смесь) по системе подъемных экранных труб левого газоплотного экрана поступает в верхний барабан котла.

Работа контура циркуляции воды правого топчного экрана, включая потолочную часть и подовую часть экранных труб (рис. 5.9)

Вода из верхнего барабана 2 по системе опускных труб конвективного пучка 5, расположенных в чистовом и солевом отсеках, поступает в нижний барабан 3, а из нижнего барабана вода (пароводяная смесь) по системе подъемных экранных труб правого топчного экрана поступает в верхний барабан котла.

Работа контура циркуляции воды заднего топчного экрана (рис. 5.12)

Вода по системе опускных труб конвективного пучка, расположенных в солевом отсеке, поступает в нижний коллектор заднего экрана (основная вода). В этот же коллектор поступает дополнительная неиспарившаяся вода из верхнего коллектора по рециркуляционной трубе диаметром 76 мм. Из нижнего коллектора по системе подъемных экранных труб заднего экрана вода (пароводяная смесь) поступает в верхний коллектор. Из верхнего коллектора пар поступает в солевой отсек верхнего барабана, а неиспарившаяся вода по рециркуляционной трубе стекает обратно в нижний коллектор.

Работа контура циркуляции воды конвективного пучка (упрощенный вариант) (рис. 5.9)

Вода из верхнего барабана 2 по системе опускных труб конвективного пучка 5, чистового отсека, расположенных во фронтальной части котла, где температура дымовых газов ниже (так как дымовые газы в конвективном пучке котла ДЕ-25-14 движутся от задней стенки к фронту) поступает в нижний барабан 3. Одновременно в нижний барабан поступает вода из солевого отсека

верхнего барабана по трем опускным трубам большого диаметра (219 мм). Из нижнего барабана вода по системе подъемных труб конвективного пучка, расположенных в месте входа дымовых газов в конвективный пучок, поступает в верхний барабан котла.

Схема движения дымовых газов в котле ДЕ-25-14 ГМ

Горячие дымовые газы (см. рис. 5.16) в конце топочной камеры, где трубы левого газоплотного экрана разрезены и между ними отсутствуют металлические перегородки, поступают в конвективный пучок. Поскольку конвективный пучок котлов ДЕ-25-14 перегородок не имеет, то дымовые газы проходят конвективный пучок по всей его ширине за один ход от задней стенки к фронту котла. Во фронтальной части котла дымовые газы по специальному газоходу поднимаются вверх и далее движутся от фронта котла по газоходу, расположенному над котлом (над потолочным экраном) и направляются в экономайзер.

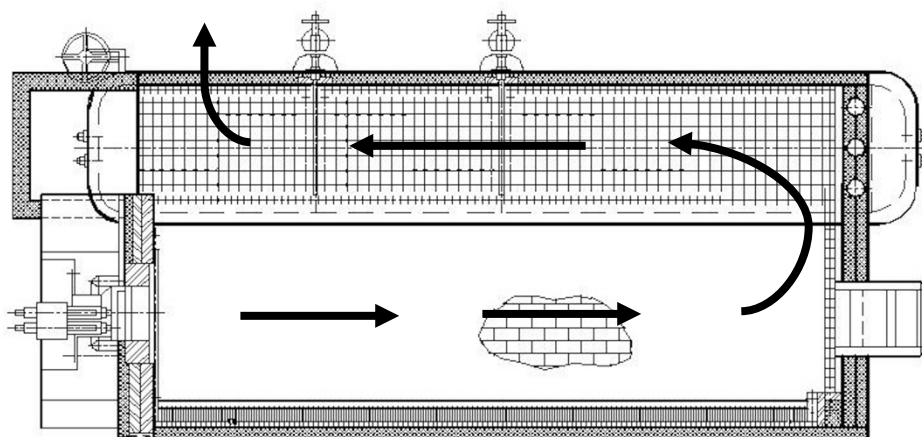


Рисунок 5.16 – Схема движения дымовых газов котлов ДЕ паропроизводительностью 16 и 25 т/ч

Водогрейные котлы серии КВ-ГМ-4, -6,5

Водогрейные котлы КВ-ГМ-4 и -6,5 (рис. 5.17) тепловой мощностью соответственно 4 и 6,5 Гкал/ч имеют топочную камеру 6, отделенную перегородкой от конвективной части – конвективной поверхности 5. Топочная камера полностью экранирована трубами диаметром 60х3 мм. Боковые экраны, верх и под топочной камеры образованы одинаковыми Г-образными трубами. На фронтальной стене отопительного котла установлены газомазутная ротационная горелка 1 и взрывной предохранительный клапан 2. Неэкранированные поверхности фронтальной стены закрыты огнеупорной кладкой, примыкающей к воздушному коробу горелки.

На левой боковой стене котла имеется лаз 4 в топочную камеру. Частично трубы заднего экрана в верхней части выдвинуты в топку и сварены между собой при помощи вставок для устранения попадания в топку отопительного котла дроби при работе установки дробеочистки 3, используемой для очистки конвективных поверхностей от загрязнения.

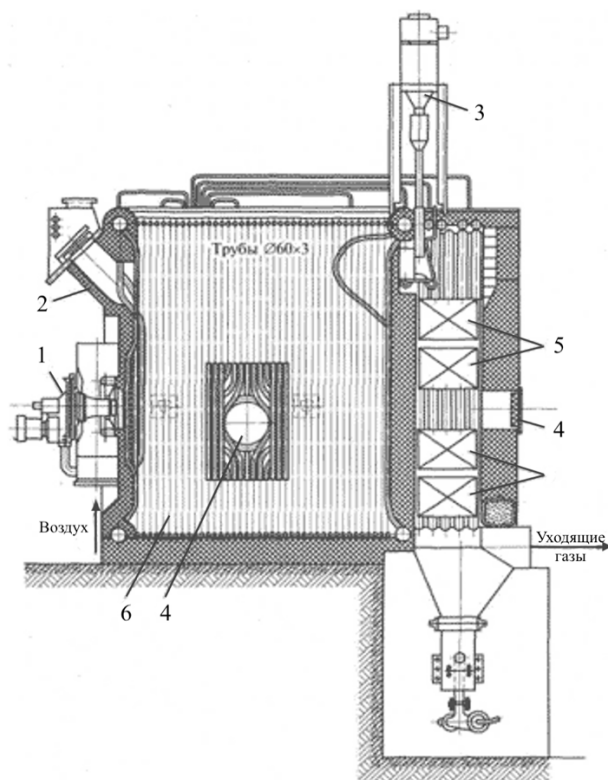


Рисунок 5.17 – Водогрейные котлы КВ-ГМ-4, -6,5:
 1 – горелка; 2 – взрывной предохранительный клапан; 3 – установка
 дробеочистки; 4 – лаз; 5 – конвективная поверхность котла;
 6 – топочная камера

Все трубы экранов котлов выведены в верхние и нижние коллекторы диаметром 159x7 мм, внутри которых имеются глухие перегородки, направляющие воду. Топочная камера котла отделена от конвективной части перегородкой из огнеупорной кирпичной кладки. Продукты горения в отопительном котле через верхнюю часть топочной камеры и далее через фестон попадают в конвективную часть, проходят ее сверху вниз и через боковой отвод покидают котельный агрегат. Конвективная поверхность 5 котла состоит из двух пакетов, каждый из которых набирается из U-образных ширм, выполненных из труб диаметром 28 x 3 мм. Ширмы расположены параллельно фронтальной стене котла, образуя шахматный пучок труб. Боковые стены конвективной части экранированы трубами диаметром 83x3,5 мм, имеющими плавники, эти трубы являются коллекторами (стояками) для труб конвективных пакетов. Потолок конвективной части также экранирован трубами диаметром 83 x 3,5 мм. Задняя стена не экранирована и имеет лазы 4 вверху и внизу. Вес котла передается на нижние коллекторы, имеющие опоры

При работе на газе КПД котла КВ-ГМ-4 — 90,5 %, при работе на мазуте – 86,4 %. КПД отопительного котла КВ-ГМ-6,5 при работе на газе – 91,1 % и при работе на мазуте – 87 %.

Водогрейные котлы серии КВ-ГМ-10, -20 и -30

Водогрейные котлы КВ-ГМ-10, -20 и -30 (рис. 5.18), тепловой мощностью соответственно 10, 20 и 30 Гкал/ч, имеют топочную камеру 3, экранированную трубами диаметром 60х3 мм, а также фронтальный, два боковых и промежуточный 4 экраны, которые полностью (за исключением части фронтальной стены с установленными на ней взрывным клапаном 2 и газомазутной горелкой 1 с ротационной форсункой) покрывают стены и под топки. Экранные трубы привариваются к коллекторам диаметром 219х10 мм. Промежуточный экран выполнен из труб, расположенных в два ряда, при этом образуется камера 5, в которой происходит догорание топлива.

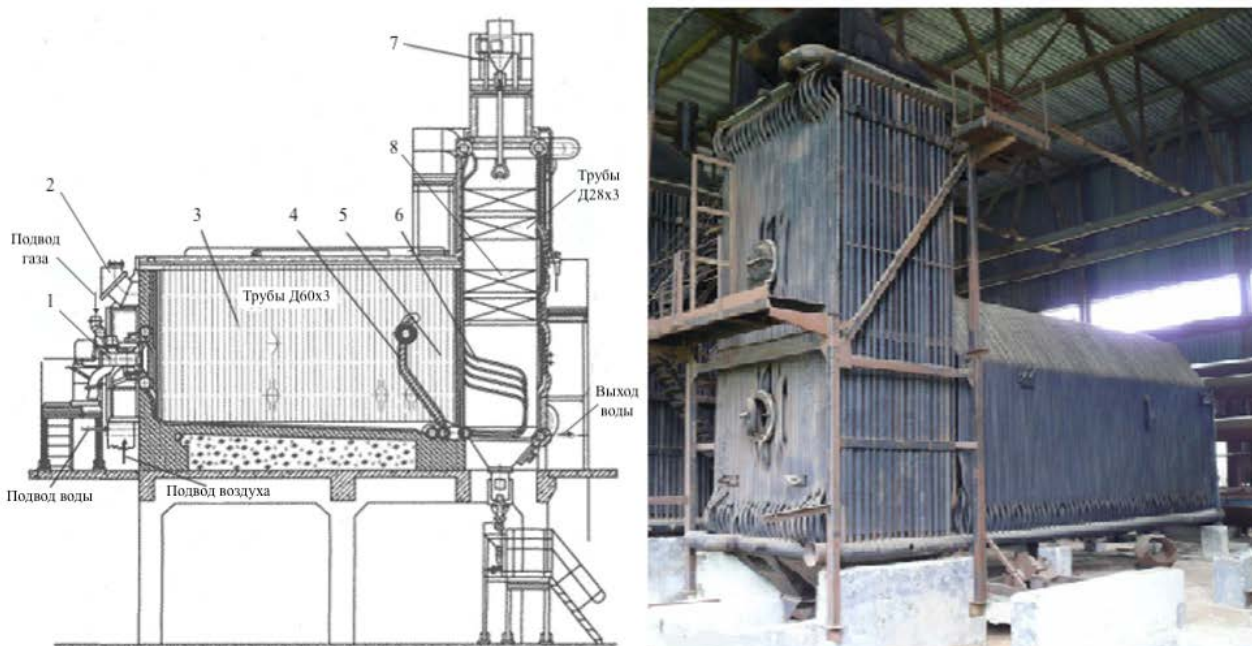


Рисунок 5.18 – Водогрейные котлы КВ-ГМ-10, -20, -30:

1 – газомазутная горелка; 2 – взрывной клапан; 3 – топочная камера;
4 – промежуточный экран; 5 – камера догорания; 6 – фестон; 7 – установка
дрослеочистки; 8 – конвективная поверхность нагрева

Конвективная поверхность нагрева котла 8 включает в себя два конвективных пучка труб и расположена в вертикальной шахте с полностью экранированными стенами. Конвективные пучки набраны из U-образных ширм, расположенных в шахматном порядке, выполненных из труб диаметром 28х3 мм. Задняя и передняя стены шахты котла экранированы вертикальными трубами диаметром 60х3 мм, боковые стены – трубами диаметром 85х3 мм, которые служат стояками для ширм конвективных пакетов. Передняя стена шахты, являющаяся одновременно задней стеной топки, выполнена цельносварной. В нижней части стены трубы разведены в четырехрядный фестон

6. Трубы, расположенные на передней, боковой и задней стенах конвективной шахты отопительного котла, сварены в коллекторы диаметром 219x10 мм. Продукты горения котла из топки проходят в камеру догорания 5, далее через фестон в конвективную шахту и из нее через отверстие в верхней части покидают котел. Для очистки конвективных поверхностей предусмотрена установка дробеочистки 7.

Водогрейный котел ПТВМ-30 (КВГМ-30-150М)

Водогрейный отопительный котел ПТВМ-30 (КВГМ-30-150М) – пиковый теплофикационный водогрейный газомазутный котел тепловой мощностью 35 МВт (30 Гкал/ч), имеющий П-образную компоновку, состоит из топочной камеры 5, конвективной шахты 2 и соединяющей их поворотной камеры 6 (рис. 5.19).

Все стены топочной камеры котла, а также задняя стена и потолок конвективной шахты экранированы трубами диаметром 60x3 мм с шагом S=64 мм. Боковые стены конвективной шахты котла закрыты трубами диаметром 84x4 мм с шагом S=128 мм. Конвективная поверхность 3 нагрева отопительного котла, выполненная из труб диаметром 28x3 мм, состоит из двух пакетов. Змеевики конвективной части котла собраны в ленты по 6–7 штук, которые присоединены к вертикальным стойкам. Котел оборудован шестью газомазутными горелками 4, установленными по три встречно на каждой боковой стенке топочной камеры котла. Диапазон регулирования нагрузки отопительных котлов 30–100 % номинальной производительности. Регулирование производительности осуществляется путем изменения числа работающих горелок. Для очистки внешних поверхностей нагрева отопительного котла от загрязнений предусмотрено дробеочистительное устройство. Дробь поднимается в верхний бункер пневмотранспортом от специальной воздуходувки котла.

Тяга в котле обеспечивается дымососом, а подача воздуха – двумя вентиляторами.

Трубная система котла опирается на рамку каркаса. Облегченная обмуровка котла общей толщиной 110 мм крепится непосредственно к экранным трубам. При работе на газе КПД отопительного котла – 91 %, а при работе на мазуте — 88 %.

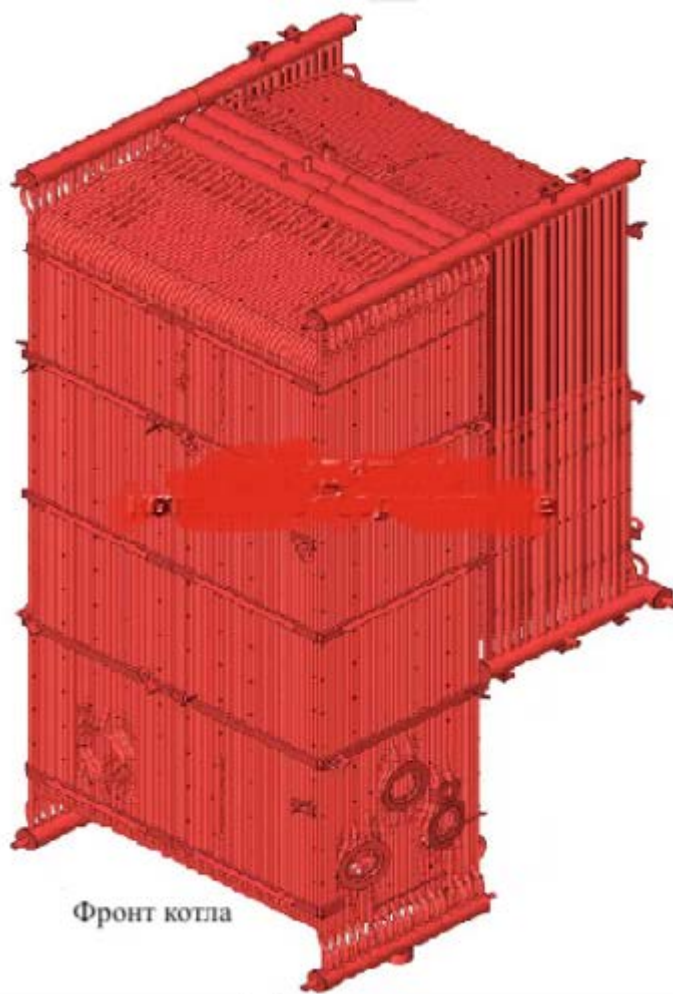
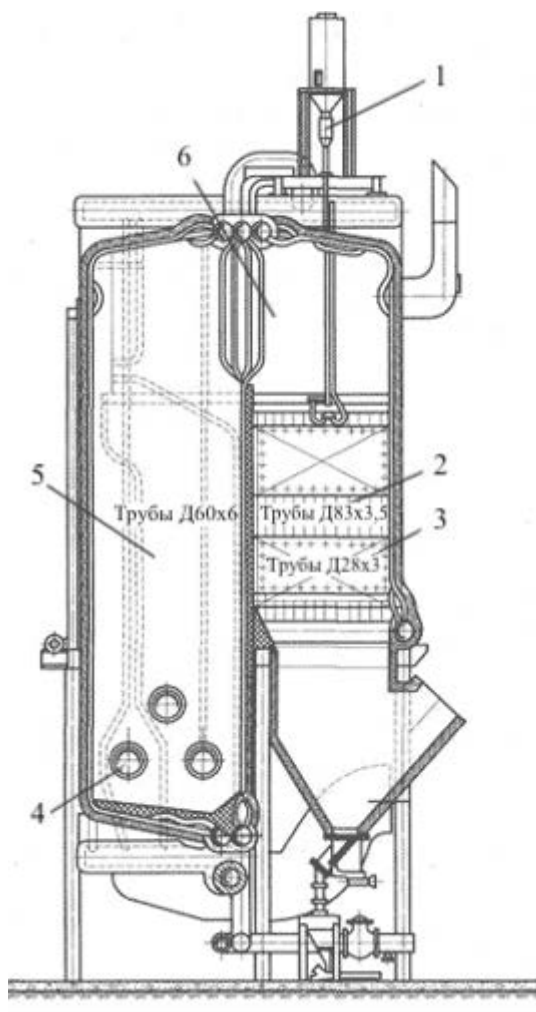


Рисунок 5.19 – Водогрейный котел ПТВМ -30:

- 1 – дробеочистительное устройство; 2 – конвективная шахта; 3 – конвективная поверхность нагрева; 4 – газомазутная горелка; 5 – топочная камера; 6 – поворотная камера

Схема циркуляции водогрейного котла ПТВМ-30 приведена на рисунке 5.20.

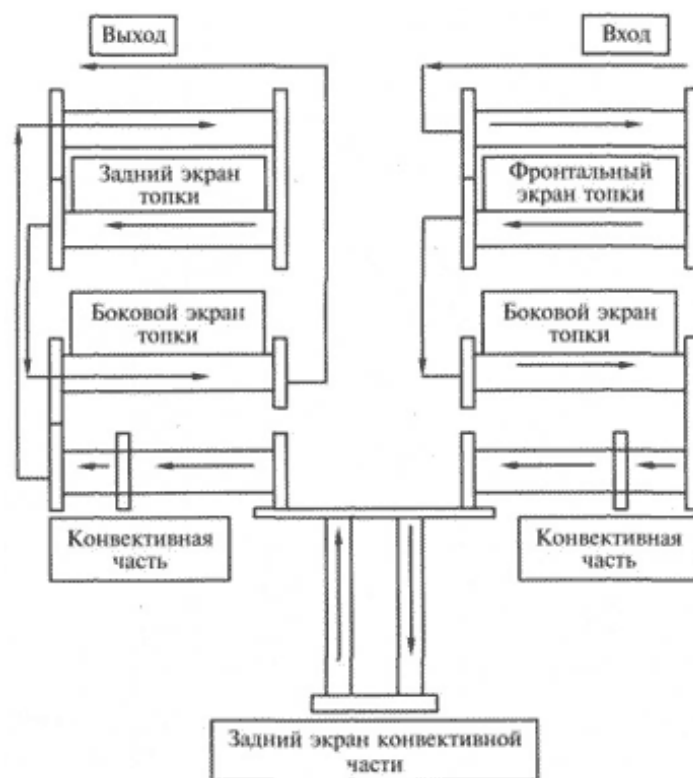


Рисунок 5.20 – Схема циркуляции котла ПТВМ-30

Водогрейный котел ПТВМ-50

Водогрейный котел ПТВМ-50 теплопроизводительностью 50 Гкал/ч имеет башенную компоновку и выполнен в виде прямоугольной шахты, в нижней части которой находится полностью экранированная камерная топка 3 (рис. 5.21). Экранная поверхность отопительного котла изготовлена из труб диаметром 60x3 мм и состоит из двух боковых, фронтального и заднего экранов. Сверху над топкой размещается конвективная поверхность нагрева 2, выполненная в виде змеевиковых пакетов из труб диаметром 28x3 мм. Трубы змеевиков приварены к вертикальным коллекторам.

Топка котла ПТВМ-50 оборудована двенадцатью газомазутными горелками 4 с индивидуальными дутьевыми вентиляторами 5. Горелки расположены на боковых стенах (по шесть штук на каждой стороне) в два яруса по высоте.

Над каждым котлом устанавливают дымовую трубу 1, обеспечивающую естественную тягу. Труба 1 опирается на каркас. Отопительные котлы устанавливаются полуоткрыто: в помещении размещаются только горелки, арматура, вентиляторы и т. д. (т. е. нижняя часть котлоагрегата), а все остальные элементы котла расположены на открытом воздухе.

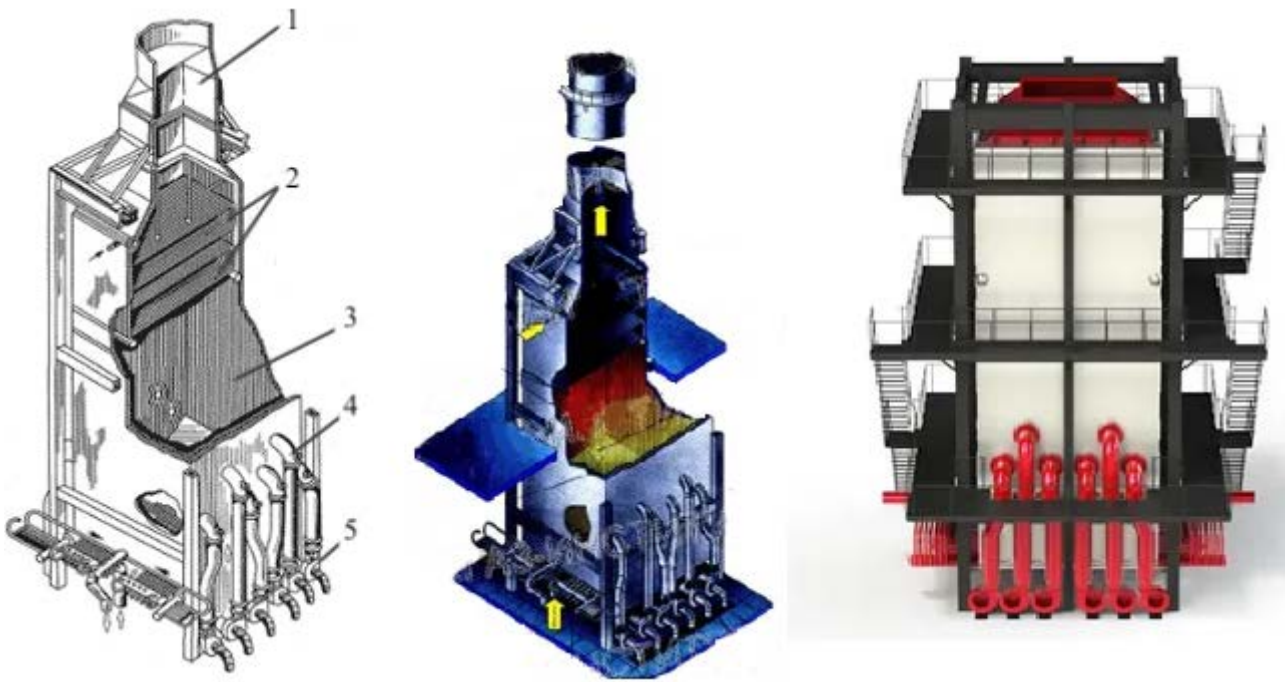


Рисунок 5.21 – Водогрейные котлы ПТВМ-50:

1 – дымовая труба; 2 – конвективные поверхности нагрева;
3 – камерная топка; 4 – газомазутная горелка; 5 – вентилятор

Вода в котле циркулирует с помощью насосов. Расход воды зависит от режима работы отопительного котла: при работе в зимний период применяется четырехходовая схема циркуляции воды по основному режиму, а в летний — двухходовая по пиковому режиму.

При четырехходовой схеме циркуляции (рис. 5.22, а) вода в отопительном котле из теплосети подводится в один нижний коллектор и последовательно проходит через все элементы поверхности нагрева котла, преодолевая подъемы и спуски, после чего вода также через нижний коллектор отводится в тепловую сеть.

При двухходовой схеме (пиковый режим) вода в котле поступает одновременно в два нижних коллектора и, перемещаясь по поверхности нагрева, нагревается, после чего отводится в тепловую сеть (рис. 5.22, б). При двухходовой схеме циркуляции через котел пропускается почти вдвое больше воды, чем при четырехходовой схеме. Это объясняется тем, что при летнем режиме работы котла нагревается большее, чем в зимний период, количество воды, и она поступает в котел с более высокой температурой (110°С вместо 70°С).

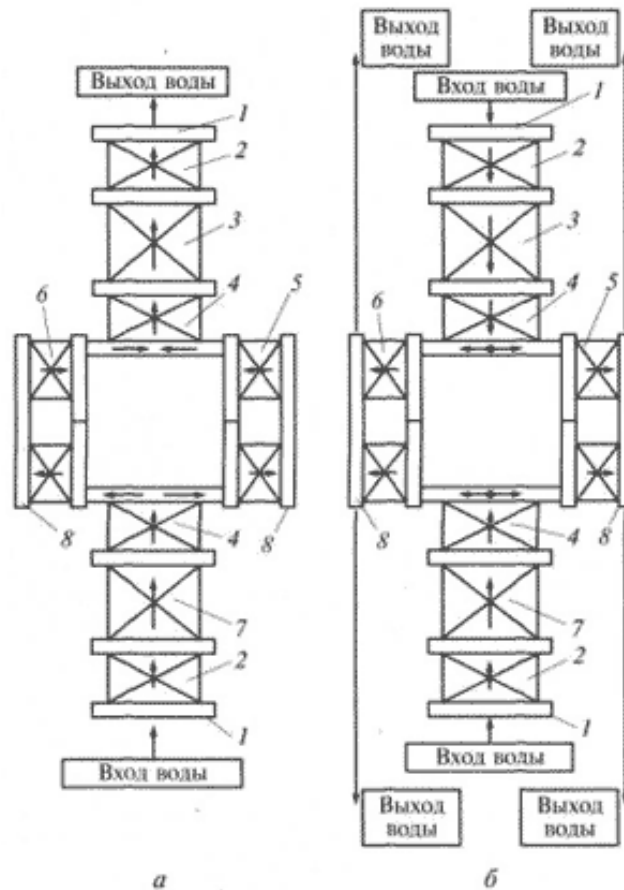


Рисунок 5.22 – Схема движения воды в котле ПТВМ-50:
а – основной режим; *б* – пиковый режим;

1 – подводящие и отводящие коллекторы; 2 – соединительные трубы;
 3 – фронтальный экран; 4 – конвективный пучок труб; 5, 6 – левый и правый боковые экраны; 7 – задний экран; 8 – коллекторы контуров

Жаротрубные котлы. Общие положения

Помимо водотрубных котлов в последние десятилетия в нашей стране получили широкое распространение жаротрубные котлы. В соответствии с ГОСТ 23172-78 жаротрубный котел – это котел, в котором продукты сгорания топлива проходят внутри труб поверхностей нагрева, а вода и пароводяная смесь – снаружи труб. В жаротрубных котлах независимо от того, паровые они или водогрейные, поверхность нагрева состоит из жаровой трубы (труб) и труб небольшого диаметра, внутри которых движутся горячие продукты сгорания органического топлива. Теплообмен происходит посредством нагрева находящегося снаружи газовых труб теплоносителя, в качестве которого в отопительных котельных выступает вода. Согласно ГОСТ 23172-78, различают котлы:

- жаротрубные;
- дымогарные;
- жаротрубно-дымогарные.

В современной промышленности производится выпуск только жаротрубно-дымогарных котлов, как сочетающих в себе лучшие качества первых двух вышеупомянутых. По этой причине в дальнейшем в данном пособии этот тип котлов будет называться жаротрубным.

В данном пособии будут рассмотрены жаротрубные котлы, работающие только на жидком и газообразном топливе.

В жаровых трубах таких котлов происходит процесс горения, а в дымогарных происходит движение продуктов сгорания. Обычно жаровые трубы толще и их количество меньше.

Современные жаротрубные котлы являются газоплотными, что позволяет применять горелки с высоконапорным вентилятором и исключает наличие дымососа.

Наиболее распространенная конструкция жаротрубных котлов – цилиндрический корпус, расположенный горизонтально.

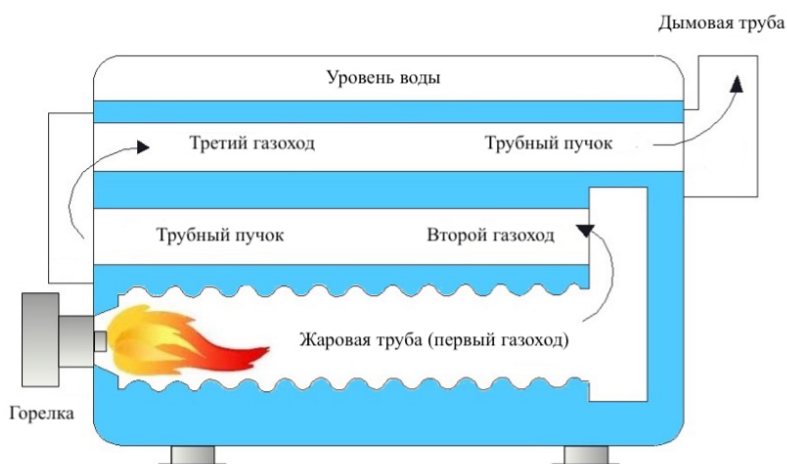


Рисунок 5.23 – Схема работы парового жаротрубного котла

На рисунке 5.23 представлена схема трехходового жаротрубного котла. Первый ход в жаротрубных котлах – это сама жаровая труба, где происходит сгорание топлива. Второй и третий ход – пучки труб, в которых происходит движение дымовых газов.

Водогрейные жаротрубные котлы могут быть как двухходовыми, так и трехходовыми. Как правило, количество ходов зависит от мощности котла. Чем она ниже, тем чаще котлы изготавливают двухходовыми. Кроме того, двухходовые котлы проще в изготовлении и потому их стоимость ниже по сравнению с трехходовыми. При этом большее количество ходов подразумевает и большую поверхность теплообмена, а потому КПД трехходовых котлов будет выше.

Особенностью двухходовых котлов является так называемая *реверсивная* топка, в центре которой происходит сгорание топлива, а ближе к краю в обратную сторону движутся дымовые газы.

Паровые жаротрубные котлы изготавливаются только трехходовыми, в противном случае их КПД не позволит эффективно использовать теплоту

сгорания топлива. По этой же причине на выходе дымовых газов из котла устанавливается экономайзер.

Внутри корпуса у водогрейных котлов находится горячая вода, у паровых – водяной и паровые объемы. В переднем торце каждой жаровой трубы устанавливается наддувная горелка, рассчитанная на сжигании газообразного или жидкого топлива. Таким образом, жаровая труба является топочной камерой, в которой сгорает топливо. Дымовые газы выходят из трубы и обогревают конвективные поверхности нагрева котла (дымогарные трубы) второго и третьего хода и далее направляются в экономайзер или непосредственно в дымовую трубу. Существуют модели с двумя трубами, крайне редко – с тремя и более.



Рисунок 5.24 – Котлы с одной и двумя жаровыми трубами

Современные одножаротрубные котлы изготавливаются с поверхностями нагрева от 30 до 50 м², нагреваемая плоскость двухжаротрубных котлов составляет от 80 до 100 м². Отопительные агрегаты такого типа просты в изготовлении, потому и цена на них минимальна. Устройство жаротрубных котлов позволяет применять их в отопительных и водоснабжающих системах жилых объектов и промышленных предприятий.

Максимальный КПД, высокую надежность функционирования и хорошие теплотехнические показатели такое оборудование демонстрирует при использовании газового топлива.

Одним из основных преимуществ жаротрубных котлов является их полная заводская готовность. В связи с чем отсутствует потребность в дополнительных ресурсах для сборки котлов на месте их установки.

К минусам конструкции жаротрубных котлов можно отнести:

- большие габариты;
- значительная металлоемкость, вследствие чего вес 1 м² поверхности нагрева примерно в 2 раза превышает вес водотрубного котла.

По этим причинам применение данных котлов на объектах большой энергетики не получило широкого распространения.

При этом для отопительных котельных применение жаротрубных котлов представляется наиболее целесообразным ввиду не таких высоких мощностей, которые требуются для производства.

Паровые жаротрубные котлы

Основным отличием паровых жаротрубных котлов от водогрейных является наличие внутри них теплоносителя в двух фазах – паровой и водяной. По этой причине можно отметить, что корпус данных котлов сочетает в себе функцию барабана, аналогично водотрубным котлам.

В отличие от водогрейных котлов, где предусматривается полное обогревание цилиндрического корпуса котла, в паровых котлах запрещается обогревать газами паровое пространство, чтобы не вызвать чрезмерного нагрева стенки.

Жаротрубные котлы вмещают большой объем воды – это позволяет поддерживать постоянное давление в котле даже при резко переменном расходе пара. Большой объем воды, нагретой до состояния кипения, является мощным аккумулятором тепла. Даже при незначительном понижении давления из водяного объема котла дополнительно выделяется много пара, и наоборот, при повышении давления значительная часть тепла, выделяемого топкой, расходуется на нагревание воды до температурного уровня, соответствующего новому давлению.

Сверху парового жаротрубного котла иногда устанавливают сухопарник, основное назначение которого – уменьшить влажность пара, так как при малых скоростях и достаточной высоте подъема из него выпадают капли воды, уносимые с паром. Сухопарник создает некоторое удобство в эксплуатации, позволяя концентрированно располагать на нем патрубки для крепления к ним вентилях паропроводов, а также предохранительных клапанов.

Питание котла осуществляется через специальные патрубки, располагаемые на цилиндрической части котла.

Снизу котла помещается патрубок для продувочного вентиля, через который периодически спускается скопившийся внизу шлам, а также за счет частичного обмена котловой воды уменьшается степень насыщения водяного объема растворенных в нем солей жесткости и накипеобразования.

С целью улучшения условий циркуляции одножаротрубные котлы часто изготавливались с жаровой трубой, сдвинутой вбок. При таком расположении в узком пространстве между трубой и корпусом барабана, обогреваемом с двух сторон, больше образуется паровых пузырей, чем с противоположной стороны, что вызовет усиленную циркуляцию.

Ниже в качестве примера рассмотрен принцип работы и устройство парового жаротрубного котла «Термотехник» ТТ200 компании «Энтророс».

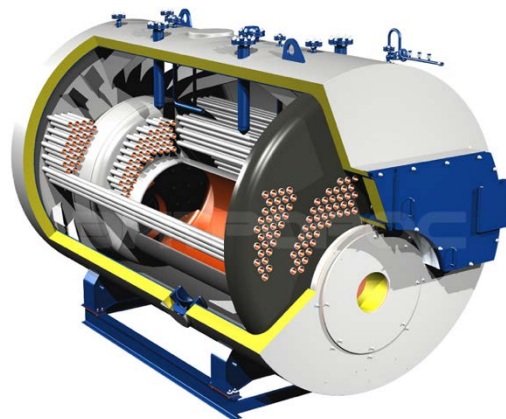
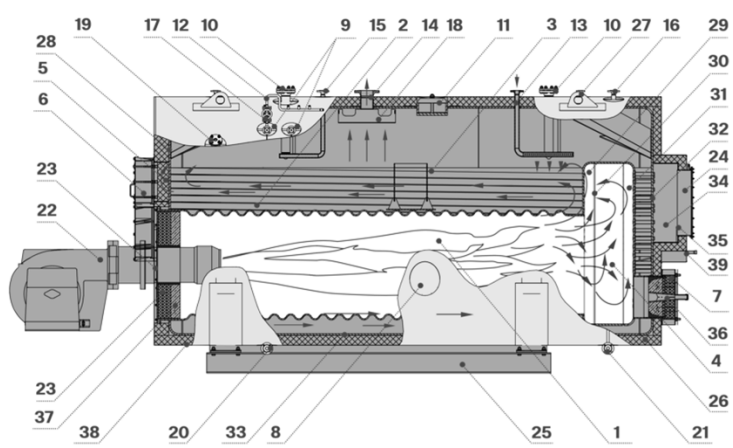


Рисунок 5.25 – Жаротрубный паровой котел ТТ200:

- 1 – жаровая труба; 2 – дымогарные трубы второго хода; 3 – дымогарные трубы третьего хода; 4 – первая поворотная камера; 5 – вторая поворотная камера; 6 – фронтальные дверцы котла; 7 – смотровой люк жаровой трубы; 8 – смотровые люки водяной полости; 9 – патрубки указателей уровня; 10 – патрубки для установки датчиков уровня воды; 11 – смотровой люк парового пространства; 12 – коллектор группы безопасности; 13 – патрубок входа питательной воды; 14 – патрубок выхода пара; 15 – патрубок непрерывной продувки; 16 – патрубок аварийной линии; 17 – патрубок отбора насыщенного пара на собственные нужды; 18 – каплеотделитель; 19 – патрубок установки датчика соледержания; 20 – патрубок периодической продувки; 21 – дренажный патрубок котла; 22 – горелка; 23 – горелочная плита; 24 – патрубок отвода уходящих газов; 25 – прочное рамное основание; 26 – теплоизоляция; 27 – грузоподъемные проушины; 28 – передняя трубная доска; 29 – трубное дно поворотной камеры; 30 – обечайка поворотной камеры; 31 – анкерное дно поворотной камеры; 32 – заднее корпусное дно; 33 – обечайка наружного кожуха котла; 34 – дымовая коробка; 35 – смотровые лючки дымовой коробки; 36 – смотровой глазок; 37 – фурма; 38 – облицовочное оцинкованное покрытие; 39 – дренажный патрубок дымовой коробки

Сжигание топлива происходит в камере сгорания, образованной жаровой трубой 1 и первой поворотной камерой 4. Дымовые газы, образовавшиеся в камере сгорания, разворачиваются в первой поворотной камере 4, образованной трубным днищем поворотной камеры 29, обечайкой поворотной камеры 30 и анкерным днищем поворотной камеры 31, и попадают в дымогарные трубы второго хода 2, по которым перемещаются в область передней трубной доски 28, при этом отдавая часть своей энергии воде, заполняющей объем котла до отметки минимального уровня.

После выхода из дымогарных труб второго хода 2 отдавшие часть своей энергии газы разворачиваются во второй поворотной камере 5, образованной каркасом поворотной камеры и лицевой поверхностью передней трубной доски 28, и через дымогарные трубы третьего хода 3 двигаются в обратном

направлении в сторону заднего корпусного днища 32, также отдавая при этом часть своей тепловой энергии воде, находящейся в объеме котла. После выхода из дымогарных труб третьего хода 3 газы поступают в дымовую коробку 34, откуда через патрубок отвода уходящих газов 24 покидают пределы котла.

При сгорании топлива в камере сгорания эффективно работает излучение факела, передающее тепло стенкам жаровой трубы 1 и далее воде, заполняющей объем котла. При движении газа по трубам второго хода 2 и трубам третьего хода 3 передача тепла теплоносителю осуществляется конвекцией.

Визуальный осмотр факела, развернутого в жаровой трубе, осуществляется через смотровой глазок 36, расположенный на заднем корпусном днище 32. Горелка 22 монтируется на фланец фурмы 37, расположенной в жаровой трубе 1. Для монтажа горелки 22 используется переходной элемент — горелочная плита 23.

Вторая поворотная камера котла оснащена дверями, обеспечивающими доступ для осмотра и чистки внутренних теплообменных поверхностей котла по газовой стороне, таких как дымогарные трубы второго хода 2, дымогарные трубы третьего хода 3, передняя трубная доска 28. Двери поворотной камеры открываются без демонтажа горелочного устройства 22.

Для очистки дымогарных труб второго хода 2 и дымогарных труб третьего хода 3 должны использоваться специальные комплекты для чистки. При очистке дымогарных труб второго хода 2 отложения продуктов сгорания выталкиваются в первую поворотную камеру 4, откуда удаляются через смотровой люк жаровой трубы 7.

Также через смотровой люк жаровой трубы 7 осуществляются осмотр и чистка самой жаровой трубы 1. При чистке дымогарных труб третьего хода 3 отложения продуктов сгорания выталкиваются в дымовую коробку 34, откуда удаляются через смотровые лючки дымовой коробки 35.

В верхней и нижней частях котла расположены смотровые люки водяной полости 8 и смотровой люк парового пространства 11. Данные люки предназначены для осмотра внутренних теплообменных поверхностей котла по пароводяной стороне.

Патрубки входа питательной воды 13, выхода пара 14, непрерывной продувки 15, для установки датчика солесодержания 19, отбора насыщенного пара на собственные нужды 17, указателей уровня 9, для установки датчиков уровня воды 10 и патрубки аварийной линии 16 располагаются в верхней части котла.

На обечайке наружного кожуха котла 33, со стороны парового пространства, в области расположения патрубка выхода пара 14, располагается каплеотделитель 18. Данный элемент позволяет эффективно отсеивать взвешенные капли неиспарившейся воды.

Для равномерного распределения весовой нагрузки котла, заполненного питательной водой, в конструкции применяется прочное рамное основание 25.

Для теплоизоляции котла 26 применяются ламельные минеральные маты с низким значением коэффициента теплопроводности. Снаружи котел облицован оцинкованным покрытием 38.

Патрубок периодической продувки 20 и дренажный патрубок 21 располагаются в нижней части котла 21. Дренажный патрубок котла служит для полного или частичного удаления воды из внутренней полости. Дренажный патрубок дымовой коробки 39 расположен в нижней ее части и служит для удаления конденсата, образовавшегося в котле при пусках из холодного состояния.

В верхней части котла на обечайки наружного кожуха 33 имеются специальные грузоподъемные обухи 27, являющиеся местами строповки при перемещении котлов, их погрузке и выгрузке.

Водогрейные жаротрубные котлы

По сути водогрейный жаротрубный котел является газожидкостным теплообменником, только снабженным самостоятельной топкой, по этой причине температура воды в нем распределяется неравномерно, постепенно повышается от температуры на входе к температуре на выходе. В паровом же жаротрубном котле температура воды вследствие хорошей циркуляции всюду одинаковая, соответствующая тому давлению пара, с которым работает котел. Поэтому вода в паровом котле даже при небольшом давлении имеет во всех пунктах температуру во всяком случае не ниже 100°С, и паровой котел не боится конденсата, которая может выпасть в отходящих газах при местном их переохлаждении.

При подводе воды в водогрейный котел снизу вода будет постепенно подогреться, причем наиболее холодная вода останется внизу барабана, где и будет наблюдаться внешняя коррозия из-за появления росы. По этой причине подача холодной воды происходит сверху, и как более тяжелая, она опускается в общую массу подогретой воды, в связи с чем происходит перемешивание, и в котле исчезают участки, омываемые наиболее холодной водой.

Указанное относится к отопительным котлам, когда температура обратной воды, идущей из системы отопления, обычно не снижается ниже 30° С. Еще более тяжелые условия получаются, когда жаротрубные водогрейные котлы используются для нагревания воды горячего водоснабжения. В этом случае температура входящей в котел водопроводной воды в зимнее время не превышает 5–7° С, стенки котла начинают покрываться конденсатом, ржавеют и котлы быстро выходят из строя. По этой причине в настоящее время для целей горячего водоснабжения применяются независимое подключение сетей горячего водоснабжения в котельной через поверхностные теплообменники.

В качестве примера будут рассмотрены двухходовой и трехходовой водогрейные котлы ТТ50 и ТТ100 производства компании «Энтропос».

Котлы серии «Термотехник» тип ТТ50 (рис. 5.26) – это двухходовые водогрейные жаротрубные котлы мощностью от 0,21 до 2,0 МВт.

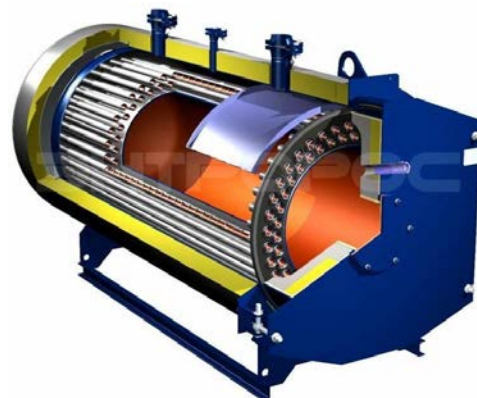
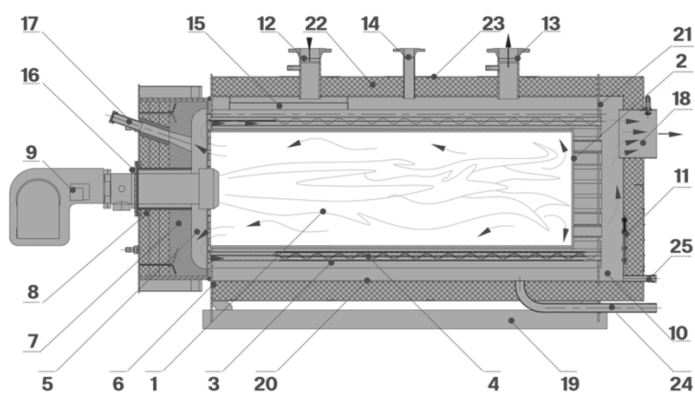


Рисунок 5.26 – Жаротрубный двухходовой водогрейный котел ТТ50:

- 1 – жаровая труба; 2 – плоское анкерное дно; 3 – дымогарные трубы второго хода; 4 – термостойкие интенсификаторы; 5 – поворотная камера; 6 – передний фронт (трубная доска); 7 – футеровка фронтальной дверцы котла; 8 – фронтальная дверца котла; 9 – горелка; 10 – дымовая коробка; 11 – смотровой люк коробки; 12 – патрубок входа теплоносителя; 13 – патрубок выхода теплоносителя; 14 – патрубок аварийной линии; 15 – водонаправляющий элемент; 16 – горелочная плита; 17 – смотровой глазок; 18 – патрубок отвода уходящих газов; 19 – стальные несущие опоры; 20 – обечайка наружного кожуха котла; 21 – задний фронт (трубная доска); 22 – теплоизоляция котла; 23 – облицовочное оцинкованное покрытие; 24 – дренажный патрубок котла; 25 – дренажный патрубок дымовой коробки

Сгорание топлива происходит в камере сгорания, образованной жаровой трубой 1 и плоским анкерным днищем 2. Дымовые газы реверсируют вдоль стенок жаровой трубы 1, возвращаясь в область переднего фронта котла 6. Разворачиваются в поворотной камере 5, образованной передним фронтом 6 и футеровкой фронтальной дверцы 7.

Далее по дымогарным трубам второго хода 3 транспортируются в область заднего фронта 21, при этом отдавая часть своей энергии теплоносителю, циркулирующему в объеме котла, ограниченном жаровой трубой 1, анкерным днищем 2, дымогарными трубами второго хода 3, передним фронтом 6, задним фронтом 21 и обечайкой наружного кожуха котла 20. После выхода из дымогарных труб второго хода 3 отдавшие свою энергию газы поступают в дымовую коробку 10 и через патрубок отвода уходящих газов 18 покидают пределы котла.

При сгорании топлива в камере сгорания, помимо конвективного теплообмена между реверсирующими газами, также эффективно работает излучение, передающее тепло факела стенкам жаровой трубы 1 и далее теплоносителю, циркулирующему в объеме котла. Для усиления конвективного теплообмена в дымогарных трубах второго хода 2 установлены термостойкие интенсификаторы 4, выполненные из качественной нержавеющей стали.

Визуальный осмотр факела, развернутого в жаровой трубе 1, осуществляется через смотровой глазок 17, расположенный на передней стенке фронтальной дверцы котла 8.

Фронтальная дверца котла 8 может полностью открываться с установленной на ней горелкой 9 в любом направлении. При открытой фронтальной дверце обеспечивается доступ для осмотра и чистки внутренних теплообменных поверхностей котла по газовой стороне, таких как дымогарные трубы второго хода 3, жаровая труба 1, передний фронт 6, а также осмотра и замены (при необходимости) термостойких интенсификаторов 4.

Для очистки дымогарных труб второго хода 3 используется специальный комплект для чистки. Отложения продуктов сгорания выталкиваются в дымовую коробку 10, откуда удаляются через смотровой люк дымовой коробки 11. Патрубки входа теплоносителя 12, выхода теплоносителя 13 и патрубков аварийной линии 14 располагаются сверху котла. На патрубках входа и выхода теплоносителя имеются специальные штуцеры для установки датчиков температуры.

На обечайке наружного кожуха котла 20, с водяной стороны, в области расположения патрубка входа теплоносителя 12, располагается водонаправляющий элемент 15. Данный элемент позволяет эффективно организовать движение теплоносителя в объеме котла.

Для монтажа горелки 9 на фронтальной дверце котла 8 используется переходной элемент — горелочная плита 16.

Для равномерного распределения весовой нагрузки котла, заполненного теплоносителем, в конструкции применяются стальные несущие опоры 19.

Для теплоизоляции котла 22 применяются минеральные маты с низким значением коэффициента теплопроводности.

Снаружи котел облицован оцинкованным покрытием 23, что позволяет сохранить эффектный внешний вид на протяжении всего срока службы.

Дренажный патрубок котла 24 расположен в нижней его части и служит для полного или частичного удаления теплоносителя из внутренней полости. Дренажный патрубок дымовой коробки 25 расположен в нижней ее части и служит для удаления конденсата, образовавшегося в котле при пусках из холодного состояния.

Котлы серии «Термотехник» тип ТТ100 (рис. 5.27) – это трехходовые водогрейные жаротрубные котлы мощностью от 1,0 до 20,0 МВт.

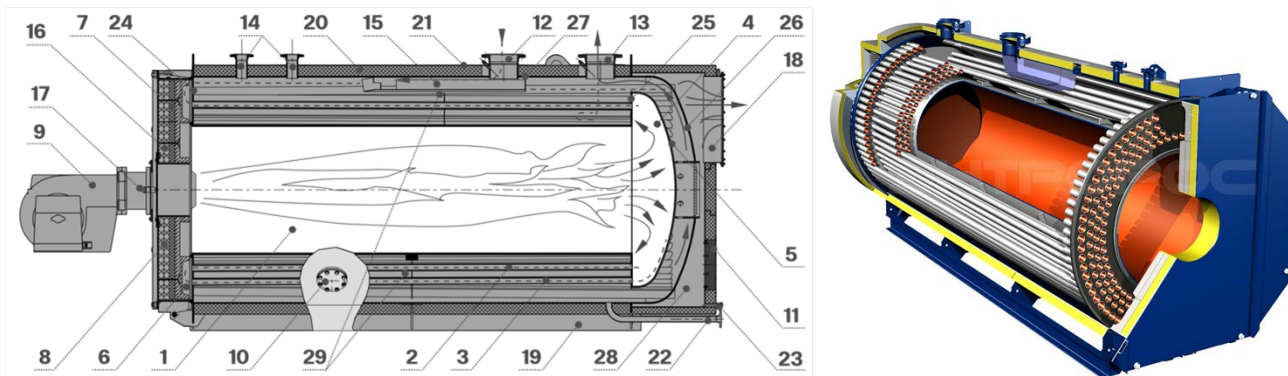


Рисунок 5.27 – Жаротрубный трехходовой водогрейный котел ТТ100:

1 – жаровая труба; 2 – дымогарные трубы второго хода; 3 – дымогарные трубы третьего хода; 4 – первая поворотная камера; 5 – торосферическое дно поворотной камеры; 6 – вторая поворотная камера; 7 – футеровка фронтальной дверцы котла; 8 – фронтальная дверца котла; 9 – горелка; 10 – смотровой люк водяной полости; 11 – смотровой люк дымовой коробки; 12 – патрубок входа теплоносителя; 13 – патрубок выхода теплоносителя; 14 – патрубки аварийной линии; 15 – водонаправляющий элемент; 16 – горелочная плита; 17 – смотровой глазок; 18 – патрубок отвода уходящих газов; 19 – стальные несущие опоры; 20 – теплоизоляция котла; 21 – облицовочное оцинкованное покрытие; 22 – дренажный патрубок котла; 23 – дренажный патрубок дымовой коробки; 24 – передний фронт (трубная доска); 25 – задний фронт (трубная доска); 26 – торосферическое дно корпуса котла; 27 – обечайка наружного кожуха котла; 28 – дымовая коробка; 29 – промежуточные трубные доски

Сгорание топлива происходит в камере сгорания, образованной жаровой трубой 1, задним фронтом 25 и торосферическим днищем поворотной камеры 5. Дымовые газы, образовавшиеся в камере сгорания, разворачиваются в первой поворотной камере 4, образованной задним фронтом 25 и торосферическим днищем поворотной камеры 5, и попадают в дымогарные трубы второго хода 2, по которым перемещаются в область переднего фронта 24, при этом отдавая часть своей энергии теплоносителю, циркулирующему в объеме котла, ограниченном жаровой трубой 1, передним фронтом 24, задним фронтом 25, торосферическим днищем поворотной камеры 5, дымогарными трубами второго хода 2, дымогарными трубами третьего хода 3, обечайкой наружного корпуса котла 27 и торосферическим днищем корпуса котла 26. После выхода из дымогарных труб второго хода 2 отдавшие часть своего тепла газы разворачиваются во второй поворотной камере 6, образованной футеровкой фронтальной дверцы 7 и лицевой стороной переднего фронта 24, и через дымогарные трубы третьего хода 3 двигаются в обратном направлении в сторону торосферического днища корпуса котла 26, также отдавая при этом часть своей тепловой энергии теплоносителю, циркулирующему в объеме котла. После

выхода из дымогарных труб третьего хода 3 газы поступают в дымовую коробку 28, откуда через патрубок отвода уходящих газов 18 покидают пределы котла.

При сгорании топлива в камере сгорания эффективно работает излучение факела, передающее тепло стенкам жаровой трубы 1 и далее теплоносителю, циркулирующему в объеме котла. При движении газа по трубам второго хода 2 и трубам третьего хода 3 передача тепла теплоносителю осуществляется конвекцией.

Визуальный осмотр факела, развернутого в жаровой трубе, осуществляется через смотровой глазок 17, расположенный на передней стенке фронтальной дверцы котла 8.

Фронтальная дверца котла 8 может полностью открываться с установленной на ней горелкой 9 в любом направлении. При открытой фронтальной дверце обеспечивается доступ для осмотра и чистки внутренних теплообменных поверхностей котла по газовой стороне, таких как дымогарные трубы второго хода 2, дымогарные трубы третьего хода 3, жаровая труба 1, передний фронт 24.

Для очистки дымогарных труб второго хода 2 и дымогарных труб третьего хода 3 используются специальные комплекты для чистки. При очистке дымогарных труб второго хода 2 отложения продуктов сгорания выталкиваются в первую поворотную камеру 4, откуда удаляются через жаровую трубу 1, внутренняя поверхность которой становится доступна для осмотра и чистки при открывании фронтальной дверцы котла 8. При чистке дымогарных труб третьего хода 3 отложения продуктов сгорания выталкиваются в дымовую коробку 28, откуда удаляются через смотровой люк дымовой коробки 11.

В верхней части котла расположен смотровой люк водяной полости 10. Данный люк предназначен для осмотра внутренних теплообменных поверхностей котла по водяной стороне.

Патрубки входа теплоносителя 12, выхода теплоносителя 13 и патрубки аварийной линии 14 располагаются сверху котла. На патрубках входа и выхода теплоносителя имеются специальные штуцеры для установки датчиков температуры.

На обечайке наружного кожуха котла 27, с водяной стороны, в области расположения патрубка входа теплоносителя 12 располагается водонаправляющий элемент 15. Данный элемент позволяет эффективно организовать движение теплоносителя в объеме котла.

Для монтажа горелки 9 на фронтальной дверце котла 8 используется переходной элемент – горелочная плита 16.

Для равномерного распределения весовой нагрузки котла, заполненного теплоносителем, в конструкции применяются стальные несущие опоры 19. Котел на данных опорах может быть размещен на ровном, прочном полу без устройства дополнительного фундамента.

Для теплоизоляции котла 20 применяются минеральные маты с низким значением коэффициента теплопроводности. Снаружи котел облицован оцинкованным покрытием 21, что позволяет сохранить эффектный внешний вид на протяжении всего срока службы.

Дренажный патрубок котла 22 расположен в нижней его части и служит для полного или частичного удаления теплоносителя из внутренней полости. Дренажный патрубок дымовой коробки 23 расположен в нижней ее части и служит для удаления конденсата, образовавшегося в котле при пусках из холодного состояния.

В верхней части котла на обечайке наружного кожуха 27 имеются специальные грузоподъемные проушины, являющиеся местами строповки при перемещении котлов, их погрузке и выгрузке.

Следует отметить, что трехходовая схема газового тракта котла с низкой теплонапряженностью камеры сгорания обеспечивает удобную настройку режимов горения котла и минимизирует содержание NO_x в уходящих дымовых газах.

Контрольные вопросы

1. Конструкция и технические характеристики котлов типа ДКВР.
2. Конструкция и технические характеристики котлов типа ДЕ.
3. Конструкция и технические характеристики котлов типа КВГМ-4; 6,5; 10; 20; 30.
4. Конструкция и технические характеристики котла ПТВМ-30.
5. Конструкция и технические характеристики котла ПТВМ-50.
6. Конструкция и технические характеристики котла ТТ200.
7. Конструкция и технические характеристики котла ТТ50; ТТ100.

6. ТОПОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА ДЛЯ ГАЗА, МАЗУТА И ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Топочные устройства для твердого топлива

В данном пособии в качестве твердого топлива будет рассмотрено использование древесной щепы.

Сжигание щепы производится слоевым способом.

Топка с неподвижным слоем может быть ручной, полумеханической или механической с цепной решеткой.

Механической топкой называют слоевое топочное устройство, в котором все операции (подача топлива, удаление шлака) выполняются механизмами. При обслуживании полумеханических топков наряду с механизмами используется ручной труд.

Наиболее часто используются наклонные и наклонно-переталкивающие решетки (рис. 6.1).

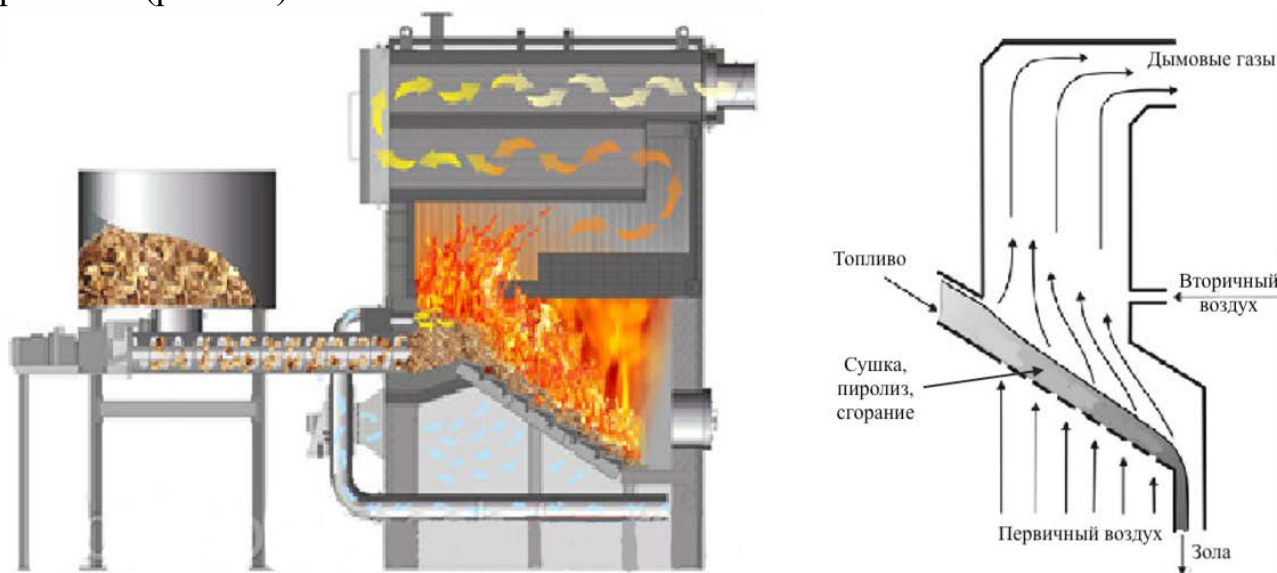


Рисунок 6.1 – Топочные устройства с наклонной и наклонно-переталкивающей решетками

В основном, неподвижная решетка устанавливается в топке под таким углом, который обеспечивает движение топлива вдоль решетки вниз с зоны подсушки до зоны горения углерода (кокса) за счет силы тяжести. Угол наклона неподвижной решетки примерно равен углу естественного откоса используемого топлива. В зависимости от топлива и конструкции элементов решетки рекомендуются следующие углы наклона решеток:

- колосниковая наклонная решетка для сжигания воздушно-сухого кускового торфа, опилок и щепы: $32^{\circ} - 36^{\circ}$;
- решетка, при сжигании опилок: $38^{\circ} - 40^{\circ}$;
- ступенчатая решетка для сжигания кускового торфа: 30° .

Колосниковая наклонная решетка состоит из ориентированных по направлению движения топлива элементов решетки или колосников, а ступенчатая решетка – из расположенных поперек движения топлива ступенек. Ступенчатая решетка особенно хорошо подходит для сжигания опилок и влажного топлива.

По сравнению с неподвижными решетками, решетки с подвижным полотном позволяют за счет движения элементов решетки лучше контролировать продвижение топлива и получать более равномерное распределение слоя топлива на решетке, что в конечном итоге приводит к более эффективному процессу горения и снижению содержания вредных выбросов (особенно CO) в дымовых газах. Характерным примером топки с механической решеткой является топка «TRF» шведской фирмы «KMW ENERGI AB», движение элементов решетки которой осуществляется в шахматном порядке, что обеспечивает продвижение и равномерную толщину слоя топлива (рис. 6.2).

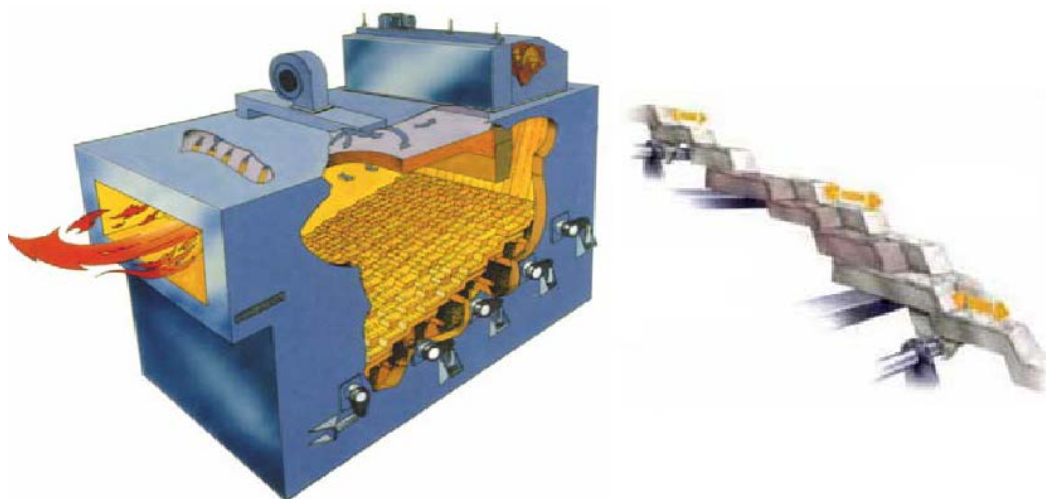


Рисунок 6.2 – Топка TRF шведской фирмы KMW ENERGI AB

Данная топка не содержит поверхностей нагрева, обеспечивая, таким образом, возможность сжигания влажного топлива (35–55 %). Керамические поверхности топки охлаждаются воздухом, подаваемым на горение, что приводит к предварительному его подогреву и одновременно к улучшению условий горения.

Для сжигания высоковлажного топлива поверхности топки, как правило, должны быть неохлаждаемыми, они изготавливаются из керамических материалов. Рабочая температура этих поверхностей достаточно высока, чтобы подводимое от них излучением тепло обеспечивало сушку топлива, выделение летучих и создание подходящих условий для горения как на решетке, так и в зоне горения летучих. При кратковременном сжигании сухого топлива в таких неохлаждаемых топках происходит быстрый рост температуры как в слое топлива, так и в топочном объеме. В результате может начаться процесс плавления золы, шлакование зазоров и самой решетки, а также повреждение обмуровки топки или даже ее расплавление.

Топочные устройства для жидкого и газообразного топлива

В качестве жидкого топлива для отопительных котлов применяется в основном мазут. В качестве аварийного и резервного используется дизельное топливо.

Для того чтобы сжечь жидкое топливо, его необходимо предварительно распылить для улучшения условий испарения, поскольку при сжигании топлива горят газообразные продукты его испарения.

Для распыливания и ввода жидкого топлива в топку используют специальные устройства, называемые форсунками.

Топка для сжигания жидкого топлива состоит из топочной камеры, экранных поверхностей нагрева и форсунок.

Топочная камера и экранные поверхности нагрева при сжигании жидкого топлива выполнены так, что низ камеры ограничен горизонтальным или слегка наклонным поддоном. Сама камера выполнена относительно меньших размеров, так как жидкое топливо можно сжигать при значительно более высоком тепловом напряжении топочного пространства. В водотрубных котлах небольшой паропроизводительности «под» топки часто не экранируют, чтобы упростить выполнение экранной системы.

Газомазутные горелочные устройства должны обеспечивать оптимальные условия для правильного смешения топлива с воздухом, горения смеси и передачи теплоты от факела к тепловоспринимающим поверхностям нагрева. К ним предъявляются следующие основные требования:

- длина горящего факела не должна превышать значения, определяемого размерами топочной камеры;
- значения коэффициента избытка воздуха должны выбираться такими, чтобы обеспечивалась минимальная потеря теплоты от химической неполноты сгорания, и при этом содержание токсичных и коррозионно-активных соединений в топочных газах не превышало предельно-допустимых значений;
- температурные и скоростные поля в различных сечениях топки должны быть максимально выровнены с тем, чтобы не было локальных перегревов экранных поверхностей нагрева, вызываемых постоянным омыванием факелом отдельных экранных труб котла или чрезмерным приближением факела к экрану.

Газовые горелки различаются по способу смешения сжигаемого газа с воздухом. Существуют следующие основные группы горелочных устройств.

К *первой группе* относятся горелочные устройства, газ и воздух в которых предварительно не смешиваются и подаются в топку раздельными потоками. От условий последующего смешения газа с воздухом в самом факеле зависит длина диффузионного факела, а также его светимость при сжигании богатых углеводородами газов.

Ко *второй группе* относятся горелочные устройства, которые обеспечивают поступление в зону горения потока газозоудшной смеси,

содержащей весь необходимый для горения воздух, но конструкция (длина) смесителя обеспечивает только предварительное грубое смешение газа с воздухом. Последующее более тонкое смешение происходит одновременно с горением, т. е. в самом факеле.

К *третьей группе* относятся горелки, в которых весь воздух предварительно хорошо смешивается с газом в специальных смесителях до поступления в топку, а горение турбулентной газовой струи происходит в сравнительно коротком, слабосветящемся факеле.

Кроме этих трех основных методов сжигания газа, применяется ряд промежуточных методов (например, сжигание газа в подовых, плоскопламенных и других горелках), отличающихся друг от друга степенью завершенности смешения газа с воздухом.

Конструкции и характеристики форсунок

В зависимости от способа распыливания жидкого топлива, в частности, мазута форсунки бывают:

- механические (распыл за счет давления мазута);
- паровые (распыл за счет давления паровой струи);
- паромеханические (комбинированный распыл за счет давления мазута и пара);
- воздушные высоконапорные или низконапорные (распыл за счет давления воздуха);
- ротационные (распыл за счет центробежных сил, создаваемых вращающимися элементами форсунки).

Совершенство конструкции любой форсунки оценивается по тонкости и однородности распыливания, которые форсунка может обеспечивать. Важным качеством является возможный предел регулирования форсунки, то есть ее минимальная производительность, при которой сохраняется высокое качество распыливания.

Достоинство *механических форсунок* является простота их конструкции. Недостатком же их является резкое ухудшение качества распыливания при снижении давления мазута до 1,0-1,2 МПа, что не позволяет снижать производительность форсунки более, чем до 75-80 % от номинальной. Регулирование нагрузки котла с механическими форсунками по этой причине производится отключением или включением различного количества горелок. Такой способ регулирования работы котла исключает возможность постоянного поддержания в топочной камере минимальных избытков воздуха, необходимых для предотвращения образования окислов, определяющих скорость коррозии холодных конвективных поверхностей нагрева.

Паровые форсунки проще механических по конструкции и в обслуживании. Пределы регулирования паровых форсунок значительно выше, что является большим их достоинством, особенно для котлов, работающих с переменным графиком нагрузки. Однако, наряду с этими достоинствами, паровые форсунки имеют недостаток, заключающийся в большом расходе пара

на распыливание, достигающем 2–3 % всего пара, вырабатываемого котлом. Кроме того, расширение паровой струи в форсунке сопровождается сильным шумом.

Широкое распространение получили так называемые *паромеханические форсунки*, которые работают при умеренном давлении мазута 1,6–2,0 МПа. Обеспечение широкого диапазона регулирования такого типа форсунок (10–100 %) достигается сравнительно незначительным дополнительным расходом пара на распыливание (до 0,05 кг/кг мазута).

Распыливание мазута может также производиться воздухом достаточно высокого давления. Однако такого типа форсунки не получили большого распространения, так как в этом случае необходимо иметь специальные воздушные компрессоры, наличие которых неоправданно усложняет и снижает надежность эксплуатации котельных. В установках малой мощности применяются форсунки с распыливанием мазута посредством воздуха низкого давления, которое могут обеспечивать обычные дутьевые вентиляторы.

В воздушных распылителях низкого давления эффективное распыливание достигается при пропуске через форсунки всего воздуха, необходимого для полного сгорания мазута. По существу, воздушная форсунка низкого давления представляет собой горелку, в которой воздушный регистр органически сочетается с распылителем.

К достоинствам *ротационных форсунок* можно отнести бесшумность в работе, широкий диапазон регулирования, а также экономичность их эксплуатации, так как расход энергии на распыливание значительно ниже, чем при механическом, паровом или воздушном распыливании. В них распыливание жидкого топлива осуществляется за счет сбрасывания пленки мазута с быстро вращающегося стакана, на который вытекает мазут, подаваемый под небольшим давлением. Ротационные форсунки при низком давлении мазута (не выше 0,4 МПа) имеют широкий диапазон регулирования – от 10 до 100 % номинальной производительности.

Горелочные устройства выполняются, как правило, комбинированными, обеспечивающими сжигание как газа, так и мазута (раздельно или совместно) с применением форсунок различного типа.

Механические форсунки.

В механических форсунках для распыливания мазута используется кинетическая энергия струи жидкого топлива, которое подается к форсункам специальным насосом под давлением от 1,0 до 3,5 МПа.

Механические форсунки ОН-521 и ОН-547 (рис. 6.3) предназначены в основном для котлов малой и средней мощности; вязкость топлива для них не должна превышать 3–4° ВУ, а фильтрация топлива должна производиться через сетку 0,5х0,5 мм для форсунок с диаметром сопла менее 2,5 мм и через сетку 1х1 мм для форсунок с диаметром сопла более 2,5 мм.

Диапазон регулирования механических форсунок по производительности составляет 70–100 % при давлении топлива 2,0 МПа и 55–100 % при давлении топлива 3,5 МПа.

Выпускаются два типа механических форсунок: малые и средние. Форсунки поставляются в собранном виде.

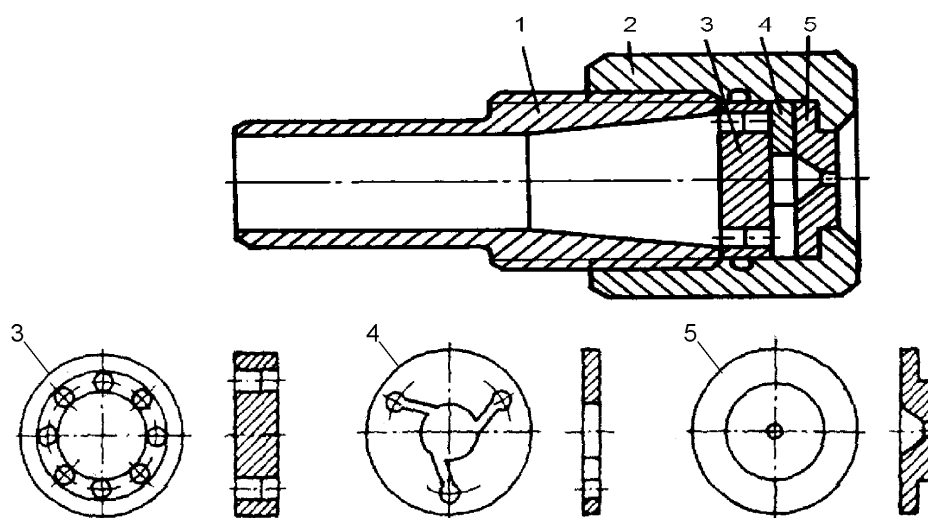


Рисунок 6.3 – Механические форсунки ОН-521, ОН-547:

1 – ствол; 2 – накидная гайка; 3 – распределительная шайба; 4 – диск камеры завихрения; 5 – сопловой диск

Принцип работы данных форсунок заключается в следующем. Топливо по стволу 1 подается в головку форсунки, где пройдя через распределительную шайбу 3 направляется в диск камеры завихрения 4. Под действием центробежных сил происходит закручивание потока топлива с увеличением его скорости, после оно подается через сопловый диск 5 в топку для последующего сжигания.

Паровые и пневматические форсунки

В паровых и пневматических форсунках дробление топлива осуществляется за счет кинетической энергии пара или воздуха. Основными показателями работы являются качество дробления и расход распыливающего агента на распыливание 1 кг топлива. Взаимодействие потоков топлива и распыливающего агента в форсунках этого типа осуществляется как внутри форсунки, так и за ней. Эффективность работы форсунок зависит от поверхности соприкосновения взаимодействующих потоков. Чем больше поверхность соприкосновения, тем эффективней работа форсунок (выше качество дробления, ниже удельный расход распыливающего агента).

В паровых форсунках ОСТ 108.836.04-80 (рис. 6.4) топливо подается по нормали к паровой струе через кольцевой зазор, образованный соплом 1 и диффузором распыливающей головки 2. Пар поступает по центральному отверстию распыливающей головки 2, имеющему форму сопла Лавала. Дальнейшее движение топливно-паровой смеси происходит в расширяющемся канале диффузора до выхода его из отверстий насадки 3.

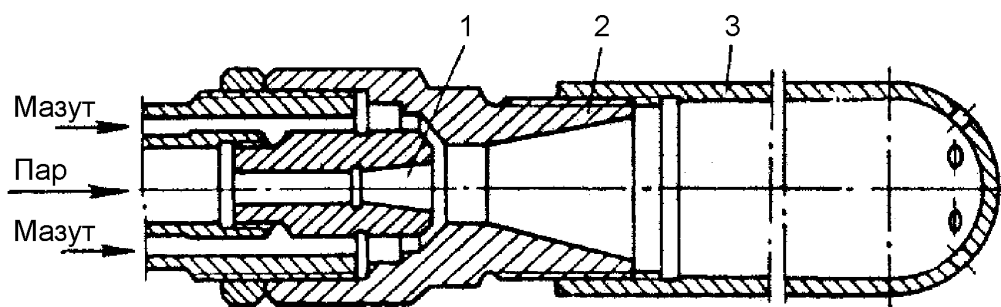


Рисунок 6.4 – Головка паровой форсунки по ОСТ 108.836.04-80:
1 – сопло; 2 – распыливающая головка; 3 – насадка

Предусмотрено шесть типоразмеров форсунок с пропускной способностью 60-1800 кг/ч (с максимальной пропускной способностью по типоразмерам 125, 240, 850, 1225, 1650, 1800 кг/ч); давление пара 0,4–2,5 МПа, давление мазута 0,05 МПа.

Опыт эксплуатации этих форсунок показал, что удовлетворительное качество распыливания достигается при давлении пара не ниже 1,2–1,3 МПа. Удельный расход пара на распыливание составляет 0,3 кг/кг. Для уменьшения длины факела устанавливают многосопловую насадку. За счет сопротивления насадки давление топлива должно быть увеличено до 0,4 - 0,5 МПа.

Отрицательными моментами при использовании в качестве распыливающего агента пара являются увеличение потерь тепла с уходящими газами и усиление действия сернокислотной коррозии. Поэтому часто в качестве распыливающего агента используют сжатый воздух; при этом воздух не только распыливает топливо, но и участвует в первичной подготовке топливовоздушной смеси. В значительной степени расход воздуха зависит от его давления. Поэтому различают форсунки низконапорные (при давлении воздуха 0,002–0,008 МПа), средненапорные (0,02–0,1 МПа) и высоконапорные (0,2–0,8 МПа).

Паровые форсунки могут быть использованы в качестве высоконапорных пневматических. При работе форсунок на сжатом воздухе удельный расход воздуха на распыливание топлива составляет 0,8 кг/кг.

Паромеханические и пневмомеханические форсунки.

Устранение основного недостатка механических форсунок – малого диапазона регулирования производительности – достигается применением комбинированного паропневмомеханического распыливания мазута.

В паромеханических и пневмомеханических форсунках за топливным завихрителем, с внешней стороны форсунки, устанавливается паровой или воздушный завихритель. На нагрузках 100-70 % пар (воздух) не подается в форсунку, и она работает как простая механическая. На нагрузках ниже 70 % для вторичного дробления капель (пленки) топлива в паровой или воздушный завихритель подается распыливающий агент с постоянным давлением, не зависящим от нагрузки.

Паровой или пневматический завихритель может быть выполнен с топливным завихрителем как в одной детали, так и отдельно. Преимуществом

раздельного исполнения является замена топливного завихрителя как более быстро изнашивающегося без замены парового или пневматического.

Для паро- и пневмомеханических форсунок удельный расход распыливающего агента составляет 0,02–0,06 кг/кг. В форсунках с внутренним взаимодействием потоков увеличение давления и расхода одного потока уменьшает (из-за противодействия) расход другого.

При постоянном давлении распыливающего агента с увеличением давления топлива сокращается расход распыливающего агента; расход распыливающего агента прекратится, когда противодействие будет равно давлению распыливающего агента.

Для котлов малой мощности используются паромеханические форсунки для горелок ГМГ-М и ГМГБ (рис. 6.5).

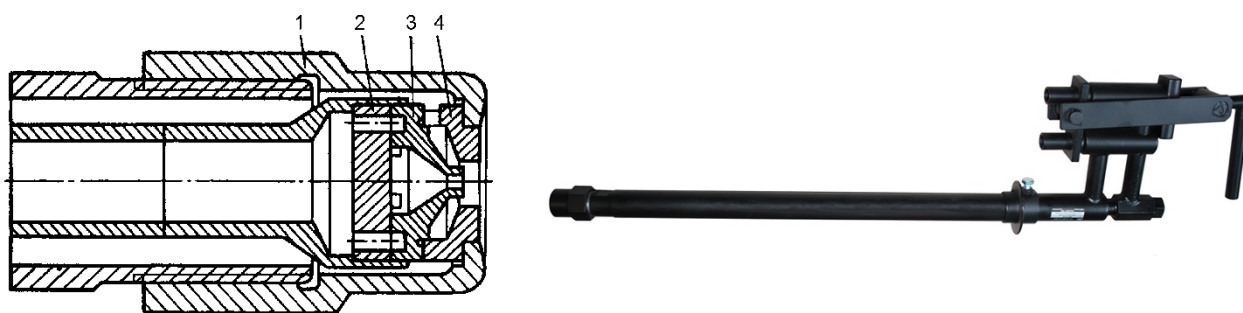


Рисунок 6.5 – Головка паромеханической форсунки горелки ГМГ-М:

1 – накидная гайка; 2 – шайба распределительная; 3 – завихритель топливный;
4 – завихритель паровой

В кольцевом пазу наконечника топливопровода установлена распределительная шайба 2, к ней примыкает топливный завихритель 3, а к нему – паровой завихритель 4. Плотность прилегающих поверхностей всех трех элементов (при высоком качестве обработки их) обеспечивается стяжной накидной гайкой 1 головки, закручиваемой на резьбу ствола форсунки. Топливные завихрители – трехканальные, пропускной способностью по мазуту 165 кг/ч (при давлении топлива 1,6 МПа), 220, 435 и 530 кг/ч (при давлениях топлива 2,0 МПа). Паровой завихритель – трехканальный, давление распыливающего пара 0,1–0,2 МПа. Диапазон регулирования форсунок по производительности 20-100 %.

Топливо в форсунках данного типа подается аналогично механическим форсункам, но перед тем как попасть в топку, оно под действием пара, который подается между топливным 3 и паровым 4 завихрителями, увеличивает свою скорость и с более высоким качеством распыла подается в топочное пространство.

Ротационные форсунки

К комбинированным форсункам могут быть отнесены и ротационные форсунки.

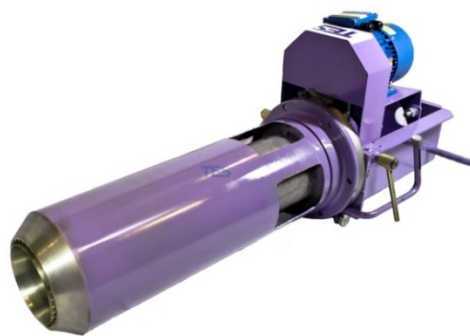
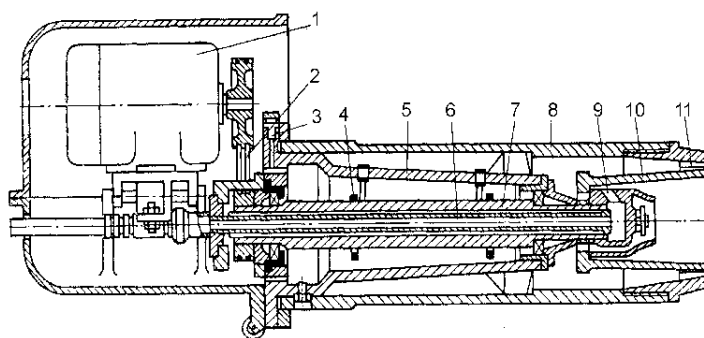


Рисунок 6.6 – Ротационная форсунка газомазутной горелки РГМГ:
 1 – электродвигатель; 2 – клиноременная передача; 3 – воздушник;
 4 – маслоразбрызгивающее кольцо; 5 – корпус масляной ванны;
 6 – топливоподающая труба; 7 – полый вал; 8 – корпус; 9 – гайка-питатель;
 10 – распыливающий стакан; 11 – завихритель первичного воздуха

В ротационных форсунках (рис. 6.6) дробление и подача топлива в топку осуществляются вращающимися элементами. Наиболее распространенными являются ротационные форсунки с вращающимся стаканом 10. Наружный диаметр стакана обычно имеет размеры 70-90 мм. Внутренняя полость выполняется с расширением под углом $5-6^\circ$ со срезом на конце к наружной образующей под углом 30° . Стакан прикрепляется к валу 7 и вращается электродвигателем 1 через клиноременную передачу 2 или турбиной с частотой вращения 4000–5000 об/мин. Топливо подается либо через полый вал 7 либо через топливопровод внутри вала к насадкам, проходящими через корпус масляной ванны 5, оттуда в свою очередь – на стенку стакана 10 через гайку-питатель 9. Преимуществами ротационных форсунок являются отсутствие сопел как дозирующих элементов, насосов высокого давления и фильтров тонкой очистки. Ими можно эффективно распыливать топливо с вязкостью до 15°ВУ . Необходимое давление топлива равно сопротивлению топливопровода. Ротационные форсунки целесообразней применять в маломощных установках, так как центробежные форсунки в них работают ненадежно (засорение сопел при малых его отверстиях).

Пленка топлива обрывается со стакана под углом 90° к оси форсунки. Для придания формы факелу, а также для дополнительного воздействия на пленку топлива к стакану необходим подвод части воздуха с некоторым избыточным давлением. Этот воздух называется первичным и подается через завихритель 11, он составляет 10–20 % общего количества воздуха, подаваемого на горение. Остальной воздух – вторичный – подается либо через кольцевой зазор за счет разрежения, либо от отдельного вентилятора. В форсунках малой мощности вентилятор располагают на одной оси с распылителем, в форсунках средней и большой мощности – отдельно. В качестве приводов вентиляторов используют электродвигатели, паровые, воздушные и гидравлические турбины.

При использовании воздушной турбины воздух на выходе из турбины направляется в горелку в качестве первичного воздуха. Воздух на горелку, разделенный на первичный и вторичный, поступает от отдельно стоящего вентилятора, вторичный воздух закручивается.

Конструкции и характеристики горелок

Подовые горелки

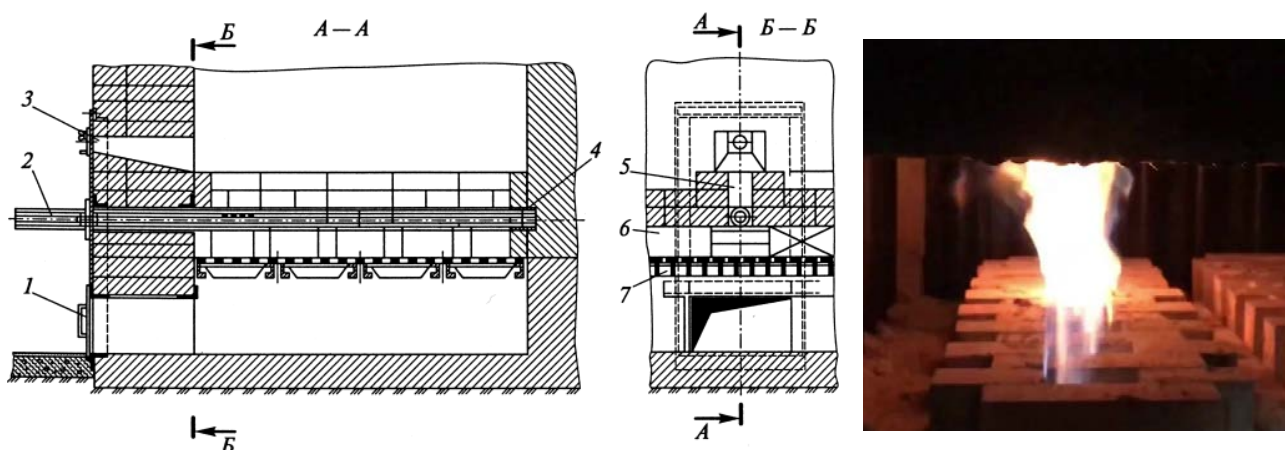


Рисунок 6.7 – Подовая горелка:

- 1 – регулятор воздуха; 2 – горелка; 3 – смотровое окно;
4 – центрирующий стакан; 5 – горизонтальный тоннель;
6 – выкладка из кирпича; 7 – колосниковая решетка

В наиболее широко распространенном конструктивном оформлении (рис. 6.7) подовая горелка 2 состоит из газового коллектора – стальной трубы с двумя рядами газовыпускных отверстий, просверленных в шахматном порядке под углом 90° друг к другу, и кладки из огнеупорного кирпича 6, образующей щелевидный туннель-стабилизатор (он же смеситель). Воздух для горения поступает из поддувального пространства через регулятор воздуха 1 в туннель за счет разрежения в топке или подается вентилятором. Для равномерного распределения воздуха по длине туннеля служит колосниковая решетка 7 (или стальной перфорированный лист), на которой устанавливаются на ребро кирпичи с шагом 250 мм, образующие воздухоподводящие каналы. Сверху эти кирпичи по всей площади колосников, кроме щели, перекрываются несколькими слоями кирпича плашмя. Неплотности в горизонтальных рядах кирпичей ведут к росту коэффициента избытка воздуха α и появлению химической неполноты сгорания. Туннель 5 выкладывают по деревянному шаблону из шамотного кирпича класса А с минимальной толщиной швов. Температура поверхностей туннеля составляет $900\text{--}1200^\circ\text{C}$.

Газовый коллектор располагают строго по оси туннеля. Его температура при тщательной наладке достигает 350°C , повышаясь при неблагоприятных условиях до $500\text{--}700^\circ\text{C}$, что приводит к его короблению, неравномерности поступления воздуха и удлинению факела. При нормальной работе горение газа происходит на расстоянии $20\text{--}40$ мм от коллектора у стенок туннеля, по длине которого отдельные факелы сливаются в общий факел высотой $0,8\text{--}1,5$ м.

Горелки вертикальные щелевые

Горелки конструкции Ленгипроинжпроекта по способу подачи компонентов и качеству подготовки газозвоздушной смеси идентичны подовым. По результатам государственных испытаний рекомендованы для использования на котлах, на которых они уже установлены, а также при отсутствии в котельных давления газа более $0,1 \text{ кгс/см}^2$. Длина факела $0,9 \text{ м}$, разрежение в топке $1-3 \text{ кгс/м}^2$.

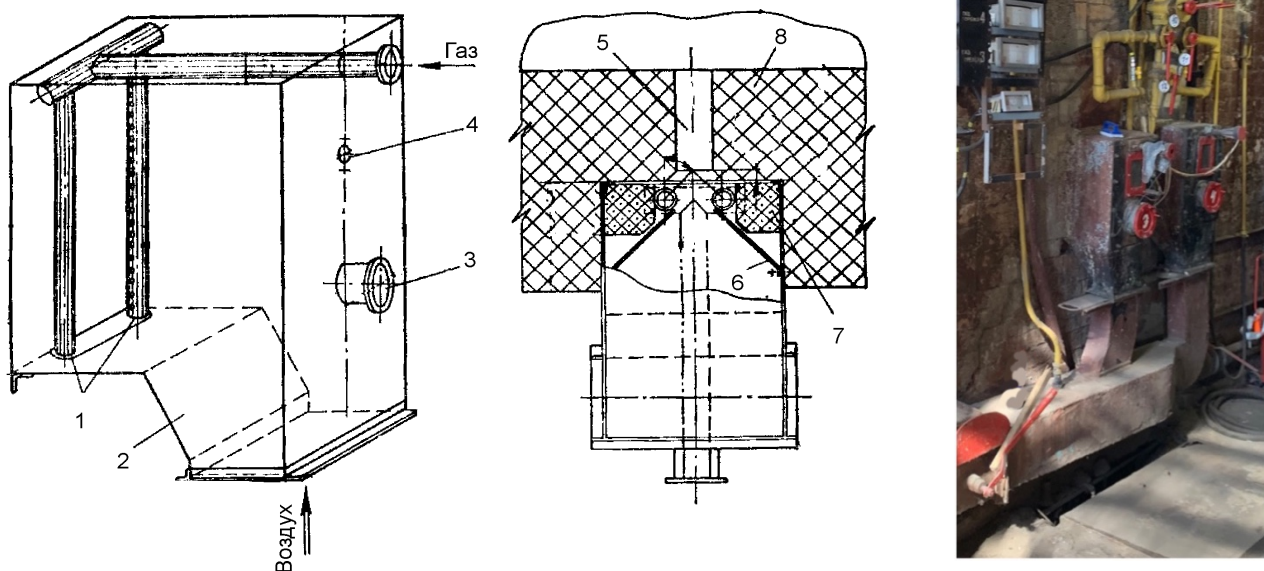


Рисунок 6.8 – Горелка вертикальная щелевая:

1 – газовый коллектор; 2 – воздушный короб; 3 – лючок для введения запальника; 4 – смотровой глазок; 5 – щелевой туннель; 6 – направляющая воздушная перегородка; 7 – огнеупорная масса; 8 – стена топки

Горелка (рис. 6.8) состоит из воздушного короба 2, двух газовых коллекторов 1 с одним рядом газовыпускных отверстий и прямоугольного, вертикально расположенного в кладке стены котла 8 туннеля-стабилизатора 5, являющегося одновременно смесителем. Струйки газа, выходящие из отверстий под углом 90° друг к другу, перемешиваются в смесителе с воздухом, скорость которого по всей высоте туннеля выравнивается направляющими. Ширина туннеля и расстояние в свету между коллекторами приняты одинаковыми и равными 80 мм . Задняя стенка короба съемная, что позволяет вынимать подводящий газопровод с газовыми коллекторами для ремонта и осмотра без демонтажа короба.

Горелки Г-0,4 и Г-1,0

Горелки газовые предназначены для использования в топках котлов, работающих под наддувом $20-50 \text{ кгс/м}^2$, например Е-0,4-9Г и Е-1-9 или с разрежением $2-3 \text{ кгс/м}^2$, например Е-1/9-1Г. При установке перед горелкой двух параллельных электромагнитных клапанов может работать в ступенчатом (двухпозиционном) режиме регулирования тепловой мощности

(100 или 40-50 %). Расход воздуха, поступающего от индивидуального вентилятора, и воздушный короб регулируются заслонкой на воздуховоде котла.

Газовая часть горелки (рис. 6.9) состоит из коллектора с газовыпускными отверстиями 11 и расположенной внутри него газовой запальной трубки 12, к которой газ подается по самостоятельному газопроводу через блок соленоидов автоматики. Зажигание газа, выходящего из запальной трубки, осуществляется искрой между запальным электродом 6 и корпусом горелки при подаче тока высокого напряжения от трансформатора зажигания. Для стабилизации пламени запальника на расстоянии ~ 30 мм от его торца на трех стержнях закреплен стабилизирующий диск 7.

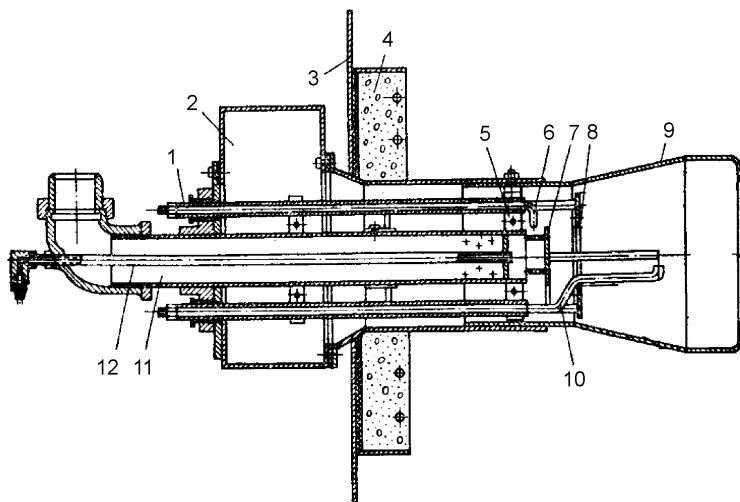


Рисунок 6.9 – Горелка типа Г:

- 1 – фарфоровая трубка; 2 – воздушный короб; 3 – фронтный лист;
 4 – тепловая изоляция; 5 – фиксирующий хомут; 6 – запальный электрод;
 7 – стабилизирующий диск; 8 – стабилизирующая шайба; 9 – смеситель;
 10 – контрольный электрод; 11 – коллектор с газовыпускными отверстиями;
 12 – газовая запальная трубка

При наличии устойчивого запального факела через контрольный электрод 10, омываемый пламенем, поступает сигнал на подачу газа в коллектор, из которого газ выходит через несколько рядов отверстий, просверленных на боковой поверхности в шахматном порядке под углом 90° к потоку воздуха. Воспламеняется газозвушная смесь от запального пламени, которое совместно со стабилизирующей шайбой 8 (телом плохо обтекаемой формы на пути движения потока смеси) обеспечивают надежную стабилизацию факела горелки на любых режимах ее работы. К котлу горелка крепится с помощью фронтного листа 3, покрытого со стороны топки тепловой изоляцией.

Инжекционные горелки (ИГК)

Инжекционные горелки конструкции МосгазНИИ проекта (рис. 6.10) имеют встроенный пластинчатый стабилизатор пламени 1. Пластины расположены в пакете с промежутками 1,5 мм, что позволяет снижать давление газа перед горелкой до $300-400 \text{ кгс/м}^2$ без опасения проскока пламени. Стержни диаметром 5 мм, на которые нанизываются пластины и шайбы, представляют

собой тела плохо обтекаемой формы – стабилизаторы, предотвращающие отрыв пламени в заданном диапазоне регулирования.

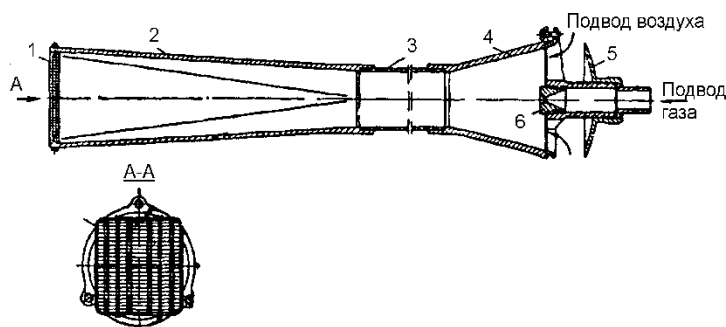


Рисунок 6.10 – Инжекционная газовая горелка ИГК:

1 – стабилизатор; 2 – конфузур; 3 – горловина (смеситель);
4 – насадка (диффузор); 5 – регулятор воздуха; 6 – сопло

Во время нормальной работы горелок пластины стабилизатора 1 охлаждаются потоком газозвушной смеси, проходящей через конфузур, воздушная заслонка находится в положении «открыто», и это положение не меняется. При выключении горелки воздушную заслонку оставляют открытой, чтобы через горелку просасывался воздух и охлаждал пластины.

Горелки инжектируют весь воздух, проходящий через регулятор 5, необходимый для сгорания газа, при разрежении в топке 1-2 кгс/м². Наличие в топке хотя бы небольшого противодавления приводит к снижению инжекционной способности горелки и перегреву пластин стабилизатора. При увеличении зазора между пластинами вследствие плохого их качества или из-за коробления происходит проскок пламени, и стабилизатор разрушается. Воздушная заслонка горелки используется в основном для снижения шума, и ее внутренняя поверхность оклеена слоем шумопоглощающего материала. В эксплуатационных условиях наблюдается засорение зазоров между пластинами, что приводит к снижению инжекционной способности горелки и появлению неполноты сгорания газа.

Горелки ГМГ-М

Горелки комбинированные – газомазутные, короткофакельные предназначены в основном для котлов ДКВр (рис. 6.11). Горелки изготавливаются четырех типоразмеров мощностью 1,74; 2,32; 4,65 и 5,81 МВт.

В горелках двухзонная подача воздуха: воздух распределен на первичный и вторичный (основной). На выходе из горелки вторичный воздух закручивается аксиальным воздухозакручивающим устройством 3 с двенадцатью прямыми лопатками, расположенными под углом 45° к оси горелки. Первичный воздух закручивается аксиально-тангенциальным завихрителем 4, состоящим из шестнадцати наклонных лопаток.

При работе на мазуте шиберы первичного воздуха всегда открыты полностью. Первичный воздух подается к корню факела – к головке форсунки – для поджигания топливоздушной смеси. Доля первичного воздуха составляет 15-20 % общего количества воздуха. Вторичный воздух регулируется в зависимости от давления топлива шиберами вторичного воздуха.

Форсунки 2 горелок паромеханические. Пар с давлением 0,15-0,20 МПа для вторичного дробления капель топлива подается в форсунки при давлениях топлива менее 1,0 МПа. При давлениях топлива более 1,0 МПа форсунки работают в режиме механического распыливания.

Преимуществом горелок является сравнительно низкое сопротивление по воздуху, устойчивое горение топлив в широком интервале нагрузок с обеспечением сравнительно низких избытков воздуха на низких нагрузках.

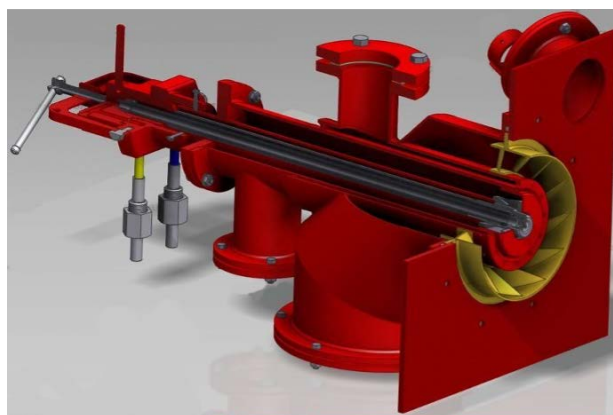
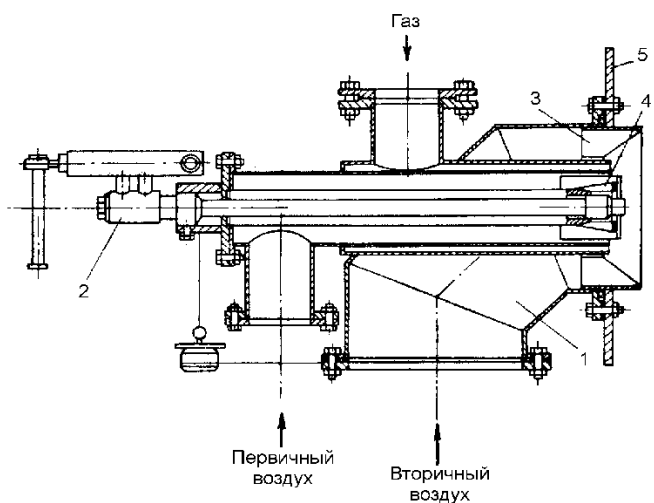


Рисунок 6.11 – Газомазутная горелка ГМГ-М:

- 1 – корпус горелки; 2 – форсунка; 3 – аксиальное воздухозакручивающее устройство основного (вторичного) воздуха;
- 4 – аксиально-тангенциальный завихритель первичного воздуха;
- 5 – горелочная плита

Горелки типа ГМ (ГМП)

Горелки типа ГМ (рис. 6.12) разработаны на основе однозонного аксиального воздушнонаправляющего устройства с профильными лопатками. Раздача газа периферийная, форсунки паромеханические. Предназначены для котлов серии ДЕ (ДЕ-4-14ГМ, ДЕ-6,5-14ГМ, ДЕ-10-14ГМ, ДЕ-16-14ГМ).

Горелка типа ГМП-16 (рис. 6.13) комбинированная – газомазутная, с предварительной газификацией мазута, предназначена для котлов ДЕ-25-14ГМ, изготавливается одного типоразмера – на 18,5 МВт.

Процесс сжигания жидкого топлива сводится к однофазному газовому горению в топке, минуя предварительные стадии подготовки топлива (подогрев, испарение). Предварительные стадии осуществляются в камере газификации за счет тепла, выделяющегося при сжигании в камере газификации мелкодисперсных капель топлива. При этом в топочной камере уменьшаются локальные тепловые нагрузки экранов. Характерными для горелок этого типа

являются ускорение реакции горения, уменьшение сажеобразования и расширение диапазона регулирования.

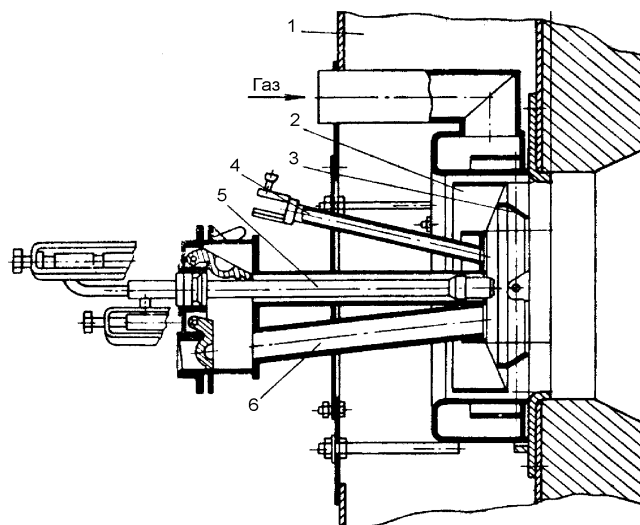


Рисунок 6.12 – Газомазутная горелка ГМ-7:
 1 – воздушный короб; 2 – завихритель воздуха; 3 – стабилизатор;
 4 – место установки фотодатчика; 5 – форсунка;
 6 – место установки резервной форсунки

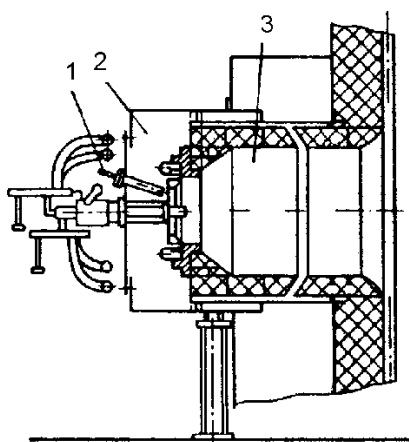


Рисунок 6.13 – Газомазутная горелка ГМП-16:
 1 – подвод мазута; 2 – горелка; 3 – камера газификации мазута

Ротационные газомазутные горелки РГМГ

Разработаны на базе ротационных форсунок (рис. 6.14) и предназначены для отдельного сжигания газа и мазута в водогрейных котлах типа КВГМ мощностью до 116 МВт. В соответствии с номенклатурой водогрейных котлов горелки выпускаются следующих типоразмеров: РГМГ-10 (11,6 МВт), РГМГ-20 (23,2 МВт) и РГМГ-30 (34,8 МВт) для котлов КВГМ-10, КВГМ-20 и КВГМ-30 (по одной горелке на котел). На котле КВГМ-50 устанавливают две горелки РГМГ-20, а на котле КВГМ-100 – три горелки РГМГ-30.

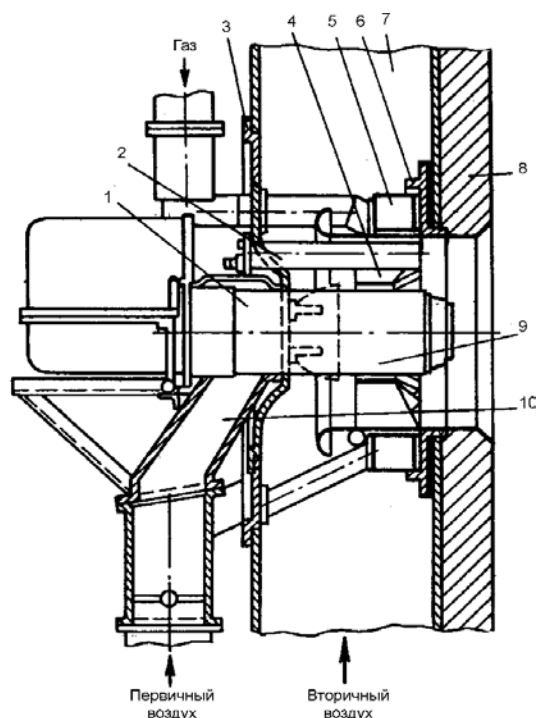


Рисунок 6.14 – Ротационная газомазутная горелка РГМГ:

- 1 – ротационная форсунка; 2 – запальник с фотодатчиком;
 3 – плита форсунки; 4 – завихритель воздуха; 5 – газовый коллектор;
 6 – плита горелки; 7 – воздушный короб; 8 – обмуровка;
 9 – распределитель вторичного воздуха; 10 – воздуховод первичного воздуха

Первичный и вторичный воздух в горелку подается отдельными вентиляторами. Всас высоконапорного вентилятора первичного воздуха подсоединен к напорному патрубку вентилятора вторичного воздуха. Доля первичного воздуха составляет 10 % общего количества воздуха, поступающего на горение. В диапазоне нагрузок 30-100 % давление первичного воздуха остается неизменным. На нагрузках ниже 30 % во избежание срыва факела давление первичного воздуха понижается.

При переводе котла на газ мазутная форсунка вынимается из воздушного короба и на ее место устанавливается заглушка.

Газомазутные горелки типа НГМГ

Горелки НГМГ (рис. 6.15) предназначены для сжигания мазута и газа в котлах малой производительности. Распыливание топлива в таких горелках осуществляется воздухом, который подается к распыливающему завихрителю. Расход воздуха – 1,5 кг/кг топлива.

Горелка состоит из корпуса с патрубками и завихрителями, встроенной мазутной форсунки и фланца для крепления к амбразуре топки котла. Газ подается в зону горения через небольшие отверстия в коническом кольце. При коэффициенте избытка воздуха в топке 1,15–1,25 химический недожог топлива составляет не более 1 %.

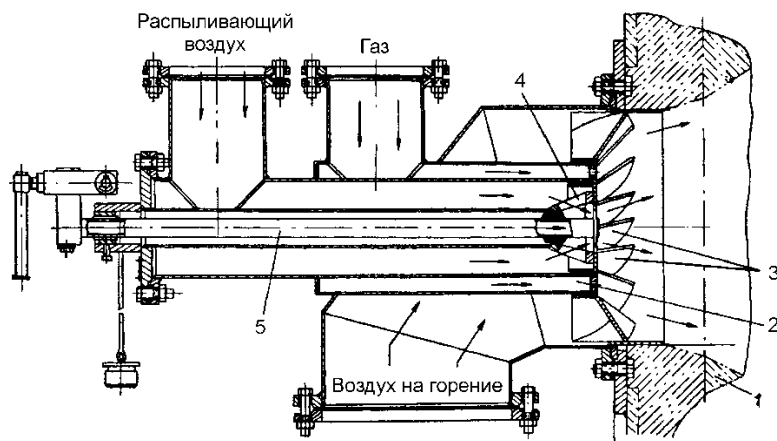


Рисунок 6.15 – Низконапорная газомазутная горелка НГМГ-4:
 1 – амбразура; 2 – газоподводящее устройство; 3 – направляющее устройство для воздуха, идущего на горение; 4 – направляющее устройство для распыливающего воздуха; 5 – мазутная форсунка

Автоматические блочные горелки

В настоящее время широкое распространение получили автоматические газовые, жидкотопливные и комбинированные горелки фирм Weishaupt, Oilon, Giersch, Lamborgini и др., а также автоматические газовые горелки завода «Старорусприбор» и других отечественных производителей.

Конструктивные элементы горелок собраны в единый блок: фильтр, регулятор давления, вентилятор, насос, шкаф управления.

В качестве примера на рисунке 6.16 представлена горелка типа WL-5 фирмы Weishaupt.

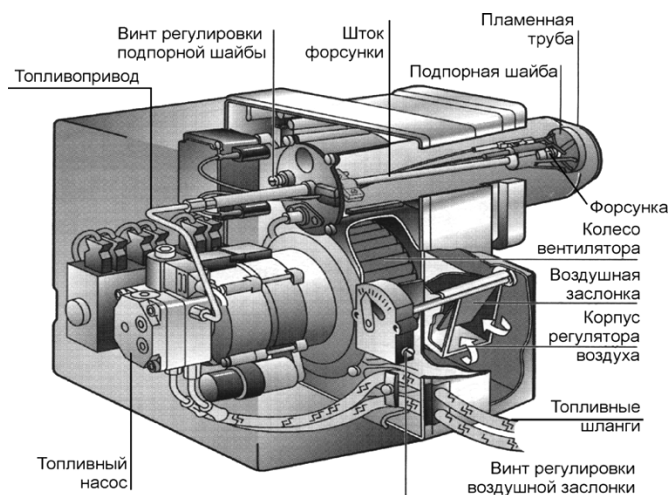


Рисунок 6.16 – Автоматическая блочная горелка фирмы Weishaupt типа WL-5

Контрольные вопросы

1. Какие виды топлива применяются в отопительных котельных?
2. Особенности топочных устройств для сжигания древесной щепы.
3. Какие типы топливных форсунок применяются в горелочных устройствах?
4. Конструкции горелочных устройств отопительных котельных.

7. ТЕПЛООБМЕННЫЕ АППАРАТЫ

Теплообменными аппаратами называются устройства, предназначенные для передачи теплоты от одной рабочей среды к другой. При этом процессы могут происходить как без изменения агрегатного состояния сред, так и с их изменением. Теплообменные аппараты классифицируются по различным признакам.

По принципу действия теплообменные аппараты подразделяют на три вида:

- рекуперативные – процесс теплообмена протекает непрерывно и имеет обычно стационарный характер,
- регенеративные – одна и та же поверхность поочередно омывается то горячим, то холодным теплоносителем. При соприкосновении с горячим теплоносителем стенка аккумулирует теплоту, а затем отдает ее холодному теплоносителю,
- смесительные (контактные) – в них процесс теплообмена сопровождается перемешиванием теплоносителей, т. е. они непосредственно соприкасаются друг с другом.

В котельных, как правило, используются рекуперативные аппараты.

Рекуперативные теплообменные аппараты с поверхностью теплообмена из труб могут быть типа:

- 1) труба в трубе;
- 2) кожухотрубные:
 - из оребренных труб,
 - с неподвижными решетками,
 - с компенсатором удлинений,
 - с плавающей головкой.

Рекуперативные теплообменные аппараты с поверхностью теплообмена из листового материала бывают:

- 1) пластинчатые:
 - разборные,
 - полуразборные,
 - неразборные;
- 2) пластинчато-ребристые.

В *парожидкостных аппаратах* греющей средой является пар, нагреваемой – жидкостью (рис. 7.1). Они широко применяются на отопительных котельных в качестве сетевых подогревателей воды в системах отопления и горячего водоснабжения. Сетевые подогреватели устанавливаются на линии охлажденной (обратной) воды, находящейся под напором сетевых насосов. Нагретая в подогревателях до расчетных значений вода подается в прямую линию тепловой сети для обеспечения нужд потребителей. Давление пара, подаваемого на сетевые подогреватели, обычно составляет 0,5–2,5 кг/см². Пар поступает из редукционно-охладительной установки (РОУ). Обычно сетевые подогреватели изготавливаются кожухотрубными в вертикальном или горизонтальном исполнении.

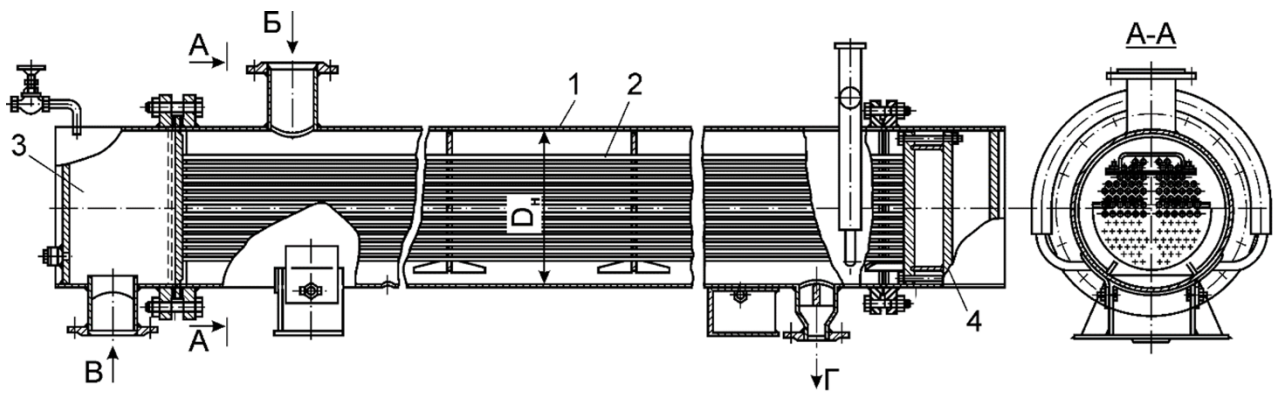


Рисунок 7.1 – Горизонтальный двухходовой пароводяной подогреватель:

B – вход пара; B – вход и выход воды; Γ – выход конденсата;

D_n – диаметр корпуса аппарата;

1 – корпус; 2 – трубный пучок; 3 – передняя водяная камера с перегородкой;

4 – задняя водяная камера

В качестве поверхности теплообмена используются стальные или латунные трубки. Аппараты выполняются жесткой конструкции, в которой трубные доски крепятся к корпусу аппарата, и нежесткой конструкции, в которой одна из трубных досок не связана с корпусом аппарата.

В жидкостно-жидкостных теплообменных аппаратах греющей и нагреваемой рабочими средами являются жидкие теплоносители. Теплота передается от одной среды к другой непрерывно во времени через разделяющую их стенку. Они широко используются в системах теплоснабжения в качестве водо-водяных подогревателей.

По технологическому назначению и конструктивному оформлению жидкостно-жидкостные теплообменные аппараты весьма разнообразны. Большинство из них являются кожухотрубными. Но в последнее время получили распространение пластинчатые теплообменники, состоящие из гофрированных пластин с различной формой профиля. Такие аппараты обладают высокой интенсивностью процесса теплообмена, большой компактностью и малыми габаритами, что обеспечивает целесообразность их применения и эффективность работы.

На рисунке 7.2 приведена конструкция секционных водо-водяных подогревателей Мосэнерго, применяемых в системах теплоснабжения.

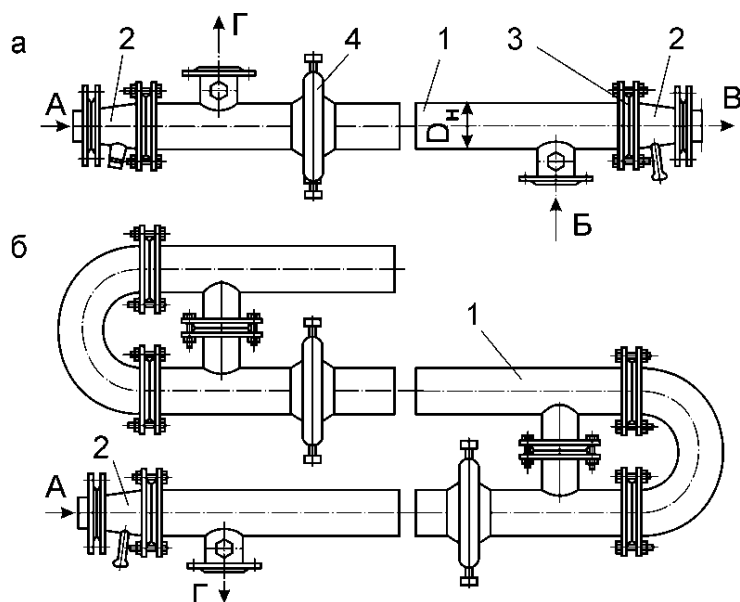


Рисунок 7.2 – Горизонтальный секционный водо-водяной подогреватель с линзовыми компенсаторами:

а – одна секция; *б* – схема сборки многосекционного подогревателя;
А, Б – вход греющей и нагреваемой воды; *В, Г* – выход греющей и нагреваемой воды; *1* – корпус; *2* – входной и выходной переходы; *3* – трубная решетка;
4 – линзовый компенсатор

Секция подогревателя состоит из цилиндрического корпуса, внутри которого расположена поверхность нагрева из латунных трубок диаметром 16/14 мм длиной 4 м, завальцованных в трубных досках. Подогреватель жесткой конструкции. Для устранения температурных напряжений на корпусе секции установлены линзовые компенсаторы. Сетевая вода поступает через патрубок *А*, проходит внутри трубок последовательно все секции аппарата. Нагреваемая вода поступает через патрубок *Б* в межтрубное пространство пучка и движется противотоком. Число секций определяется расчетом. Число трубок в секции аппарата от 7 до 140, что соответствует диаметрам корпуса секции от 83 до 309 мм, поверхности нагрева от 1,32 до 26,4 м². Рабочее давление в трубках до 10 кг/см², в корпусе – до 6 кг/см².

Для небольших расходов воды в системах горячего водоснабжения применяются теплообменники типа «труба в трубе», конструкция которого приведена на рисунке 7.3.

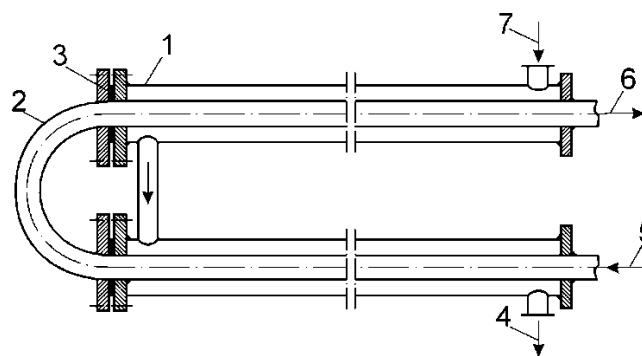


Рисунок 7.3 – Водно-водяной подогреватель типа «труба в трубе»:
 1 – наружная труба; 2 – внутренняя труба; 3 – сальниковое уплотнение;
 4, 7 – выход и вход нагреваемой воды; 5, 6 – вход и выход сетевой воды

Теплообменные аппараты «труба в трубе» изготавливают как жесткой конструкции из цельнокатаных труб, соединенных с помощью сварки, так и с сальниковыми уплотнениями на одном или на обоих концах трубы с целью компенсации термических расширений и удобства очистки. Поверхность нагрева одной секции составляет от 0,35 м² до 1,5 м² при длине труб от 3 до 6 м. Соотношение диаметров внешней и внутренней труб обычно составляет 76/38 мм или 108/76 мм. В таких аппаратах допускается давление воды в кожухе и в трубе до 5–6 кг/см².

Пластинчатые теплообменные аппараты общего назначения выпускаются в разнообразном исполнении в зависимости от схем соединения пластин, формы и типа самих пластин, способов сборки теплообменных пластин, вида уплотнительных прокладок и т. п. Они могут быть как парожидкостные, так и жидко-жидкостные.

В качестве примера на рисунке 7.4 приведена принципиальная схема сборки пластинчатого аппарата с неподвижной и прижимной плитами.

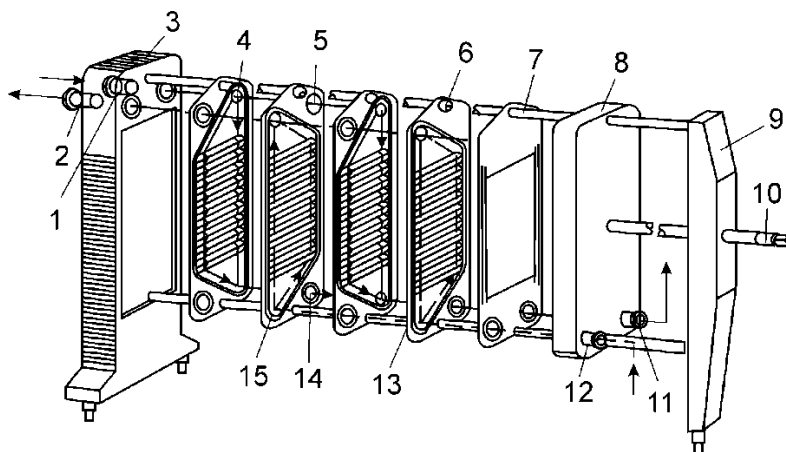


Рисунок 7.4 – Принципиальная схема сборки пластинчатого аппарата:
 1, 2, 11, 12 – штуцера; 3 – неподвижная плита; 4 – верхнее угловое отверстие; 5 – кольцевая резиновая прокладка; 6 – граничная пластина;
 7 – штанга; 8 – нажимная плита; 9 – задняя стойка; 10 – винт;
 13 – большая резиновая прокладка; 14 – нижнее угловое отверстие;
 15 – теплообменная пластина

Аппарат состоит из группы теплообменных пластин 15, подвешенных на верхней горизонтальной штанге 7.

Концы верхней и нижней штанг закреплены в неподвижной плите (передней стойке) 3 и на задней стойке. При помощи нажимной плиты 8 и винта 10 пластины в собранном состоянии сжаты в один пакет. В рабочем положении пластины плотно прижаты друг к другу на резиновых прокладках 13 и 5. Каждая пластина комплектуется специальными резиновыми прокладками, предназначенными для уплотнения с целью организации межпластинных каналов для рабочей среды и для создания каналов для транзитного прохода второй рабочей среды.

Система уплотнительных прокладок пластинчатого теплообменника построена так, что после сборки и сжатия пластин в аппарате образуются две системы герметичных каналов, изолированных одна от другой металлической стенкой и прокладками: одна для горячей рабочей среды, другая – для холодной. Обе системы межпластинных каналов соединяются со своими коллекторами и далее со штуцерами, расположенными на плитах, для входа и выхода рабочих сред.

Холодная рабочая среда входит в аппарат через штуцер 1, расположенный на неподвижной плите, и через верхнее угловое отверстие 4 попадает в продольный коллектор, образованный угловыми отверстиями пластин после их сборки. По коллектору холодная среда доходит до пластины 6, имеющей глухой угол (без отверстия), и распределяется по нечетным межпластинным каналам, которые сообщаются (через один) с угловым коллектором благодаря соответствующему расположению больших и малых резиновых прокладок 5 и 13. При движении вверх по межпластинному каналу среда обтекает гофрированную поверхность пластин, обогреваемых с обратной стороны горячей средой. Затем подогретая среда выходит в продольный коллектор, образованный нижними угловыми отверстиями 14, и выходит из аппарата через штуцер 11.

Горячая рабочая среда движется в аппарате навстречу холодной. Она поступает в штуцер 12, проходит через нижний коллектор, распределяется по четным каналам и движется по ним вверх. Через верхний коллектор и штуцер 2 охлажденная горячая среда выходит из теплообменника.

Типы теплообменных пластин и конфигурация гофр, образующих форму каналов для рабочих сред, разнообразны. Конструкция пластины определяет технические показатели теплообменного аппарата и является его основным элементом. Отличительными особенностями конструкции пластин в целом является форма гофр и профиль рабочей теплообменной поверхности, форма угловых отверстий и конфигурация прокладок, способ подвески пластин на раме и фиксация положения пластин в пакете.

Теплообменные аппараты удобны для очистки. Применяются для эксплуатации при температурных режимах до 150 °С, что ограничивается главным образом термостойкостью применяемых резиновых прокладок (рис. 7.5). Давление рабочих сред по обеим сторонам допускается до 15 кг/см².



Рисунок 7.5 – Пластинчатые разборные теплообменники «Теплотекс APV»

Рекуперативные газожидкостные теплообменники в котельных используются в качестве водяных экономайзеров для подогрева питательной воды и теплофикационных экономайзеров для подогрева сетевой воды. Основной целью экономайзеров является снижение температуры дымовых газов за котлом, тем самым снижается расход топлива на выработку тепловой энергии и увеличивается КПД котла.

Для котлов низкого давления типа ДКВР, ДЕ применяются экономайзеры с чугунными трубами с квадратными или круглыми ребрами (рис. 7.6). Наличие ребрения с газовой стороны увеличивает поверхности теплообмена по стороне газов, так как с газовой стороны коэффициенты теплоотдачи значительно меньше, чем со стороны жидкости.

Экономайзер выполнен в виде пакета чугунных ребристых труб. Длина труб в зависимости от конструкции котлоагрегата составляет 1,5, 2 или 3 м, диаметр несущей трубы – 76 мм, толщина – 8 мм, наружные ребра квадратные размером 150x150 мм. Число рядов труб в пакете в горизонтальной плоскости определяется исходя из скорости дымовых газов, число рядов труб по вертикали рассчитывается из требуемой поверхности теплообмена.



Рисунок 7.6 – Конструкция водяного экономайзера, применяемого в котлах низкого давления (до $P = 2,4$ МПа) и малой мощности

Для жаротрубных паровых котлов также применяются экономайзеры. В качестве примера (рис. 7.7) приведен экономайзер компании «Энтророс» для котлов собственной разработки.

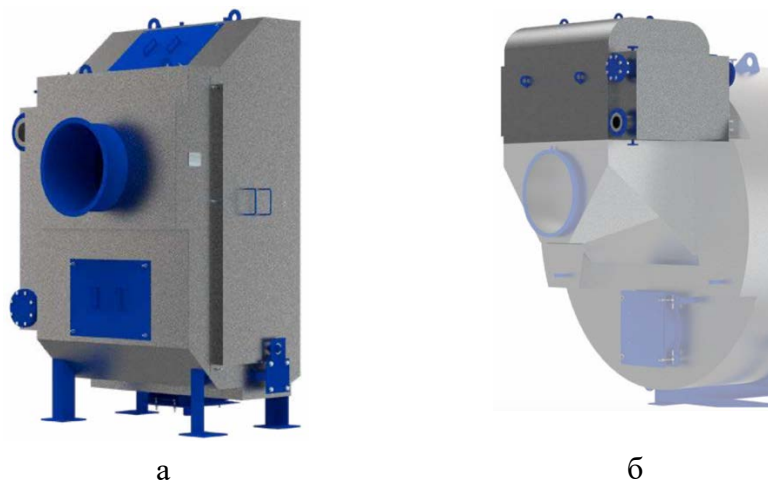


Рисунок 7.7 – Конструкции водяного экономайзера котлов «Энтророс»: *а* – приставной; *б* – надставной

Приставной экономайзер монтируется за котлом в его оси, надставной – на дымовой коробке котла.

Контрольные вопросы

1. Классификация теплообменных аппаратов.
2. Конструкция и назначение парожидкостных теплообменных аппаратов.
3. Конструкция и назначение водо-водяных подогревателей.
4. Конструкция пластинчатых теплообменных аппаратов. Достоинства и недостатки.
5. Конструкции и назначение газожидкостных теплообменников.

8. НАСОСЫ

Насос – машина для создания потока жидкой среды. Насос превращает механическую энергию привода в гидравлическую энергию перекачиваемой жидкости, то есть в статическое давление (повышение давления) и динамический напор (транспортировка жидкости).

Насосы делятся на две большие группы:

- объемного типа – это машины, которые перекачивают жидкость за счет изменения объема рабочей камеры. Пространство рабочей камеры в таких насосах по очереди открывается то на вход, то на выход. К ним относятся: поршневые (плунжерные), шестеренчатые (винтовые),
- динамического типа – это машины, в которых рабочая камера всегда соединена и с входом, и с выходом одновременно. Рабочая среда перемещается под воздействием на нее рабочих элементов: лопастей в лопастных насосах, струях воды или пара в струйных насосах и т. д. К ним относятся: лопастные (центробежные), струйные.

Чаще других используются центробежные насосы в качестве питательных, сетевых, подпиточных, повысительных, конденсатных, мазутных и др.

Центробежные насосы (рис. 8.1) относятся к насосам лопастным, в которых жидкая среда (вода) перемещается через рабочее колесо от центра к периферии.

Основными характеристиками насоса являются: *подача* – объем жидкости, подаваемый насосом в единицу времени ($\text{м}^3/\text{ч}$); *напор* – давление, развиваемое насосом (бар, кгс/см²; м вод. ст.), а также допустимая температура воды ($^{\circ}\text{C}$) на входе (всасе) насоса.

Если рассмотреть устройство центробежного насоса в разрезе, то в конструкции такого оборудования можно выделить следующие элементы:

- электродвигатель в устройстве центробежного насоса играет роль приводного элемента;
- вал насоса передает вращение от электродвигателя рабочему колесу;
- конструкция центробежного насоса обязательно включает в себя рабочее колесо, на внешней цилиндрической поверхности которого расположены лопатки, перемещающие перекачиваемую жидкую среду по внутренней камере устройства.
- подшипниковые узлы обеспечивают легкое вращение вала с зафиксированным на нем рабочим колесом;
- уплотнительные элементы защищают узлы внутренней конструкции гидромашины от контакта с перекачиваемой жидкой средой;
- корпус насоса, как правило, выполнен в форме улитки и оснащен двумя патрубками – всасывающим и напорным.

Устройство и принцип действия любых центробежных насосов отличаются простотой. Так, принцип действия центробежного насоса заключается в следующем. Жидкая среда, попадающая во внутреннюю рабочую камеру, захватывается лопатками рабочего колеса и начинает перемещаться вместе с ними. Под воздействием центробежной силы жидкая среда

отбрасывается к стенкам рабочей камеры, где создается избыточное давление. Находясь под избыточным давлением, жидкая среда выталкивается через напорный патрубок. В тот момент, когда жидкая среда из центральной части рабочей камеры отбрасывается к стенкам, создается разрежение, что и обеспечивает всасывание новой порции жидкости через входной патрубок.

Основную функцию центробежного насосного оборудования выполняет рабочее колесо с лопатками. В соответствии с описанным выше принципом действия центробежных насосов, такие устройства обеспечивают всасывание перекачиваемой жидкой среды и ее выталкивание в напорную магистраль в постоянном режиме, что гарантирует стабильность параметров создаваемого потока. Исходя из принципа работы центробежного насоса, перед его пуском необходимо убедиться в отсутствии в нем воздуха. При его наличии насос не сможет работать.

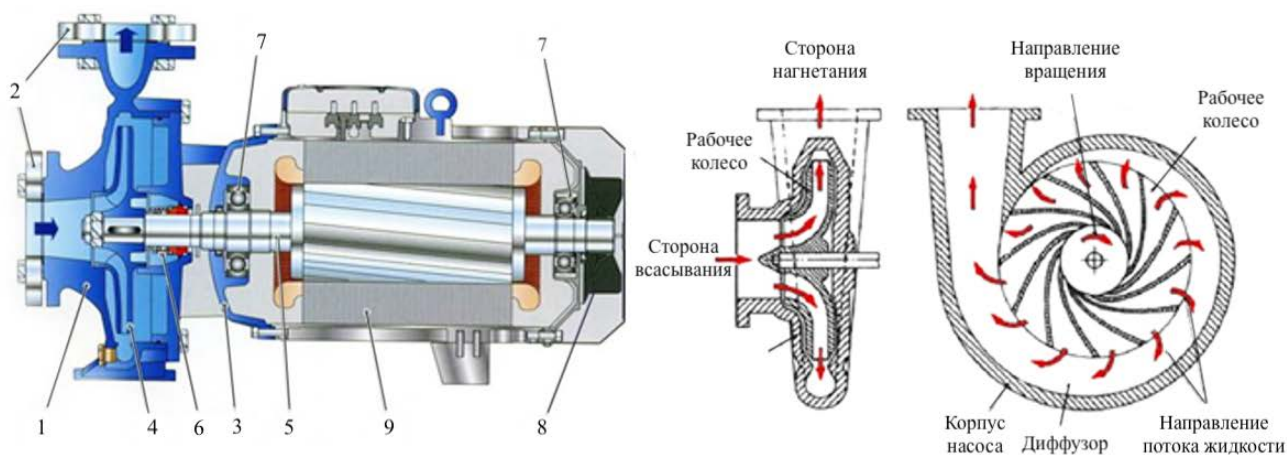


Рисунок 8.1 – Центробежный насос:

- 1 – корпус насоса; 2 – фланцы трубопроводов; 3 – корпус электромотора;
 4 – рабочее колесо; 5 – вал электромотора; 6 – уплотнение вала;
 7 – подшипник качения; 8 – крыльчатка охлаждения мотора; 9 – статор

Также следует иметь в виду, что если продолжить эксплуатацию насоса при отсутствии в нем жидкой среды, он быстро выйдет из строя. Пуск насоса (кроме многоступенчатого) рекомендуется осуществлять при закрытой запорной арматуре на напорной линии в целях избежания резкого скачка давления и появления гидроударов. При этом на всасывающем патрубке арматура должна быть открыта, в противном случае возможно образование кавитации вследствие появления пузырьков пара в перекачиваемой жидкости.

Помимо конструкции центробежного насоса с односторонним входом в котельной применяются многоступенчатые насосы и насосы с двухсторонним входом.

По назначению центробежные насосы, используемые котельной, делятся на:

- питательные;
- сетевые;

- подпиточные;
- повысительные;
- конденсатные;
- рециркуляционные.

Для питания паровых котлов с давлением пара свыше 0,07 МПа в качестве питательных устанавливаются следующие насосы:

- с паровым приводом (поршневые, паровые объемные машины типа ПРОМ, турбонасосы) с использованием отработанного пара, при этом следует предусматривать резервный насос с электроприводом;
- только с электроприводом – при наличии двух независимых источников питания электроэнергией, в том числе от электрогенераторов собственных нужд;
- с электрическим и паровым приводами – при одном источнике питания электроэнергией.

На питательном трубопроводе между запорным органом и насосом, у которого создаваемый напор превышает расчетное давление трубопровода, устанавливается предохранительный клапан.

Многоступенчатые центробежные водяные насосы для питания паровых котлов могут быть по строению от 2 до 10 секций, диапазон подачи изготовитель закладывает от 13 до 850 м³/час, напор может достигать до 13 МПа.

Насос ЦНСг (рис. 8.2) предназначен для перекачивания горячей воды нейтральной среды с температурой от 45 °С до 105 °С. Доля механических примесей не должна превышать 0,1 %, а твердых тел – 0,1 мм. Воду, которая поступает в насос, необходимо обеспечить подпором воды так, чтобы было не менее 1 бар. Без такого подпора будет происходить быстрое разрушение этих насосов за счет кавитации. Если температура воды увеличилась свыше 45 °С, необходимо пропорционально увеличить подпор. По данной причине многоступенчатые насосы устанавливают ниже уровня расположения деаэратора, откуда на их всасывающий патрубок подается питательная вода.

Строение многоступенчатого насоса ЦНС устроено так, что его корпус имеет отдельные секции, число которых всегда на одну единицу меньше, чем количество рабочих колес. Это связано с тем, что одно из рабочих колес располагается в передней крышке. Благодаря такой конструкции корпуса насоса есть возможность как увеличивать, так и уменьшать напор, при той же подаче. Рассчитать напор можно сложив напоры, которые создает каждое рабочее колесо.

Прямодействующие двухпоршневые насосы двустороннего действия делятся на вертикальные (ПДВ) и горизонтальные (ПДГ). Каждый насос включает в себя два гидравлических и два паровых цилиндра, поршни которых жестко связаны между собой. Приводными (силовыми) являются паровые цилиндры, в которые с помощью золотникового распределения подводится свежий пар и отводится отработавший. Насосы типа ПДВ (ПДГ) предназначены для перекачивания различных жидкостей, в том числе и воды температурой не выше 105 °С.

Насос работает следующим образом (см. рис. 8.3). Золотник при движении открывает паровпускной канал с одной стороны парового цилиндра, одновременно паровыпускной канал с противоположной стороны этого же цилиндра, то есть впускает рабочий пар в одну из полостей A или A_1 одновременно, соединяя противоположную полость цилиндра с выхлопом.

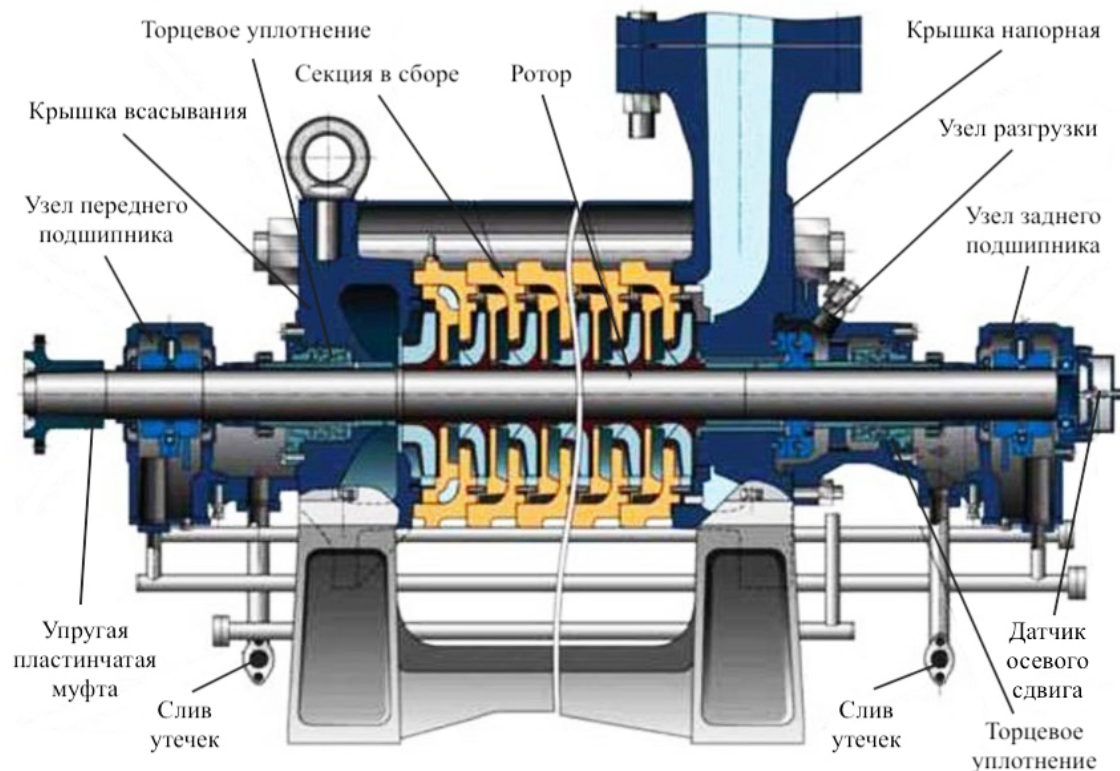


Рисунок 8.2 – Насос ЦНСг

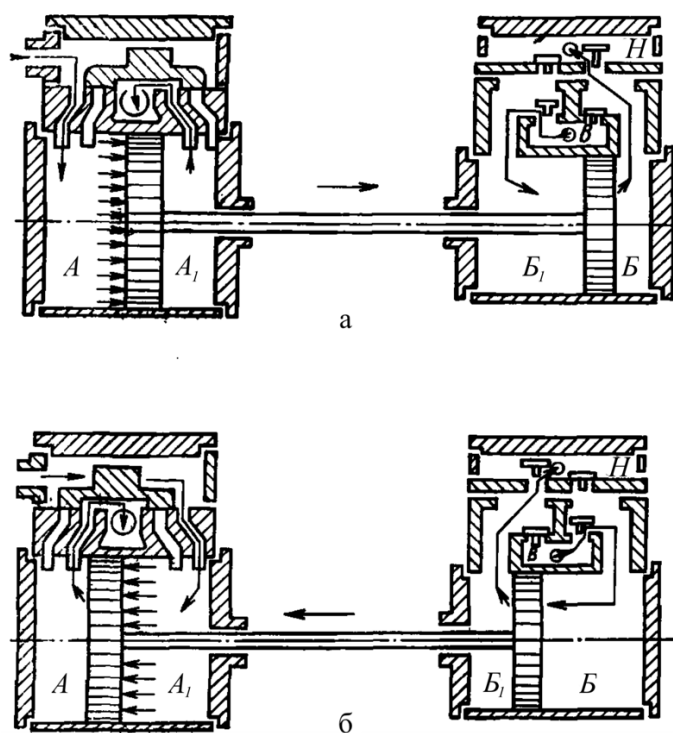


Рисунок 8.3 – Схема работы парового насоса

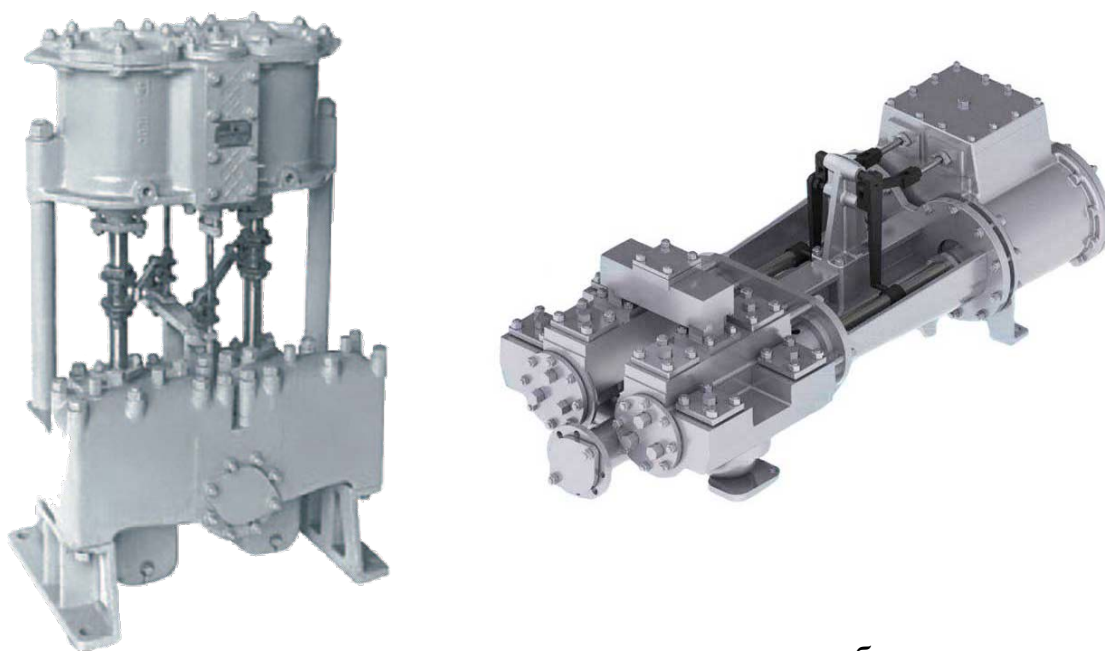
Например, при движении золотника вправо (см. рис. 8.3, поз. а) рабочий пар по входному каналу поступает в полость A парового цилиндра, создает давление на паровой поршень и перемещает его вправо. В это время отработавший пар из полости A_1 отводится в полость отработавшего пара и дальше в трубопровод.

Одновременно с движением парового поршня начинает двигаться и жестко связанный с ним гидравлический поршень, который, перемещаясь, создает в полости B давление, а в полости B_1 – разрежение.

Жидкость, проходя через нижний клапан из всасывающей полости B , заполняет полость B_1 . В это время из полости B жидкость вытесняется поршнем через верхний клапан в нагнетательную полость H и дальше в трубопровод. При обратном ходе поршня (см. рис. 8.3, поз. б) рабочий пар поступает в полость A_1 парового цилиндра, а отработавший пар отводится из полости A . В это время в гидравлическом цилиндре давление создается в полости B_1 , а разрежение – в полости B .

Пример обозначения парового насоса: ПДВ-25/45, где П – прямодействующий; Д – двухпоршневой; В – вертикальный; числитель дроби – номинальная подача ($\text{м}^3/\text{ч}$); знаменатель – номинальное давление на выходе из насоса ($\text{кгс}/\text{см}^2$).

На рисунке 8.4 изображены насосы типа ПДВ и ПДГ.



а

б

Рисунок 8.4 – Паровые насосы:
а – тип ПДВ; б – тип ПДГ

Сетевые насосы служат для обеспечения циркуляции воды в тепловой сети. Напор сетевых насосов учитывает особенности работы для отопительного и неотопительного периодов и принимается равным сумме потерь напора в установках на источнике теплоты, в подающем и обратном трубопроводах от

источника теплоты до наиболее удаленного потребителя и в системе потребителя (включая потери в тепловых пунктах и насосных) при суммарных расчетных расходах воды.

В качестве примера сетевого насоса на рисунке 8.5 приведен *насос двухстороннего входа типа «Д»*.

Насосы данного типа по принципу действия представляют собой два параллельно подключенных центробежных насоса. Следствием этого служит форма рабочего колеса, которое как бы состоит из двух рабочих колес насоса, изображенного на рисунке 6.1, образуя тем самым два входа. В свою очередь корпус насоса, в котором происходит вращение «двойного» рабочего колеса, выполнен в форме двойной улитки. Благодаря такой конструкции насосы данного типа применяются в сетевых контурах, где необходимо обеспечить достаточно высокий расход теплоносителя. В тепловых сетях с меньшим расходом применяются центробежные насосы с односторонним входом (см. рис. 8.1).

Подпиточные насосы служат для восполнения потерь воды в теплосети. Напор подпиточных насосов обеспечивает поддержание в водяных тепловых сетях статического давления для условий работы сетевых насосов в отопительный и неотопительный периоды. Подача (производительность) рабочих подпиточных насосов на источнике теплоты в закрытых системах теплоснабжения принимается равной расходу воды на компенсацию потерь сетевой воды из тепловой сети, а в открытых системах – равной сумме максимального расхода воды на горячее водоснабжение и расхода воды на компенсацию потерь.

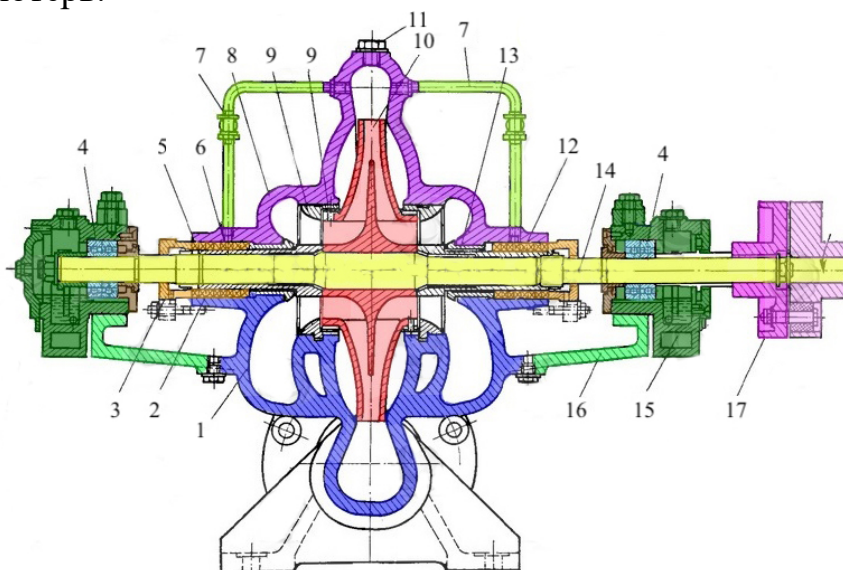


Рисунок 8.5 – Центробежный насос типа «Д»:

- 1 – корпус насоса; 2 – набивка сальника; 3 – крышка сальника;
- 4 – подшипник; 5 – корпус сальника; 6 – кольцо гидравлического уплотнения;
- 7 – т рубки; 8 – крышка насоса; 9 – защитные кольца; 10 – рабочее колесо;
- 11 – пробка; 12 – фундамент; 13 – втулка; 14 – вал; 15 – камера;
- 16 – кронштейн; 17 – муфта

Для поддержания постоянной температуры воды на входе в водогрейный котел не ниже 70 °С устанавливаются **рециркуляционные насосы**. Это необходимо для исключения образования конденсата в хвостовых поверхностях нагрева котлов и как следствие низкотемпературной коррозии.

Повысительные насосы предназначены для повышения давления исходной воды на входе в котельную в случае его снижения ниже значений, необходимых для работы котельной.

Конденсатные насосы служат для подачи конденсата из конденсатного бака, в том числе и в деаэрактор.

Число насосов следует принимать: сетевых – не менее двух, один из которых является резервным; при пяти рабочих сетевых насосах в одной группе резервный насос допускается не устанавливать; подкачивающих и смесительных (в тепловых сетях) – не менее трех, один из которых является резервным, при этом резервный насос предусматривается независимо от числа рабочих насосов; подпиточных – в закрытых системах теплоснабжения не менее двух, один из которых является резервным, в открытых системах – не менее трех, один из которых также является резервным; в узлах деления водяной тепловой сети на зоны (в узлах рассечки) допускается в закрытых системах теплоснабжения устанавливать один подпиточный насос без резерва, а в открытых системах – один рабочий и один резервный. Число насосов определяется с учетом их совместной работы на тепловую сеть. При определении напора сетевых насосов перепад давлений на вводе двухтрубных водяных тепловых сетей в здания (при элеваторном присоединении систем отопления) следует принимать равным расчетным потерям давления на вводе и в местной системе с коэффициентом 1,5, но не менее 0,15 МПа. Избыточный напор гасить в тепловых пунктах зданий.

Контрольные вопросы

1. Конструкция и принцип действия центробежных насосов.
2. Конструкция насосов ЦНСг.
3. Конструкция насосов ПДВ (ПДГ).
4. Конструкция насосов «Д».
5. Назначение насосного оборудования в отопительной котельной.

9. ВОДОПОДГОТОВКА

Общие положения

Исходная вода, поступающая из хозяйственно-питьевых водопроводов, артезианских скважин или из поверхностных водоемов, содержит различные примеси. Далее будет рассмотрено оборудование водоподготовки отопительных котельных только при условии использования исходной воды из хозяйственно-питьевых водопроводов. По этой причине механическая очистка воды (осветление, коагуляция) не требуется.

В воде из хозяйственно-питьевого водопровода присутствуют истинно растворенные примеси, состоящие из электролитов (веществ, молекулы которых распадаются на ионы, в частности, карбонаты кальция и магния) и неэлектролитов (веществ, не распадающихся на ионы, именно кислорода, азота, углекислого газа).

В зависимости от тех или иных примесей изменяются показатели качества воды.

Основные показатели качества воды:

- прозрачность – содержание в 1 кг воды взвешенных частиц в мг, легко удаляемых при фильтрации (мг/кг);
- сухой остаток – осадок в мг, состоящий из минеральных и органических примесей, полученный после выпаривания 1 кг профильтрованной воды и после его высушивания (мг/кг);
- минеральный остаток (или общее солесодержание) – общее количество минеральных веществ в мг, растворенных в 1 кг воды (мг/кг);
- окисляемость – косвенный показатель загрязнения воды органическими примесями, характеризуется в определенных условиях расходом кислорода на их окисление, выражается в мг кислорода на 1 кг воды (мг/кг);
- жесткость – содержание в 1 кг воды растворенных солей кальция и магния; выражается в миллиграмм-эквивалентах (мг-экв/кг);
- щелочность – содержание в 1 кг воды растворенных гидратов, карбонатов и бикарбонатов; выражается в миллиграмм-эквивалентах (мг-экв/кг);
- степень кислотности или щелочности – характеризуется составом растворенных солей и газов и определяется концентрацией водородных или гидроксильных ионов, образующихся при диссоциации (расщеплении) воды; выражается величиной рН (водородный показатель, рН) – отражает концентрацию ионов водорода в растворе, количественно выражающей его кислотность, вычисляется как отрицательный десятичный логарифм концентрации водородных ионов, выраженной в молях на литр). При рН = 7 водный раствор нейтрален; чем ближе рН к нулю, тем сильнее кислотность, а чем ближе рН к 14, тем сильнее щелочность;
- содержание растворенных агрессивно-коррозионных газов (кислород, углекислота, сероводород, аммиак) в мг на 1 кг воды (мг/кг).

Для нормальной и безаварийной работы котельных установок исходная вода должна обладать определенными качествами, а если они не отвечают требуемым, то воду необходимо соответственно обрабатывать. Если в воде находятся взвешенные примеси и повышена ее щелочность, то вода вспенивается и

происходит выброс ее из котлов в паропроводы; ухудшается качество вырабатываемого пара, повышается его влажность, увеличивается шламосодержание.

При пониженной щелочности воды и наличии в ней растворенных газов усиливается процесс коррозии, т. е. разъедание и изъязвление стенок котлов. При повышенной щелочности наблюдаются явления межкристаллитной коррозии (или щелочной хрупкости металла), т. е. появление трещин в заклепочных швах и развальцованных концах кипятильных и экранных труб.

Наконец, при повышенной жесткости, т. е. большом содержании растворенных солей кальция и магния, на стенках котлов усиленно отлагается накипь.

Таким образом, докотловая обработка воды в общем случае предусматривает:

- 1) снижение жесткости (т. е. ее умягчение);
- 2) поддержание определенной величины щелочности;
- 3) снижение общего солесодержания;
- 4) удаление растворенных агрессивных газов (O_2 и CO_2).

Решающее влияние на выбор схемы водоподготовки оказывает общее солесодержание. Общее солесодержание – результат наличия в воде следующих компонентов:

- солей, вызывающих накипеобразование, к которым относятся сульфаты ($CaSO_4$, $MgSO_4$) и хлориды ($CaCl_2$, $MgCl_2$), обуславливающие некарбонатную (или постоянную) жесткость ($J_{нк}$), и бикарбонаты $[Ca(HCO_3)_2]$ и $[Mg(HCO_3)_2]$, обуславливающие карбонатную (или временную) жесткость ($J_{к}$), а совместно с гидратами ($NaOH$) и карбонатами ($CaCO_3, MgCO_3$) – щелочность;
- солей, не вызывающих накипеобразования ($NaCl$, Na_2SiO_3 , $FeSO_4$, $Al(SO_4)_3$ и т. д.);
- органических и других соединений.

Сумма постоянной и временной жесткости составляет общую жесткость:

$$J_{об} = J_{нк} + J_{к}.$$

Содержание щелочности обычно принимают эквивалентным содержанию временной жесткости (т. е. карбонатной). Как жесткость, так и щелочность измеряют в условных единицах – миллиграмм-эквивалентах, отнесенных к 1 кг воды (мг-экв/кг).

Фильтрация исходной воды

Снижение жесткости и поддержание требуемой величины щелочности в питательной воде. Эта обработка воды зависит от качества и количества добавляемой воды, типа котельных агрегатов, параметров пара, нормы содержания солей, щелочи, сухого остатка и шлама в котловой воде. Очевидно, что для паровых котельных подобная обработка воды имеет более существенное значение, чем для водогрейных. В водогрейных котельных (при отсутствии непосредственного водоразбора на горячее водоснабжение) в системе циркулирует одна и та же вода (за исключением незначительных добавок на утечки), причем в котлах она только

нагревается. В паровых же котельных поступающая в паровые котлы питательная вода (из-за потерь конденсата) постоянно пополняется исходной водой, и эта вода не только нагревается, но и подвергается испарению.

Качество котловой воды дополнительно характеризуется еще величиной относительной щелочности. Относительная щелочность котловой (продувочной) воды определяется по формуле

$$\text{Щ}_{\text{о.к.в.}} = \frac{\text{Щ}_{\text{к.в.}}}{S_{\text{к.в.}}} \cdot 40 \cdot 100, \%$$

где $\text{Щ}_{\text{к.в.}}$ – щелочность котловой воды в мг-экв/кг;

$S_{\text{к.в.}}$ – сухой остаток химически очищенной воды в мг/кг;

40 – величина коэффициента для пересчета щелочности на NaOH.

Допустимые значения относительной щелочности котловой воды должны находиться в пределах 3–20 %. При относительной щелочности ниже 3 % (что имеет место при питании котлов чистым конденсатом) в питательную воду следует добавлять едкий натр. Если значение относительной щелочности превышает 20 %, то питательную воду (химически очищенную воду) дополнительно обрабатывают нитратами (в частности, нитратом натрия NaNO_3).

Умягчение воды способом катионного обмена. Метод катионного обмена, называемый также катионитовым, основан на свойстве некоторых естественных и искусственных химических соединений вступать в реакцию с солями жесткости воды.

Эти методы следующие:

1. Натрий-катионирование.
2. Натрий-аммоний-катионирование.
3. Водород-натрий-катионирование.
4. Натрий-катионирование, совмещенное с осветлением и коагуляцией.

В данном пособии будет рассмотрен первый из указанных методов, как наиболее часто применяющийся в отопительных котельных.

Натрий-катионирование (наиболее простой способ) применяется в тех случаях, когда обеспечиваются приведенные выше показатели продувки, относительная щелочность и содержание углекислоты в паре; при этом общая жесткость требуется не ниже $\text{Ж}_{\text{об}} = 0,1\text{--}0,2$ мг-экв/кг. При необходимости более глубокого умягчения до $\text{Ж}_{\text{об}} = 0,01\text{--}0,02$ мг-экв/кг следует применять двухступенчатое (последовательное) натрий-катионирование. Процесс умягчения воды при натрий-катионировании происходит в натрий-катионитовых фильтрах (рис. 9.1) и состоит в замене ионов кальция и магния, содержащихся в воде, ионами натрия, присоединенными к водоумягчающему веществу – катиониту. Это присоединение осуществляется, если пропустить через катионит раствор поваренной соли. Вещества, способные к обмену катионов, называются катионитами. Сами катиониты в воде нерастворимы; они приготавливаются в виде мелкозернистого песка, через который фильтруется умягчаемая вода. Из катионитовых материалов в настоящее время наиболее распространен сульфуголь, который представляет собой каменный уголь, обработанный серной кислотой сильной концентрации.

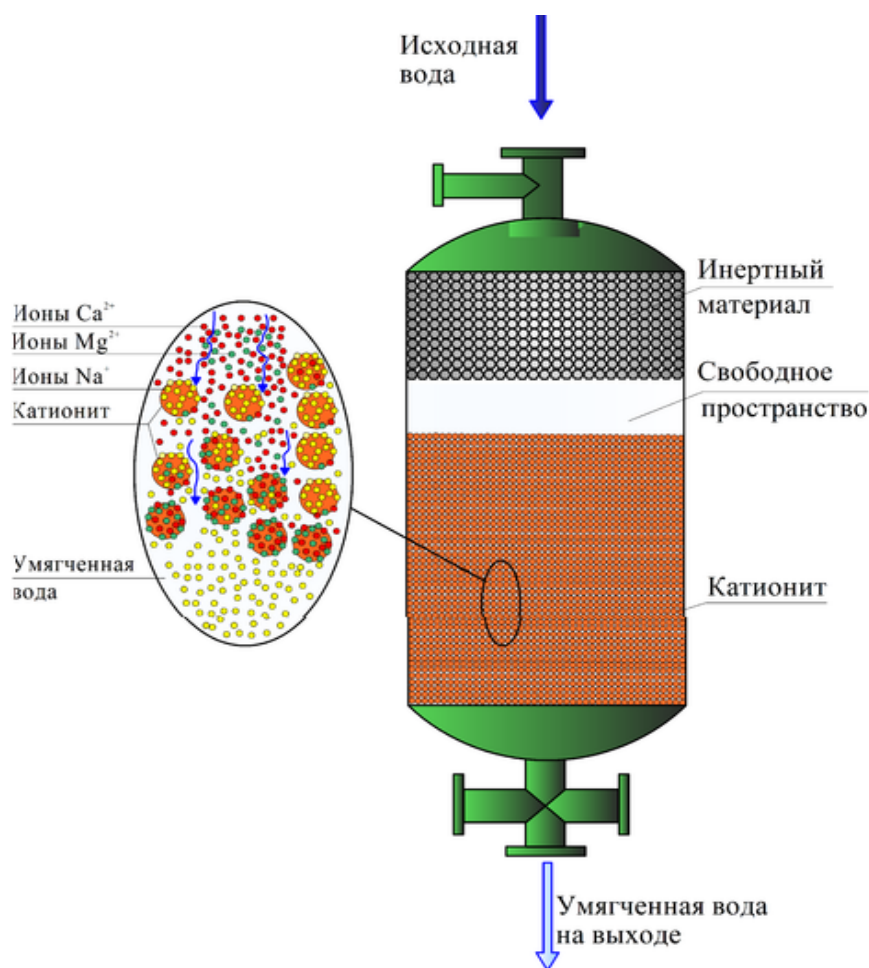


Рисунок 9.1 – Натрий-катионитовый фильтр

Процесс водоумягчения продолжается до тех пор, пока не установится равновесие между ионами натрия и кальция (магния, железа) в воде и ионами тех же металлов в катионитовом материале. В дальнейшем умягчение воды приостанавливается. Для восстановления обменной способности катионита его обрабатывают натриевыми солями, в частности, поваренной солью. Эта обработка носит название регенерации, т. е. промывание катионита 5–10 %-ным раствором поваренной соли.

Количество поваренной соли, необходимое для регенерации, зависит от количества катионита, его свойств и главным образом от его обменной способности. Обменная способность катионитов различна и зависит как от общей жесткости воды, поступающей на фильтр, так и от крупности зерен сульфогля (0,3–1 мм). Она определяется количеством ионов в грамм-эквивалентах, которое поглощает 1 т катионита и обозначается в г-экв/т или в мг-экв/кг. Обменную способность сульфогля принимают в пределах 280–350 мг-экв/кг.

Если этот способ водоподготовки не обеспечивает требуемую величину продувки, то следует улучшить паросепарирующие устройства или применить ступенчатое испарение и выносные циклоны. При повышенном содержании углекислоты в паре следует проверить возможность термической деаэрации, совмещенной с барботажем.

Повышенную относительную щелочность можно снизить обработкой химически очищенной воды нитратами (в частности, нитратом натрия NaNO_3). При натрий-катионировании щелочность химически обработанной воды $\text{Щ}_{\text{ХОВ}}$ остается без изменения и равна щелочности исходной воды $\text{Щ}_{\text{ИВ}}$, т. е.

$$\text{Щ}_{\text{ХОВ}} = \text{Щ}_{\text{ИВ}}, \text{ мг-эке/кг.}$$

Сухой остаток химически обработанной воды $S_{\text{ХОВ}}$ несколько увеличивается по сравнению с сухим остатком исходной воды.

Схема двухступенчатой натрий-катионитовой установки производительностью от $10 \text{ м}^3/\text{ч}$ приведена на рисунке 9.2.

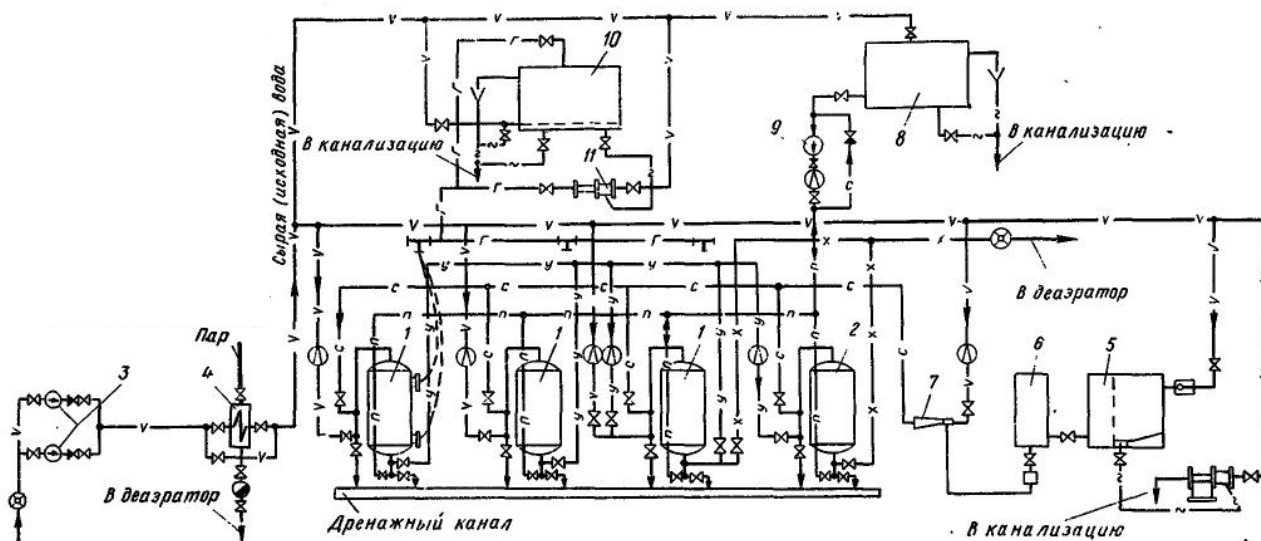


Рисунок 9.2 – Схема двухступенчатой натрий-катионитовой установки:

- 1 – Na-катионитовые фильтры I ступени; 2 – Na-катионитовые фильтры II ступени; 3 – насосы исходной воды; 4 – пароводяной подогреватель исходной воды; 5 – резервуар-бункер для раствора соли; 6 – солерастворитель; 7 – водоструйный эжектор; 8 – промывочный бак; 9 – промывочный насос; 10 – бак для гидрозагрузки фильтрующих материалов; 11 – водоструйный насос

Данная схема получила наибольшее распространение для котельных, спроектированных в СССР, предназначенных для теплоснабжения районов крупных городов.

На схеме показаны три катионитовых фильтра первой и один второй ступени 2, через которые вода пропускается последовательно для более надежного умягчения. Обычно фильтр второй ступени (называемый часто барьерным) обслуживает несколько фильтров первой ступени, и если скорость фильтрации в фильтрах первой ступени принимается в пределах $5\text{--}10 \text{ м}^3/\text{ч}$, то в барьерных она может достигать $30 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Если давление исходной воды менее 3 бар, то обычно устанавливают центробежные насосы 3. Перед поступлением воды Na-катионитовые фильтры, чтобы избежать конденсации водяных паров из воздуха на их поверхности, ее

подогревают в теплообменнике 4 до 20–30°C. Вода с более высокой температурой отрицательно влияет на прочность катионитового материала.

Раствор поваренной соли, применяемой для регенерации фильтров, хранят в железобетонном резервуаре-бункере 5, рассчитанном на 10–30-дневный запас. Резервуар-бункер сообщается с солерастворителем или мерником крепкого раствора (26 %) соли 6. Подается соляной раствор в фильтры с помощью водоструйного эжектора 7. Для взрыхления и промывки фильтров при их регенерации устанавливают промывочный бак 8. Бак должен быть установлен на такой высоте, чтобы преодолевалось гидравлическое сопротивление фильтров (1–1,5 бар), иначе устанавливают промывочный насос 9. В последнее время получила распространение гидрозагрузка фильтрующих материалов, которую выполняют при помощи бака 10 и водоструйного насоса 11.

Для блочно-модульных котельных с закрытой системой теплоснабжения необходимо предусматривать блочную установку водоподготовки, которую выбирают в зависимости от качества исходной воды и требований к качеству подпиточной воды.

Качество воды для заполнения и подпитки тепловых сетей закрытых систем теплоснабжения и контуров циркуляции водогрейных котлов должно соответствовать нормам, а также инструкциям заводов-изготовителей по эксплуатации водогрейных котлов. Нормы качества сетевой и подпиточной воды представлены в таблицах 9.1 и 9.2.

Для жаротрубных паровых и водогрейных котлов требования к качеству питательной и подпиточной воды устанавливаются заводами-изготовителями. Расчетную производительность водоподготовительных установок и их оборудования для подпитки тепловых сетей закрытых и открытых систем следует определять расходом подпиточной воды.

Таблица 9.1 – Нормы качества сетевой воды

Наименование показателя	Норма
Содержание свободной угольной кислоты	0
Значение рН для систем теплоснабжения: открытых закрытых	8,5-9,0 8,5-10,5
Содержание соединений железа, мг/дм, не более, для систем теплоснабжения: открытых закрытых	0,3* 0,5
Содержание растворенного кислорода, мкг/дм, не более	20
Количество взвешенных веществ, мг/дм, не более	5
Содержание нефтепродуктов, мг/дм, не более, для систем теплоснабжения: открытых закрытых	0,1 1
* По согласованию с уполномоченными органами исполнительной власти (Роспотребнадзор) допускается 0,5 мг/дм.	

Таблица 9.2 – Нормы качества подпиточной воды для водогрейных котлов с нагревом от 70 до 150 °С и сетевых подогревателей с нагревом от 70 до 200 °С

Нормируемый показатель	Тип системы теплоснабжения	Значение показателя
Растворенный кислород, г/м ³	Открытая	Не более 0,05
	Закрытая	Не более 0,05
Свободная углекислота, г/м ³	Открытая	Отс.
	Закрытая	Отс.
Значение <i>pH</i>	Открытая	8,3-9,0
	Закрытая	8,3-9,5
Взвешенные вещества, г/м ³	Открытая	Не более 5,0
	Закрытая	Не более 5,0
Масла и нефтепродукты, г/м ³	Открытая	Не более 0,3
	Закрытая	Не более 0,3

Для примера можно рассмотреть систему водоподготовки фирмы ООО «Гидротехинжиниринг» состоящую из следующих блоков:

Установки фильтрации и обезжелезивания HYDROTECH FS (рис. 9.3). Это многофункциональное устройство, предназначенное для очистки воды из различных источников от повышенных концентраций загрязнений, таких как мутность (взвешенные вещества), цветность, железо, марганец, сероводород, перманганатная окисляемость (органические загрязнения) или активный свободный хлор.



Рисунок 9.3 – Установки фильтрации и обезжелезивания HYDROTECH FS

Установки умягчения HYDROTECH (рис. 9.4) применяются для удаления из обрабатываемой воды, ионов Ca и Mg, обуславливающих жесткость воды. Данный тип установок используется для снижения отложений на теплообменных поверхностях (накипи), снижении известковых отложений на поверхностях трубопроводов, придании воды более комфортных свойств.



Рисунок 9.4 – Установки умягчения HYDROTECH

Комплексы коррекционной обработки установлены на линии подпитки котлового контура и контура теплосети. Дозирующий комплекс HYDROTECH DS (рис. 9.5) предназначен для обработки воды химическими реагентами с целью предотвращения коррозии, удаления растворенного кислорода, накипеобразования в паровых и водогрейных котлах, пароконденсатном тракте, системах тепло- и водоснабжения, а также в системах охлаждения. Предполагается дозирование реагента в подпиточные трубопроводы, обеспечение связывания растворенного кислорода подпиточной водой.

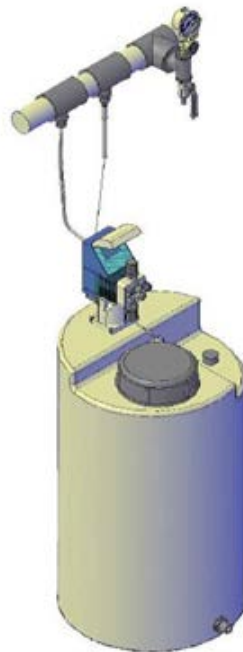


Рисунок 9.5 – Дозирующий комплекс HYDROTECH DS

Внутрикотловая обработка воды

В производственных котельных применяют как докотловую, так и внутрикотловую обработку воды. Вода, прошедшая докотловую обработку, все же содержит некоторое количество примесей. При генерировании пара эти примеси накапливаются в котловой воде и, достигнув своего предела растворимости, выпадают из раствора в виде накипи или шлама. Накипь оседает на внутренних стенках поверхностей нагрева, а шлам представляет собой нерастворимую взвесь в толще воды. Концентрация солей в котловой воде может быть снижена с помощью продувок воды из котла.

Для поддержания концентрации солей котловой воды на должном уровне ее частично, постоянно или периодически обновляют. Эта операция называется соответственно постоянной (непрерывной) продувкой.

Непрерывную продувку осуществляют из участков котла, где предполагается максимальная концентрация растворенных веществ (в большинстве случаев из верхних барабанов).

В свою очередь периодическая продувка служит для удаления шлама из водяного объема котла. Ее производят из мест скопления шлама (из нижних барабанов и коллекторов). Обе продувки (как первая, так и вторая) связаны с потерями тепла, поэтому их стремятся снизить, применяя ту или иную водоподготовку.

Продувка p выражается в процентах и не должна превышать 10 % паропроизводительности котла и 25 % от расхода добавочной воды.

Для снижения потерь тепла, связанных с непрерывной продувкой, устанавливают сепараторы непрерывной продувки и теплообменники. Если расход продувочной воды не превышает 1000 кг/ч, то устанавливают лишь сепараторы непрерывной продувки и используют лишь тепло отсепарированного пара. При расходе продувочной воды свыше 1000 кг/ч дополнительно устанавливают теплообменники, а, следовательно, дополнительно используют и тепло продувочной воды. Отсепарированный пар обычно используют в термических деаэраторах, а продувочную воду – для подогрева химически очищенной воды.

Но организация продувки не может полностью предотвратить образование накипи. Для предотвращения накипеобразования совместно с продувкой котлов применяется внутрикотловая обработка воды. Она осуществляется введением в котловую воду работающего котла химических реагентов, которые позволяют переводить соли жесткости, образующие накипь, в соли, образующие нерастворимый осадок – шлам. Шлам не прикипает к стенкам поверхностей нагрева котлов и легко удаляется с помощью продувания котла.

При эксплуатации паровых котлов могут проводиться следующие режимы внутрикотловой обработки воды:

- фосфатно-щелочной режим для котлов с давлением пара не выше 2 МПа (20 кгс/см²);
- фосфатно-нитратный режим для котлов с давлением пара свыше 2 МПа (20 кгс/см²).

В связи с достаточно редким использованием в отопительных котельных котлов с давлением пара свыше 2 МПа (20 кгс/см²), ниже будет рассмотрен только фосфатно-щелочной режим.

Фосфатно-щелочной режим (ФЩР). Этот режим применяют для котлов с давлением пара не выше 2 МПа (20 кгс/см). При ФЩР обработки предусматривается введение в котловую воду следующих реагентов:

- едкого натра – NaOH;
- кальцинированной соды – Na₂CO₃;
- и тринатрийфосфата – Na₃PO₄.

Обычно эти реагенты подаются в виде смеси постоянного состава, называемой противонакипной. Щелочи, содержащиеся в присадке, реагируют с солями жесткости котловой воды и выпадают в шлам, который удаляется с помощью периодической продувки котла системой продувания.

Внутрикотловую водоподготовку можно осуществлять по различным схемам, отличающимся между собой способом введения щелочных реагентов: либо во всасывающие, либо в нагнетательные патрубки питательных насосов, либо в общую питательную магистраль, либо в барабан каждого котла отдельно. Наиболее простая схема, по которой раствор щелочных реагентов из группового дозатора питательным насосом подается к каждому котлу.

Деаэрация воды

Деаэрация питательной и подпиточной воды – одна из обязательных стадий процесса водоподготовки. Сущность этого процесса заключается в том, чтобы снизить и довести до допустимых пределов содержание в воде агрессивных газов – кислорода и углекислоты (правильней было бы называть данную обработку воды дегазацией). Это снижение может быть достигнуто как термическим, так и химическим путем. Наибольшее распространение получила *термическая деаэрация* с применением так называемых струйных деаэраторов атмосферного типа (рис. 9.6).

Деаэратор состоит из бака-аккумулятора 1 и колонки 13 (рис. 9.7), внутри которой установлен ряд распределительных тарелок 5, 6, 12, по которым стекает вниз тонкими струйками питательная вода, а навстречу ей по патрубку 14 подается греющий пар.

Питательная вода нагревается встречным паром до температуры 104–105 °С и начинает кипеть. Выделяющиеся при этом растворенные в воде газы (кислород, азот, углекислота и часть несконденсировавшихся паров воды) поступают в охладитель 9, где пары конденсируются, а охладившиеся газы удаляются в атмосферу.

Освобожденная от кислорода и подогретая вода собирается в сборный бак, расположенный под колонкой 13 деаэратора, откуда расходуется на подпитку котлов, тепловых сетей, систем отопления и др.

Вместо тарелок в некоторых типах деаэраторов размещают специальные насадки либо из керамических колец, либо из наклонных или зигзагообразных элементов, создающих высокую плотность орошения.

Для лучшего использования водяных экономайзеров питательную воду из деаэраторов целесообразно охлаждать до 70–80 °С. Для этого устанавливают водо-водяные теплообменники-охладители деаэрированной воды.

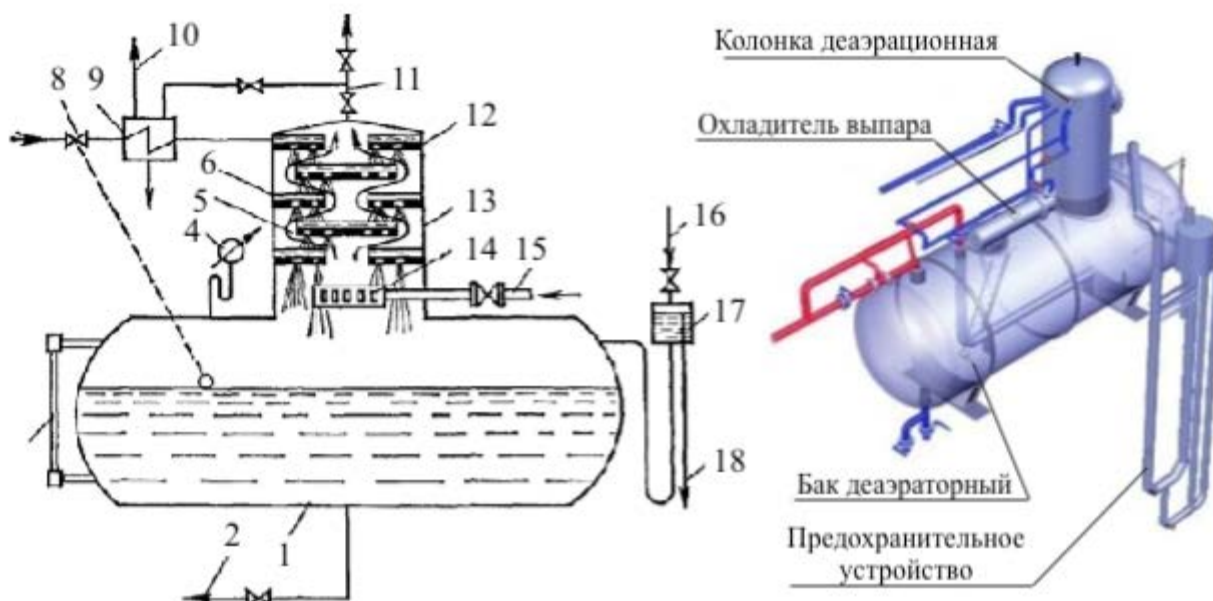


Рисунок 9.6 – Принципиальная схема деаэрационной установки атмосферного давления:

- 1 – деаэрационный бак; 2 – отвод деаэрированной воды;
 3 – водоуказательное стекло; 4 – манометр; 5, 6, 12 – тарелки; 7 – спуск воды в дренажный бак; 8 – регулятор уровня; 9 – охладитель выпара; 10 – выпуск пара в атмосферу; 11, 14, 15 – трубы и патрубков подачи пара; 13 – колонка деаэратора; 16 – впуск воды в гидрозатвор; 17 – гидрозатвор; 18 – перелив воды из гидрозатвора

Эффективность работы деаэратора зависит от температуры поступающей воды, оптимальное значение которой около 80°C, температуры выходящей из деаэратора паровоздушной смеси и от начального содержания кислорода. В атмосферных деаэраторах вода нагревается до 102–104°C.

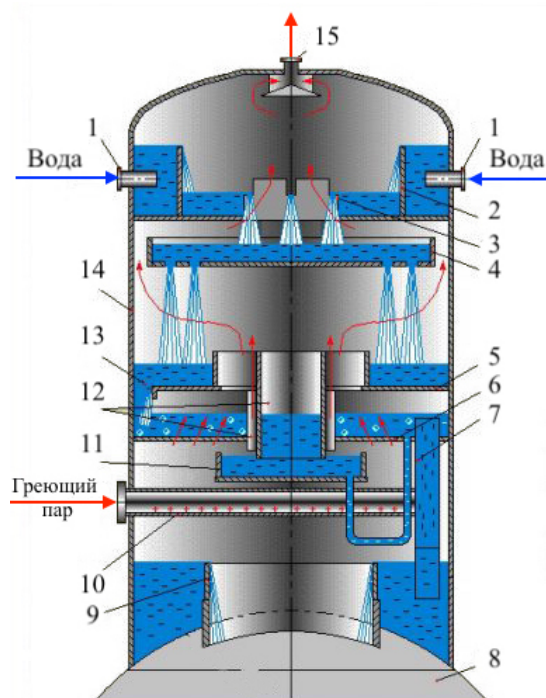


Рисунок 9.7 – Колонка деаэратора струйно-барботажного типа:
 1 – подвод воды; 2 – смесительно-распределительное устройство;
 3 – горловина смесительного устройства; 4 – перфорированная тарелка;
 5 – перепускной лист; 6 – перфорированный лист барботажного
 устройства; 7 – сливные трубы; 8 – бак-аккумулятор; 9 – горловина бака;
 10 – коллектор подвода пара; 11 – поддон; 12 – пароперепускные трубы
 (наружная и внутренняя); 13 – сегментное отверстие; 14 – корпус
 колонки; 15 – отвод выпара

Нормы качества сетевой и подпиточной воды для водогрейных котлов, питательной воды для стационарных паровых котлов приведены в таблицах 9.3 и 9.4.

Таблица 9.3 – Качество сетевой и подпиточной воды для водогрейных котлов

Наименование	Система теплоснабжения							
	закрытая				открытая			
	температура воды за котлом, °С							
	115		150		115		150	
	ТОПЛИВО							
	твердое	жидкое и газ	твердое	жидкое и газ	твердое	жидкое и газ	твердое	жидкое и газ
Прозрачность по шрифту, см, не менее	30				40			
Карбонатная жесткость сетевой воды с рН до 8,5 мкг-экв/кг	800	700	750	600	800	700	750	600
Условная сульфатно-кальциевая жесткость, мг-экв/кг	4,5		1,2		4,5		1,2	
Растворенный кислород, мкг/кг	50		30		50		30	
Содержание соединений железа в пересчете на Fe, мкг/кг	600	500	500	400	300	300	300	250
Значение рН при t = 25 °С	от 7 до 11				от 7 до 8,5			
Свободная углекислота	должна отсутствовать или находиться в пределах, обеспечивающих рН > 7							
Масла и нефтепродукты мг/кг, не более	1,0				-			

Примечание. Для котлов на твердом топливе нормы жесткости могут быть увеличены на 25 %. Для теплосетей, в которых параллельно с котлами работают бойлеры с латунными трубами, рН не должно превышать 9,5.

Таблица 9.4 – Нормы качества питательной воды для стационарных паровых котлов

Наименование	Тип котла					
	газо-жаротрубные		водотрубные			
	давление, МПа (кгс/см ²)					
	1,4 (14)		1,4 (14)		2,4 (24)	
	топливо					
	твердое	жидкое и газ	твердое	жидкое и газ	твердое	жидкое и газ
Содержание взвешенных веществ, мг/кг	50	5	5	5	5	5
Общая жесткость, мкг-экв/кг	100	30	20	15	15	10
Содержание соединений железа в пересчете на Fe, мкг/кг	не нормируется	300	не нормируется	300	200	100
Содержание соединений меди в пересчете на Cu, мкг/кг	не нормируется					
Содержание растворенного O ₂ , мкг/кг	100	50	50	30	50	20
Значение pH при 25 °С	8,5 – 9,5					
Содержание свободной углекислоты, мкг/кг	не допускается					
Содержание нитритов в пересчете на мкг/кг	не нормируется					
Содержание масла и других веществ, экстрагируемых эфиром, мг/кг	3,0					

Контрольные вопросы

1. Какие примеси содержатся в питательной воде?
2. Какие основные показатели качества питательной воды?
3. Какие мероприятия включает докотловая обработка воды?
4. Что такое внутрикотловая обработка воды?
5. Каким образом происходит умягчение воды?
6. Каким образом происходит деаэрация воды?
7. Конструкция и принцип работы термического деаэратора.

10. 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. 10.1). Как запорную арматуру их применяют при диаметрах прохода до 109-150 мм.

В запорном клапане (рис. 10.1, 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. 10.1, 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).

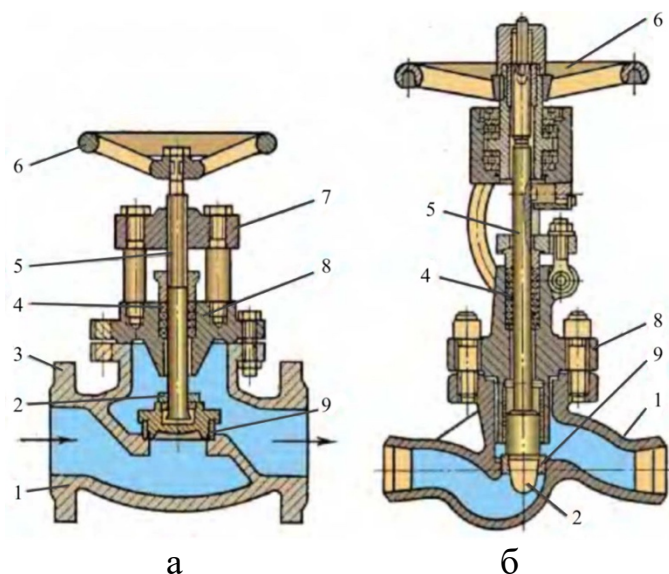


Рисунок 10.1 – Клапаны:

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. 10.2), 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 $b = 2,5-5$.

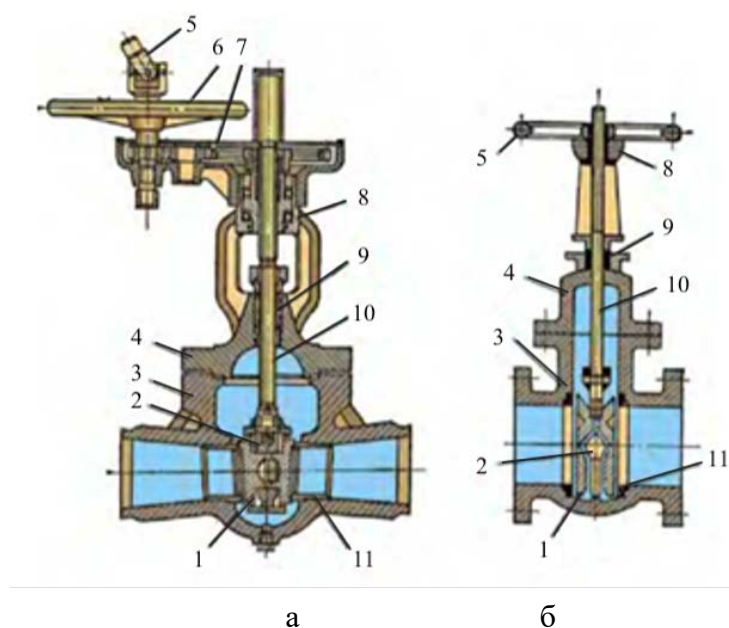


Рисунок 10.2 – Задвижки:

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 10.3.

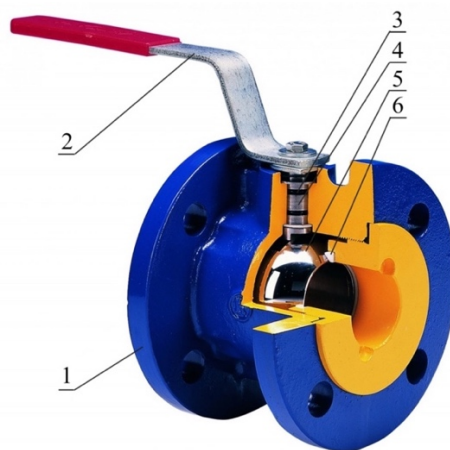


Рисунок 10.3 – Кран шаровый фланцевый:
 1 – корпус; 2 – рукоятка; 3 – уплотнительное кольцо;
 4 – шток; 5 – шар; 6 – седло

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. 10.4). 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 10.4 – 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. 10.5).

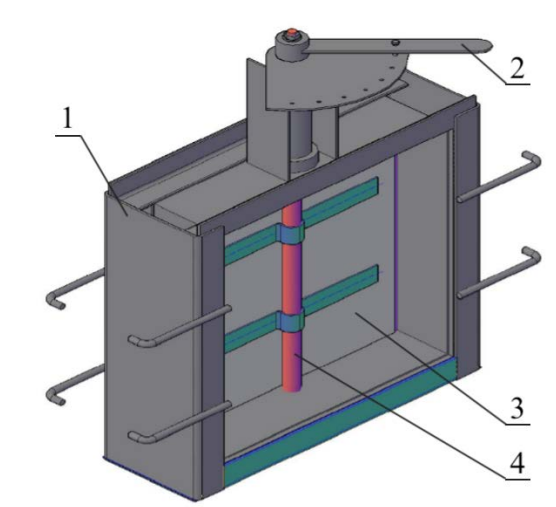


Рисунок 10.5 – Шиберная задвижка:
1 – корпус; 2 – рукоятка; 3 – шибер; 4 – вал

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 10.6 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.

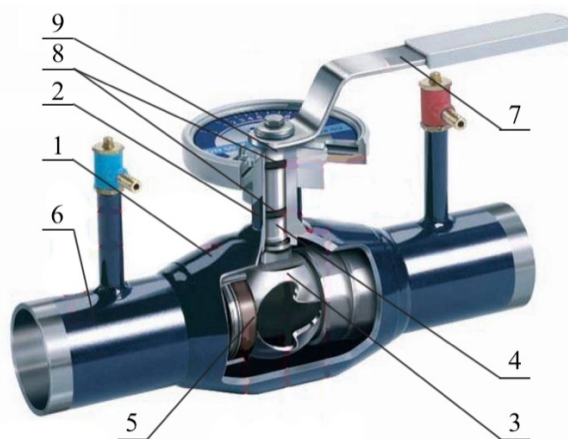


Рисунок 10.6 – Шаровый регулировочный кран:

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

На рисунке 10.7 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 10.7 – Регулировочный кран седельного типа

Одной из разновидностью автоматической регулирующей арматуры является **автоматический регулятор давления (самодействующий)** (рис. 10.8), 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.

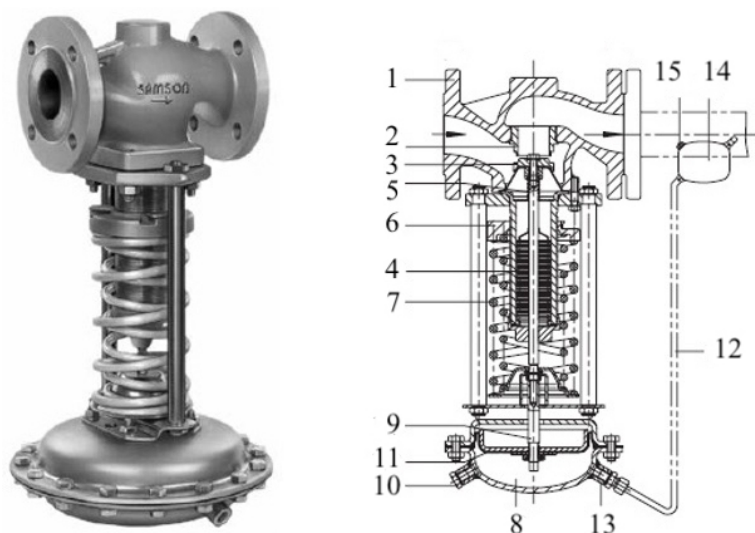


Рисунок 10.8 – Автоматический регулятор давления седельного типа:
 1 – корпус клапана; 2 – седло клапана; 3 – плунжер; 4 – металлический
 сильфон; 5 – шток плунжера; 6 – задатчик; 7 – регулирующие пружины;
 8 – привод; 9 – шток привода; 10 – воздушник; 11 – регулирующая мембрана;
 12 – импульсная трубка; 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 10.9 изображены регуляторы с электроприводами.



Рисунок 10.9 – 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. 10.10, а) запорным органом является тарелка (золотник) 2, хвостовик которой входит в направляющий канал прилива крышки 1. В поворотных клапанах (рис. 10.10, б) тарелка 6 поворачивается вокруг оси 7 и перекрывает проход.

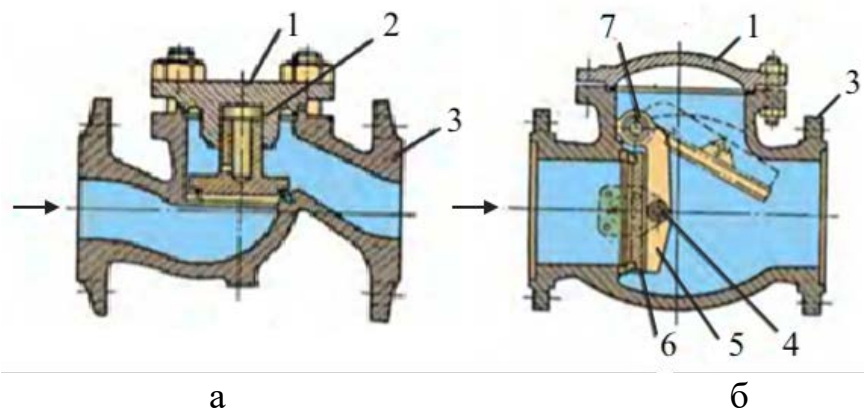


Рисунок 10.10 – Обратный клапан:

а – подъемный; *б* – поворотный:

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

Также существуют межфланцевые обратные клапана (рис. 10.11). 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 10.11 – 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. 10.12, а) и пружинными (рис. 10.12, 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. 10.13). 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.

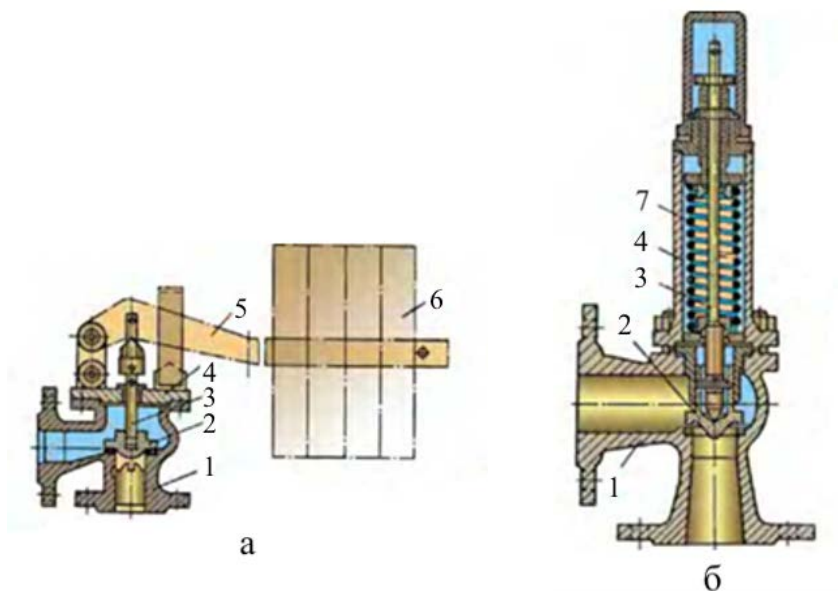


Рисунок 10.12 – Предохранительный клапан:
а – однорычажный; *б* – пружинный:
 1 – корпус; 2 – затвор; 3 – шпindelь;
 4 – крышка; 5 – рычаг; 6 – груз; 7 – пружина

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

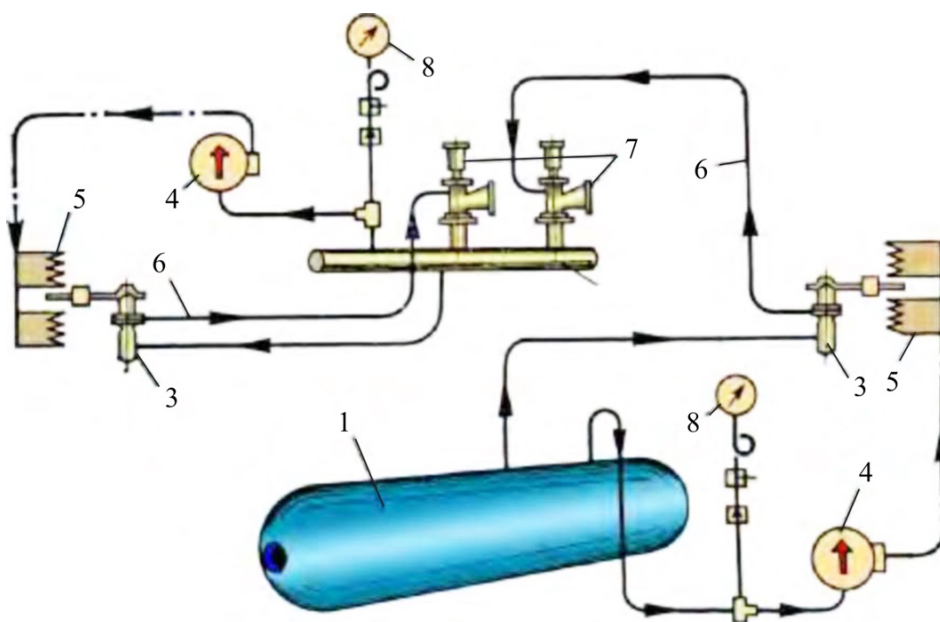


Рисунок 10.13 – Упрощенная схема импульсно-предохранительных устройств котла с естественной циркуляцией воды:
 1 – барабан; 2 – камера перегретого пара; 3 – импульсный клапан;
 4 – электроконтактный манометр; 5 – электромагнит импульсного клапана;
 6 – импульсная трубка;
 7 – главный предохранительный 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. 10.14) 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.

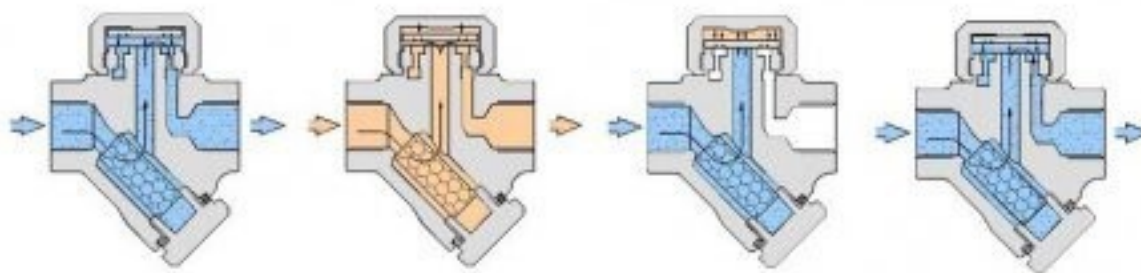


Рисунок 10.14 – Схема работы термодинамического конденсатоотводчика

Термостатические конденсатоотводчики (рис. 10.15) 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.

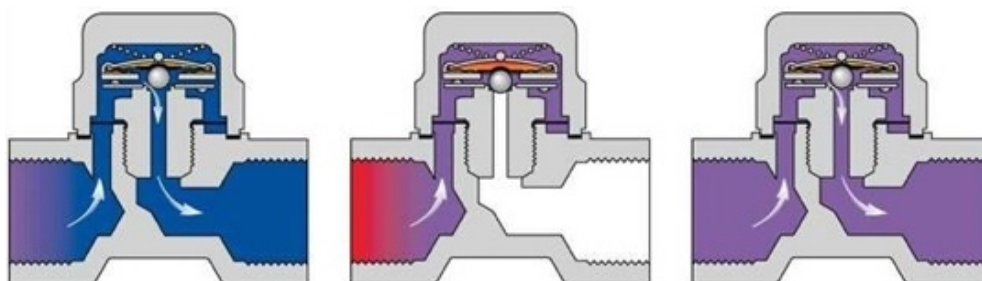


Рисунок 10.15– Схема работы термостатического конденсатоотводчика

Поплавковые конденсатоотводчики (рис. 10.16) 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.

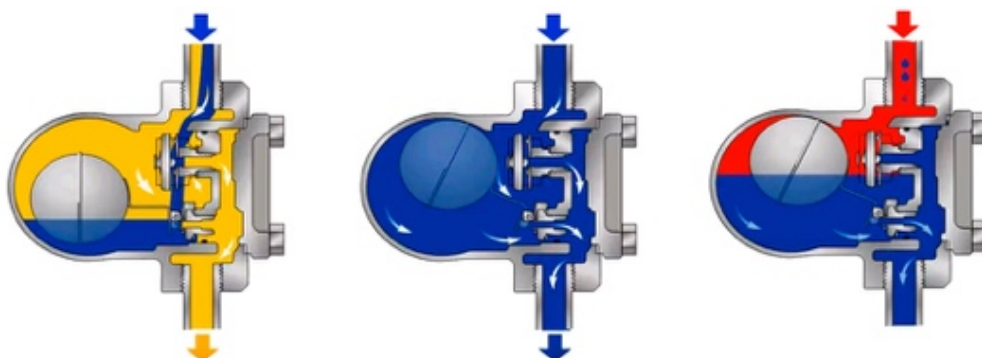


Рисунок 10.16 – Схема работы поплавкового конденсатоотводчика

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. 10.17) 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.

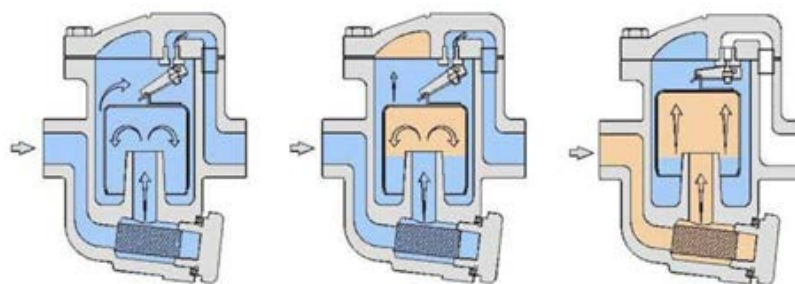


Рисунок 10.17 – Схема работы конденсатоотводчика с перевернутым стаканом

В **биметаллическом конденсатоотводчике** (рис. 10.18) 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.

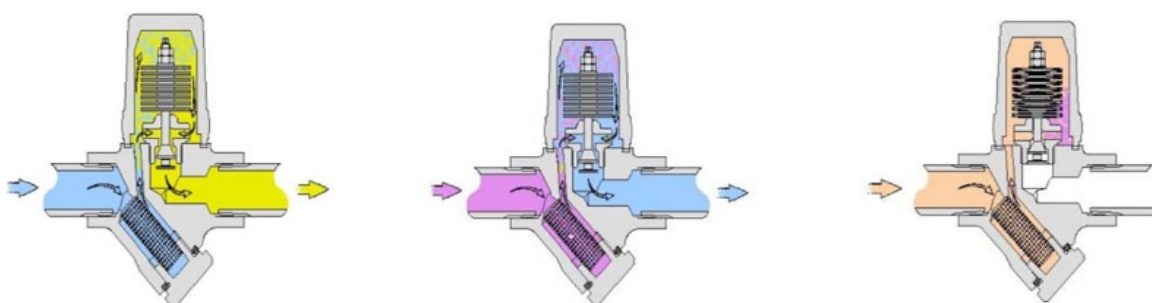


Рисунок 10.18 – Схема работы конденсатоотводчика с перевернутым стаканом

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. 10.19) 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.

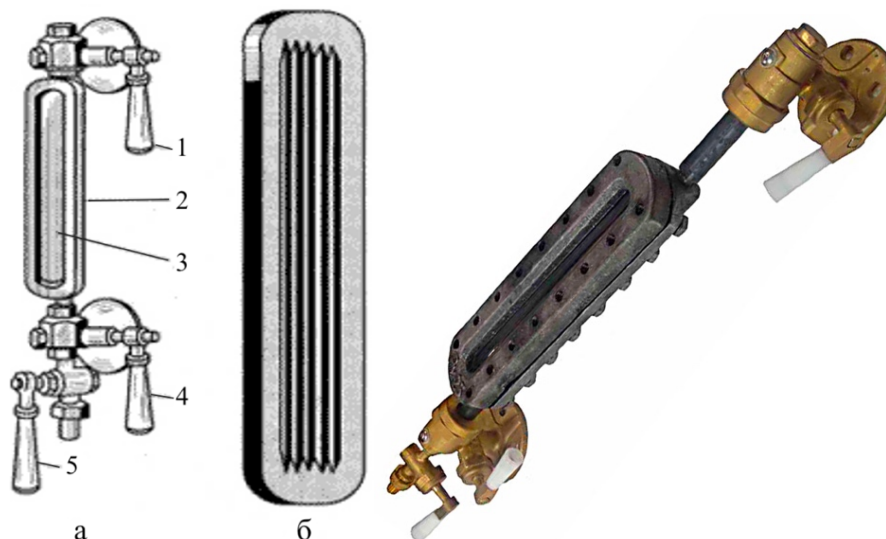


Рисунок 10.19 – Водоуказательная колонка:

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. 10.20).

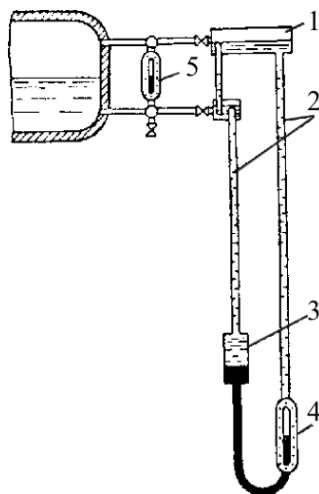


Рисунок 10.20 – Схема сниженного указателя уровня воды:
 1 – компенсационный сосуд; 2 – соединительные трубки;
 3 – расширительный сосуд; 4 – нижняя водоуказательная колонка;
 5 – верхняя водоуказательная колонка

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. 10.21):

- 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.

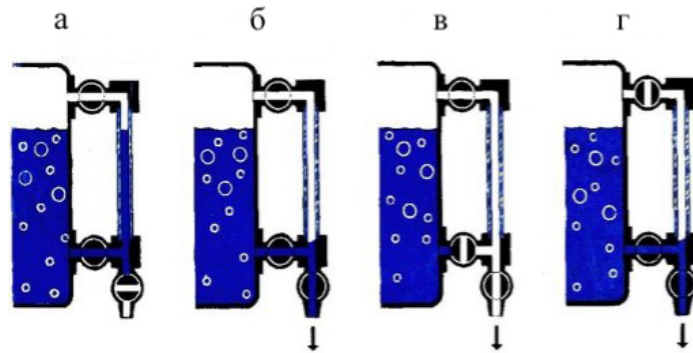


Рисунок 10.21 – Продувка ВУК:

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.

11. ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЕ

11.1. 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 11.1.

Таблица 11.1 – 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. 11.1).



Рисунок 11.1 – 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 щепа доставляется в котельную (рис. 11.2).

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 11.2 – Доставка щепы до котельной

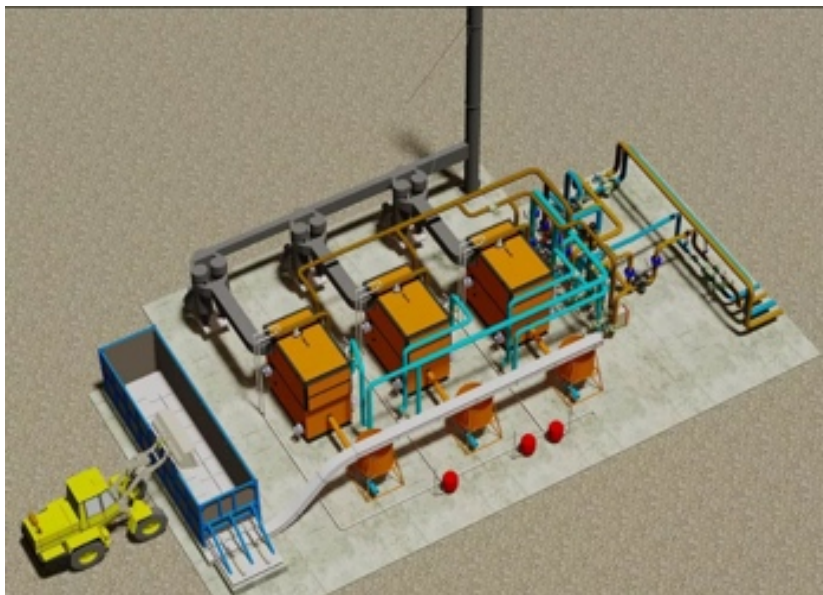


Рисунок 11.3 – Расположение основного оборудования твердотопливной котельной

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. 11.4). 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.

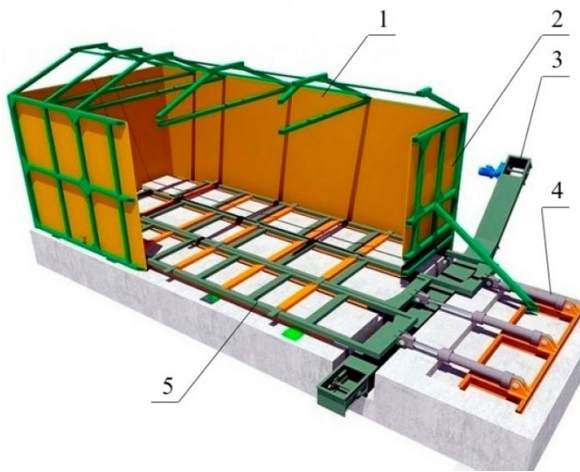


Рисунок 11.4 – Склад с «живым» дном:

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. 11.5).

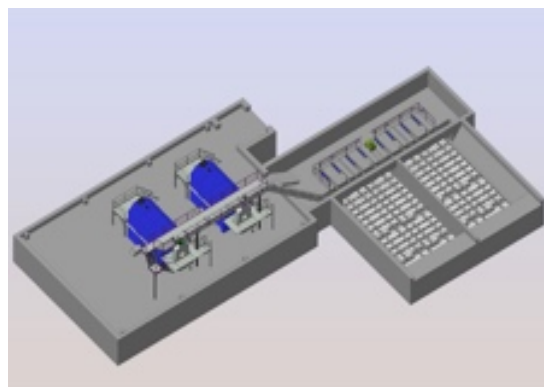


Рисунок 11.5 – Подача топлива ленточным транспортером

11.2. 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 11.6.

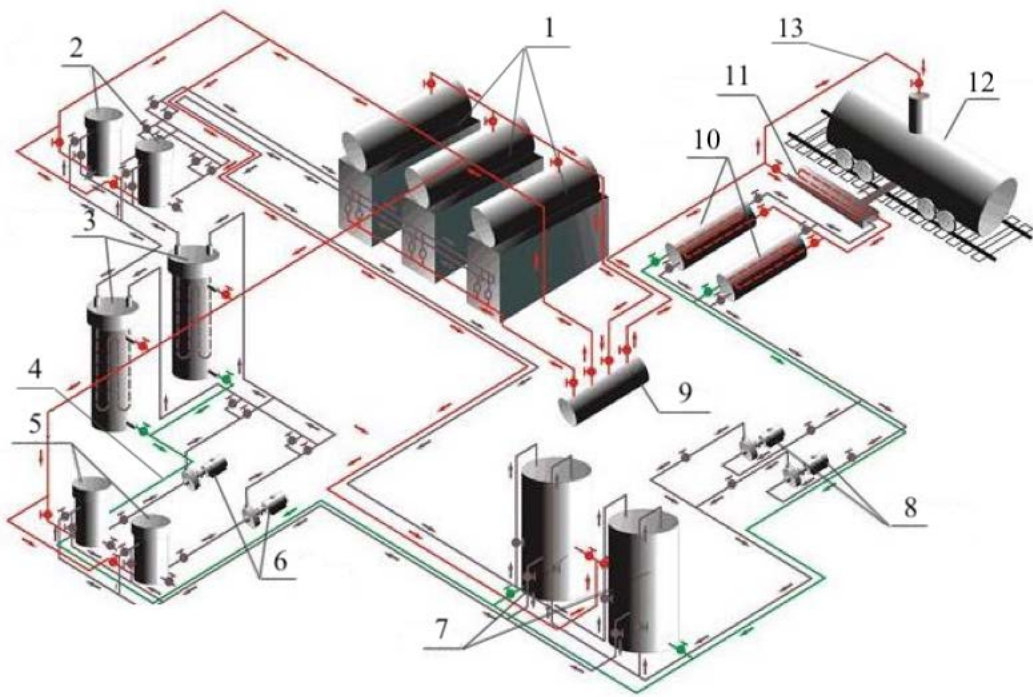


Рисунок 11.6 – Мазутное хозяйство котельной:

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 11.2.

Таблица 11.2 – 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 высокопарафинистых 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 11.3.

Таблица 11.3 – 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 11.4.

Таблица 11.4 – 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. 11.7).



Рисунок 11.7 – 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. 11.8) 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.

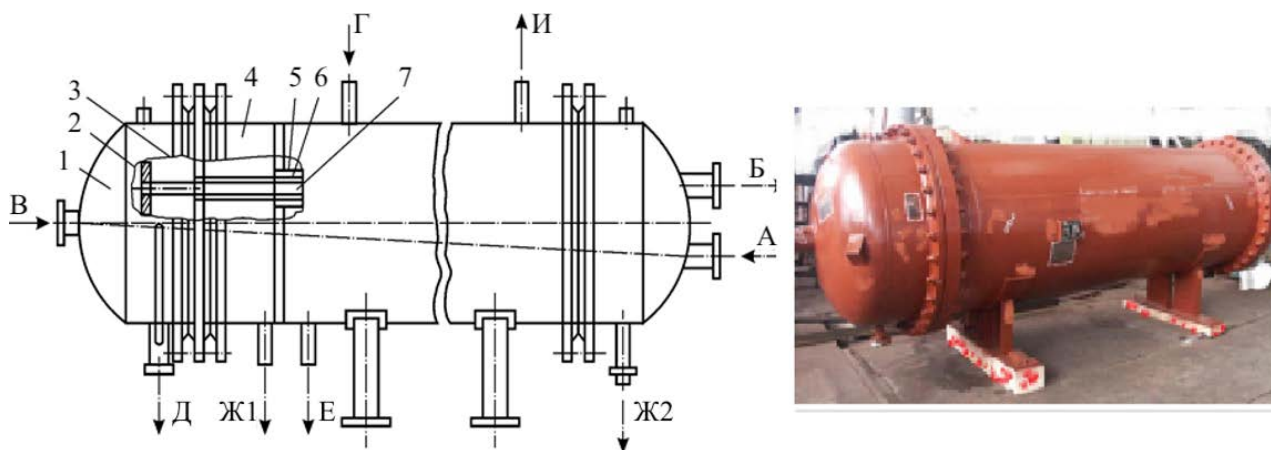


Рисунок 11.8 – Подогреватель мазута типа ПМР:

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 ЗВ.

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. 11.9) состоит из следующих основных деталей и узлов: рабочего механизма, корпуса с крышками, торцевого уплотнения и предохранительного клапана.

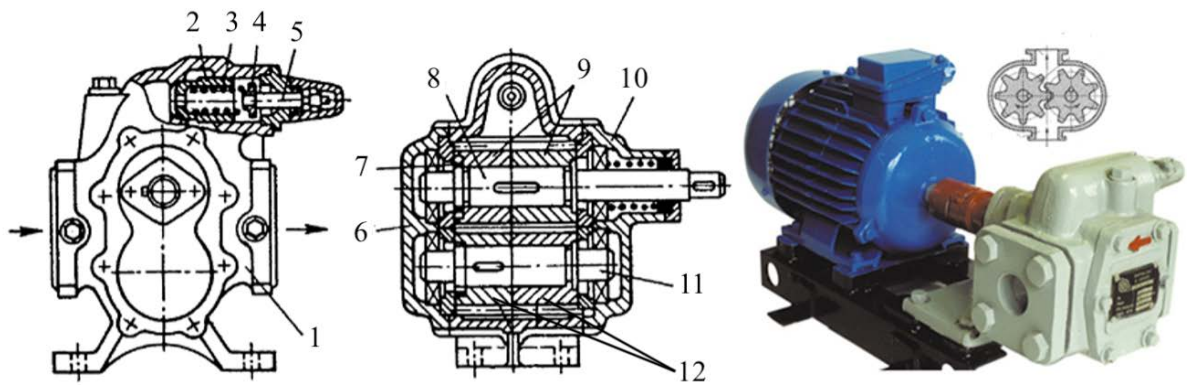


Рисунок 11.9 – Шестеренный насос:

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 ведущего 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. 11.10).

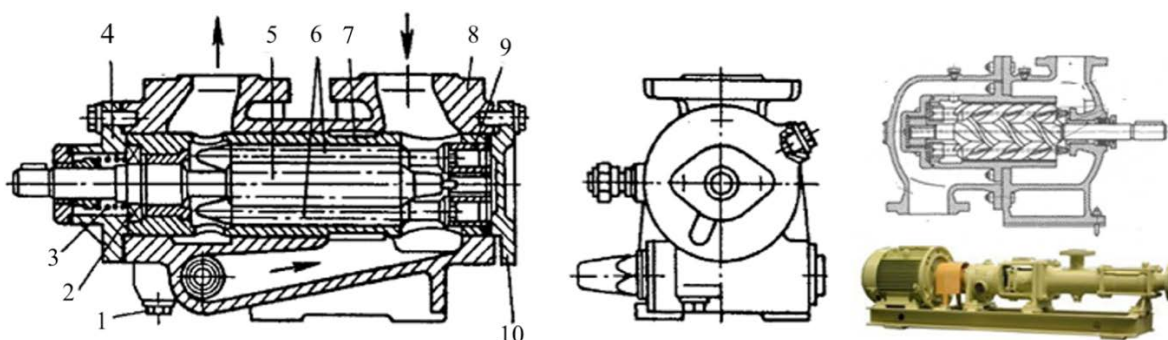


Рисунок 11.10 – Трехвинтовой насос 3В 4/25:

- 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.

11.3. 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 рис. 11.11 изображен ГРП (ГРУ).

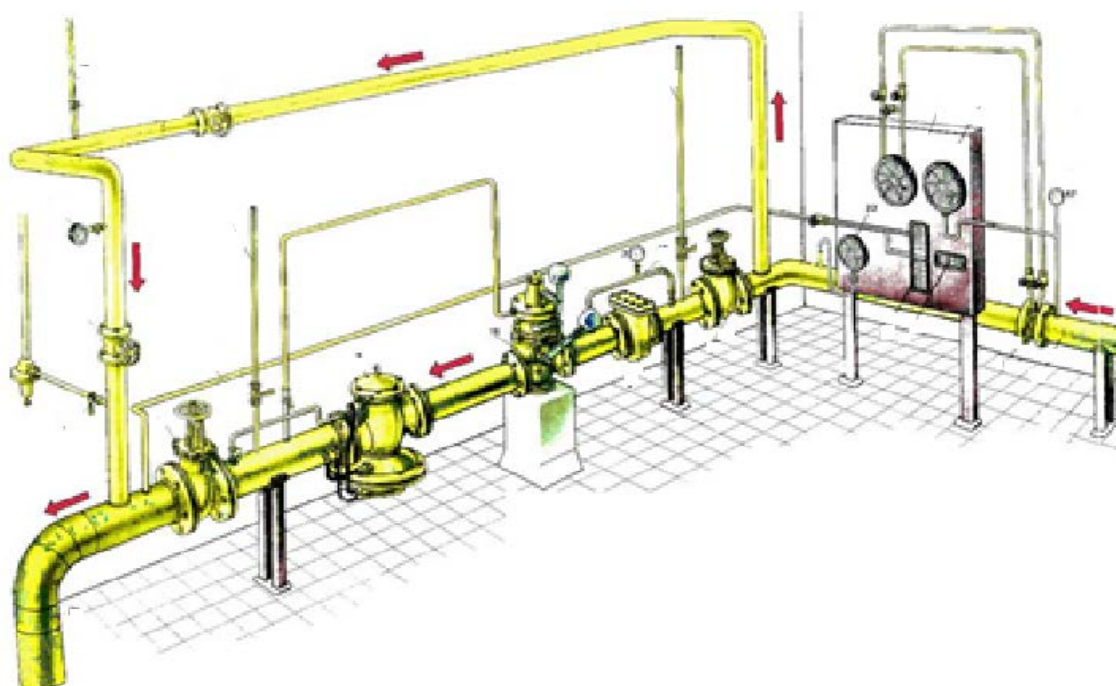


Рисунок 11.11 – ГРП (ГРУ)

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 komponуют 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 рис. 11.12. 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.

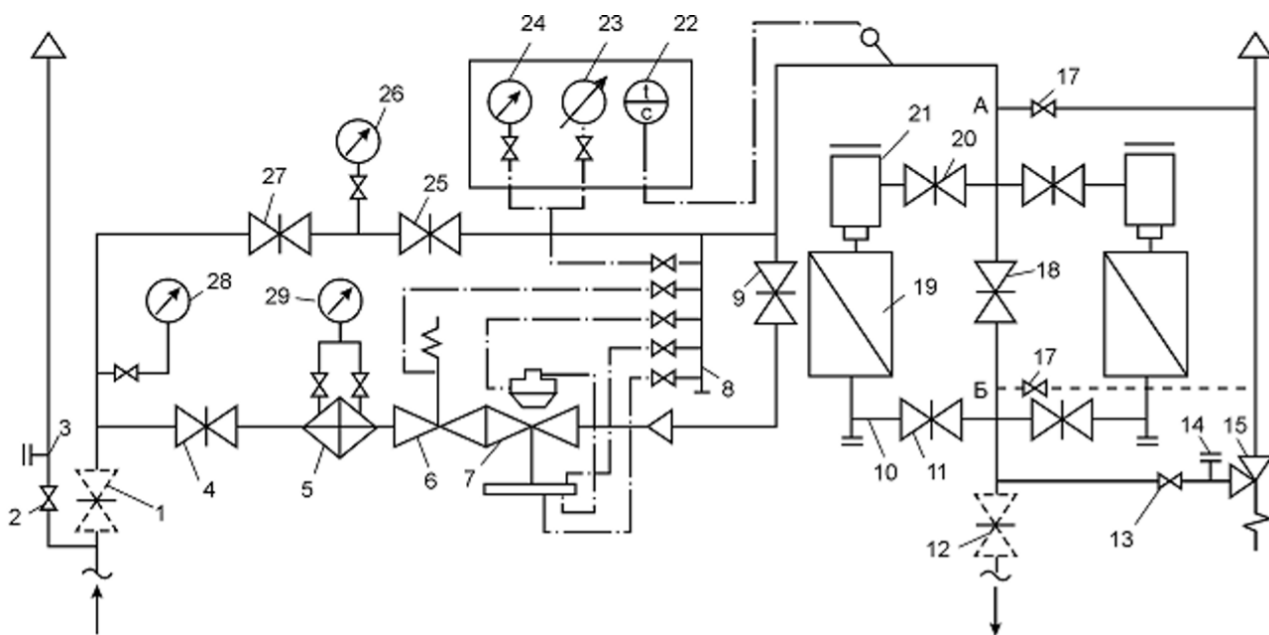


Рисунок 11.12 – Схема ГРП (ГРУ) с регулятором РДУК2 и измерением расхода газа:

- 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 сбросной 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 11.13.

С целью снижения диаметра счетчика газа, в отличие от схемы на рисунке 11.14, 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.

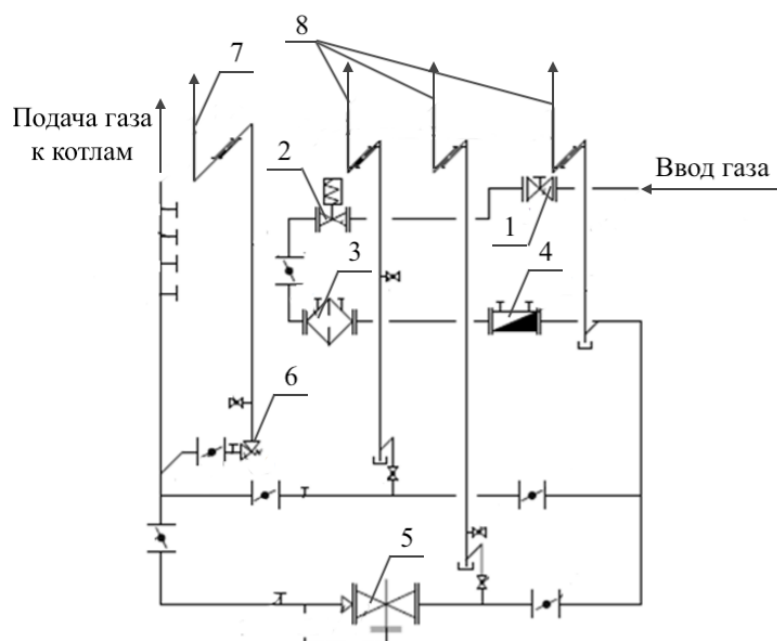


Рисунок 11.13 – Схема ГРУ:

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.

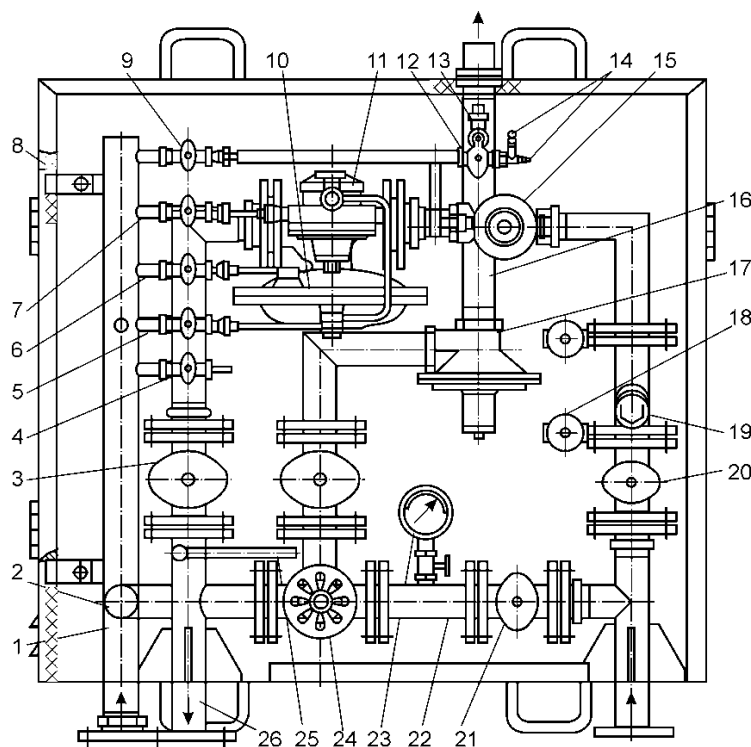


Рисунок 11.14 – ШГРП с регулятором РДУК2Н:

1 – импульсный трубопровод; 2 – подводящий 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 11.14 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; подводящая труба к ПСК.

Для настройки отсекаателя 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. 11.15) предназначен для автоматического перекрытия газопровода, подводящего газ, при нагревании во время пожара. Термозапорный клапан содержит корпус, в полости которого установлен пружиненный 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).

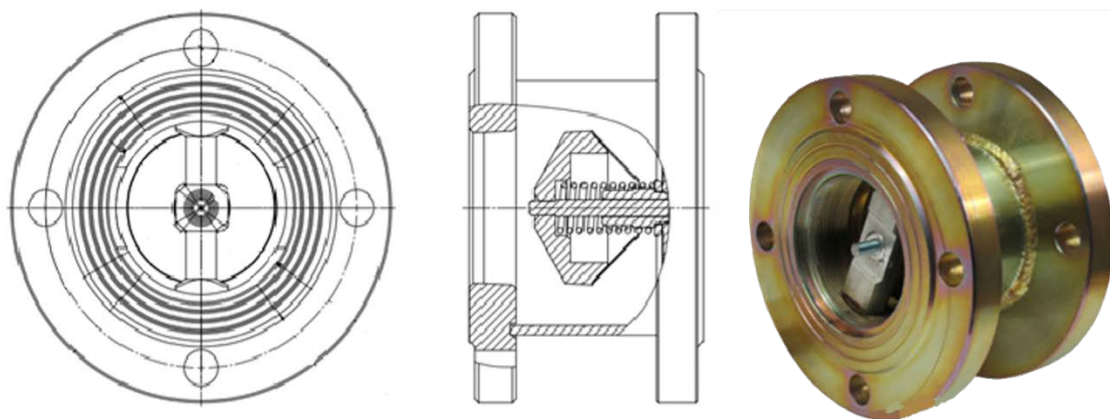


Рисунок 11.15 – Термозапорный клапан

Предохранительный запорный клапан (ПЗК) (рис. 11.16) 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 11.5.

ПЗК можно классифицировать следующим образом:

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

Таблица 11.5 – 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

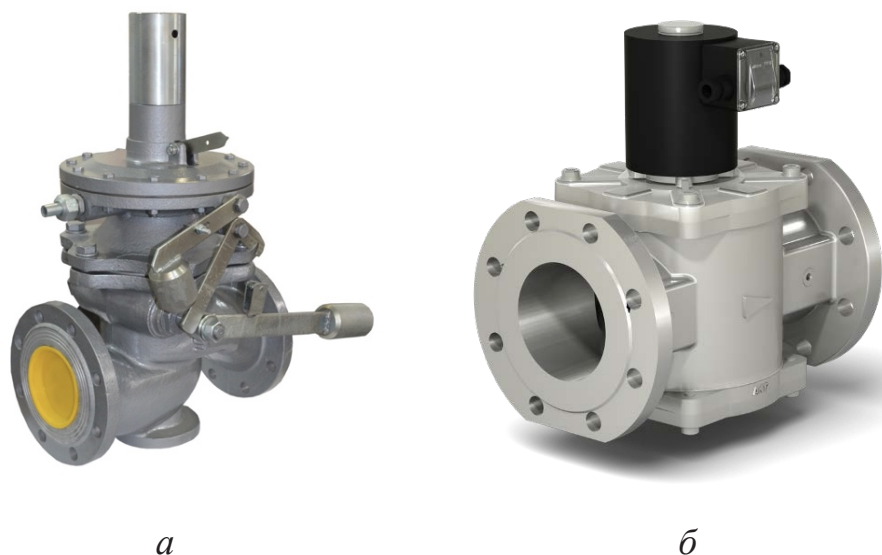


Рисунок 11.16 – Предохранительный запорный клапан (ПЗК):
а – механический; *б* – электромагнитный

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 11.18 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.

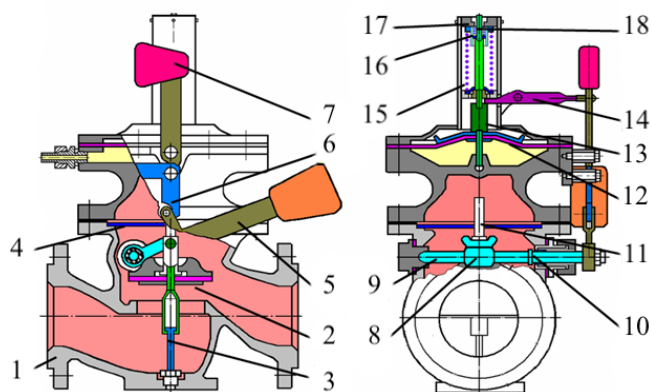


Рисунок 11.17 – Устройство ПЗК типа ПКН (ПКВ):

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. 11.18 и 11.19). 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 11.18 – Фильтры газовые волосяные



Рисунок 11.19 – Фильтры газовые сетчатые



Рисунок 11.21 – Стабилизатор потока газа СПГ 80-30

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

Регулятор давления (рис. 11.22) 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. 11.23) 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.



а

б

Рисунок 11.22 – Регуляторы давления газа:
а – регулятор давления РДБК, *б* – РДУК-2

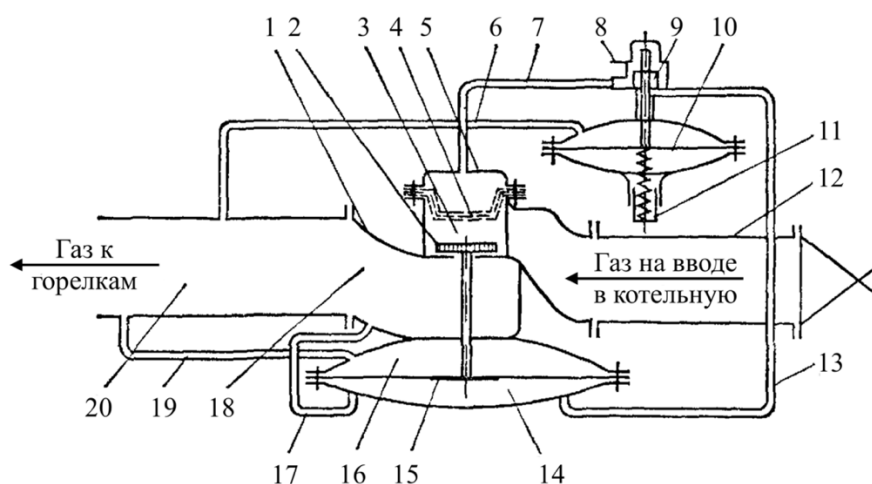


Рисунок 11.23 – Устройство регулятора давления газа РДУК-2:
1 – корпус; *2* – регулирующий клапан; *3* и *18* – надклапанная и подклапанная полости регулятора; *4* – фильтр; *5* – крышка; *6, 7, 13, 17, 19* – импульсные трубки; *8* – регулятор управления; *9* – клапан регулятора управления; *10, 15* – мембраны; *11* – регулировочный стакан; *12* – подводный 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. 11.24) 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 $P_{п} = 1,15 P_{н}$.

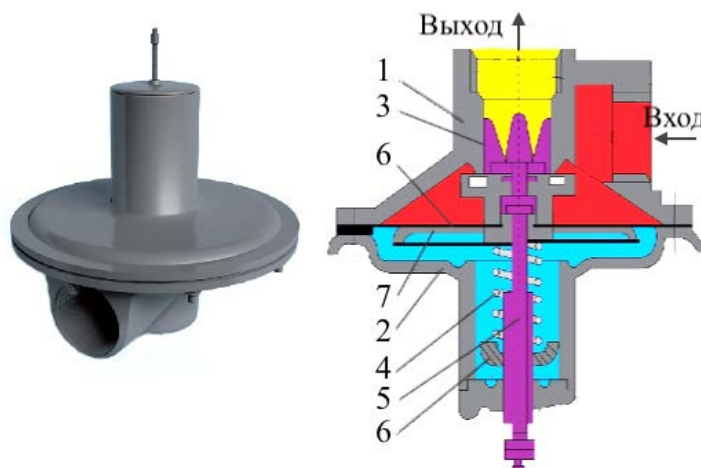


Рисунок 11.24 – Клапан предохранительный сбросной:

- 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.

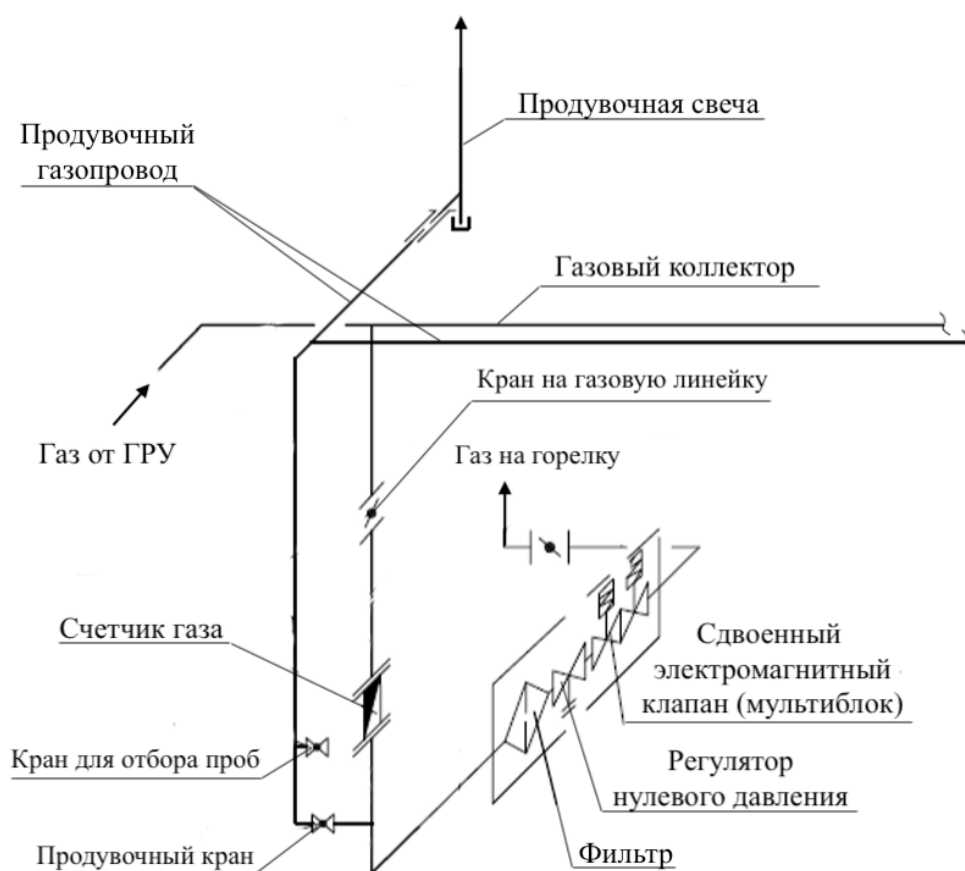


Рисунок 11.25 – Газовая линейка горелки

В состав газовой линейки горелки (рис. 11.25) входят:

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

В газовую рампу (рис. 11.26) 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.

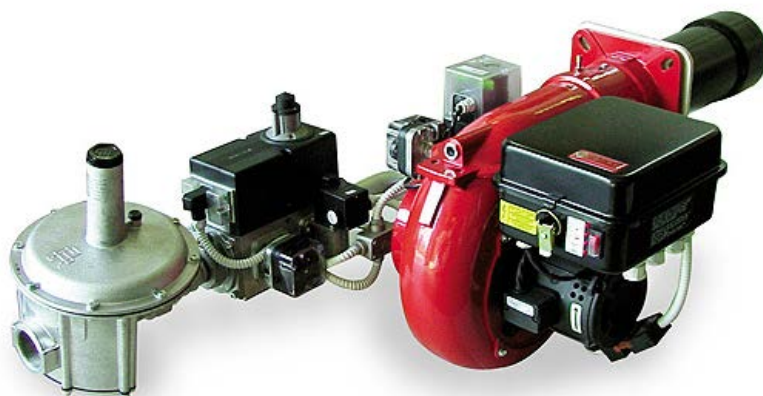


Рисунок 11.26 – Газовая рампа горелки

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.

12. 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. 12.1. приведена структурная схема автоматики регулирования.

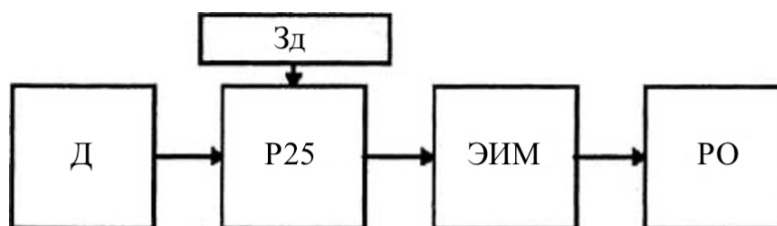


Рисунок 12.1 – Структурная схема автоматики регулирования:

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. 12.2);
- регулятор соотношения «топливо-воздух» (рис. 12.3);
- регулятор разрежения (рис. 12.4);
- регулятор уровня (рис. 12.5).

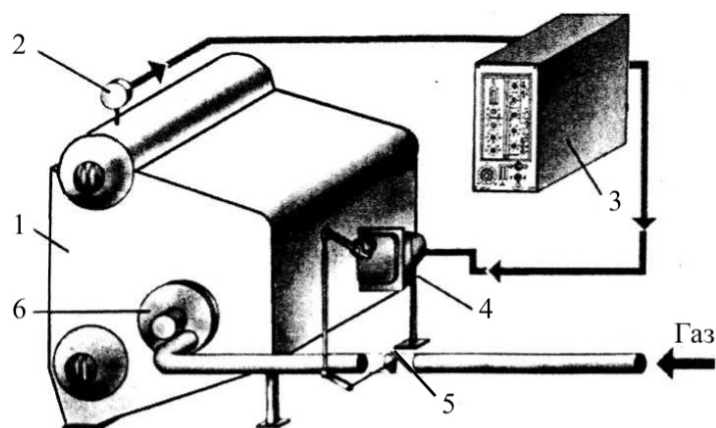


Рисунок 12.2 – Регулирование давления пара:
 1 – паровой котел; 2 – датчик давления пара;
 3 – регулирующий прибор; 4 – электроисполнительный механизм;
 5 – поворотнo-регулирующая заслонка на газопроводе (ПРЗ);
 6 – газомазутная горелка

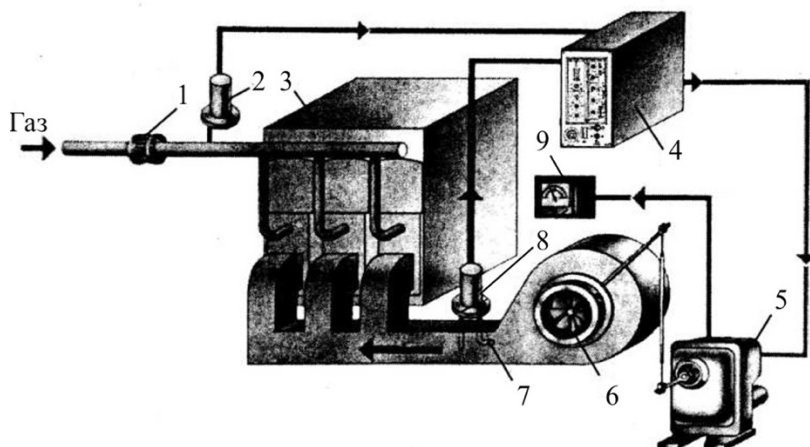


Рисунок 12.3 – Регулирование расхода воздуха, подаваемого на горение,
 в зависимости от расхода газа:
 1 – камерная диафрагма; 2 – датчик давления газа; 3 – котел водогрейный;
 4 – регулирующий прибор; 5 – исполнительный механизм;
 6 – направляющий аппарат вентилятора; 7 – импульсная трубка; 8 – датчик
 давления воздуха; 9 – дистанционный указатель положения исполнительного
 механизма

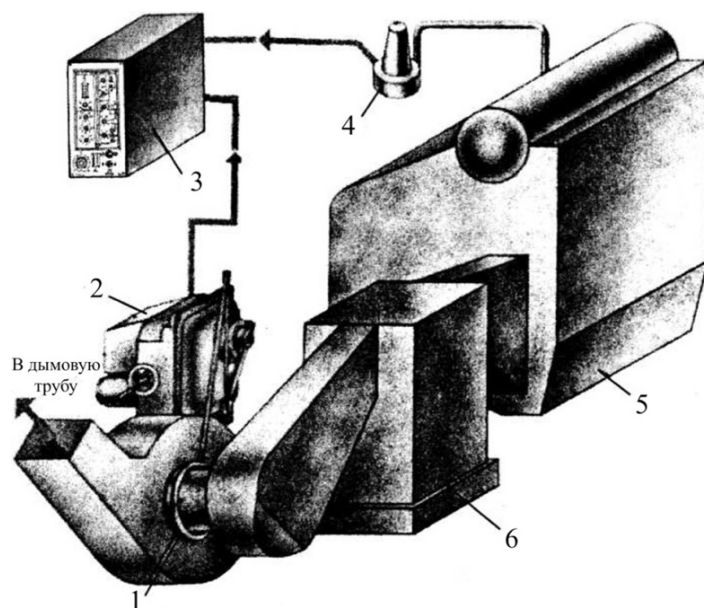


Рисунок 12.4 – Регулирование разрежения в топке:
 1 – направляющий аппарат дымососа; 2 – исполнительный механизм;
 3 – регулирующий прибор; 4 – датчик по разрежению; 5 – паровой котел;
 6 – экономайзер котла

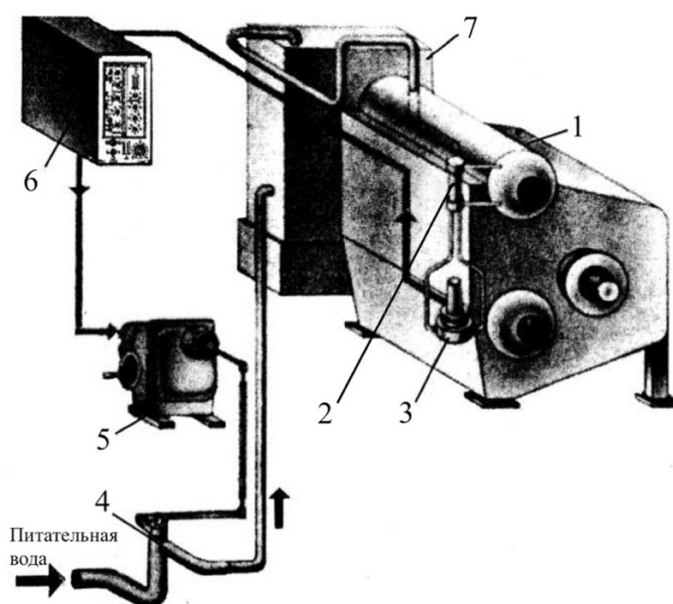


Рисунок 12.5 – Регулирование уровня воды в барабане котла:
 1 – паровой котел; 2 – уравнильный сосуд; 3 – датчик уровня;
 4 – регулирующий клапан на линии питания котла водой;
 5 – исполнительный механизм; 6 – регулирующий прибор;
 7 – экономайзер

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. 12.6), 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.

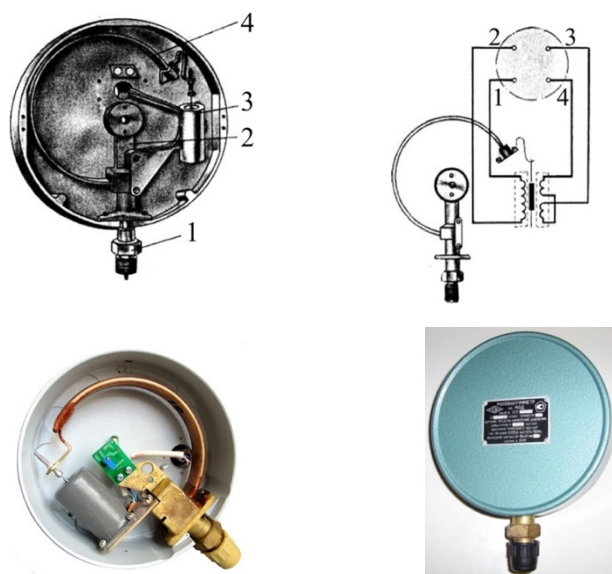


Рисунок 12.6 – Электрический манометр МЭД:

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

Дифференциальный тягонапормер (ДТ-2) – датчик газа, воздуха, разрежения (рис. 12.7).

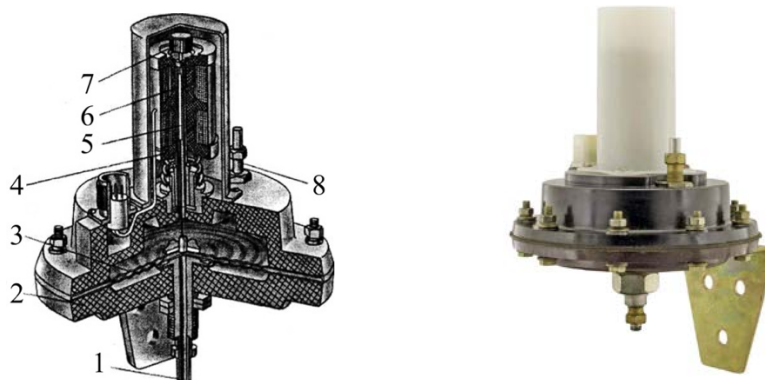


Рисунок 12.7 – Дифференциальный тягомер:

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. 12.8).

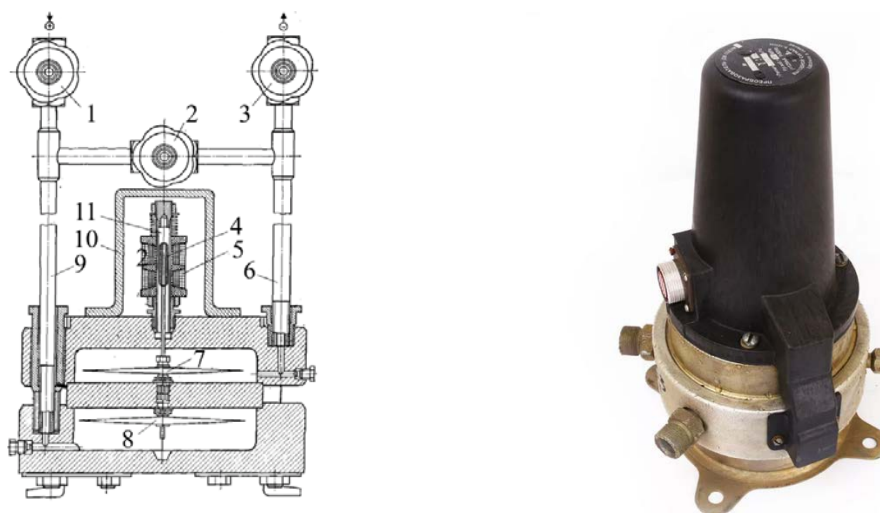


Рисунок 12.8 – Дифференциальный манометр ДМ:

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.

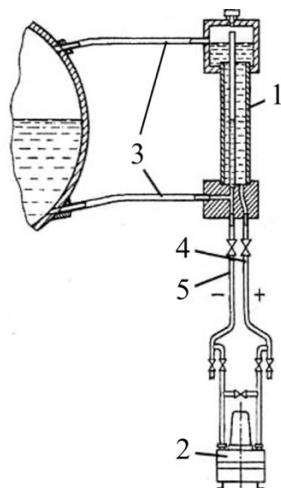


Рисунок 12.9 – Подключение ДМ к барабану котла:

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. 12.9). 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. 12.10).

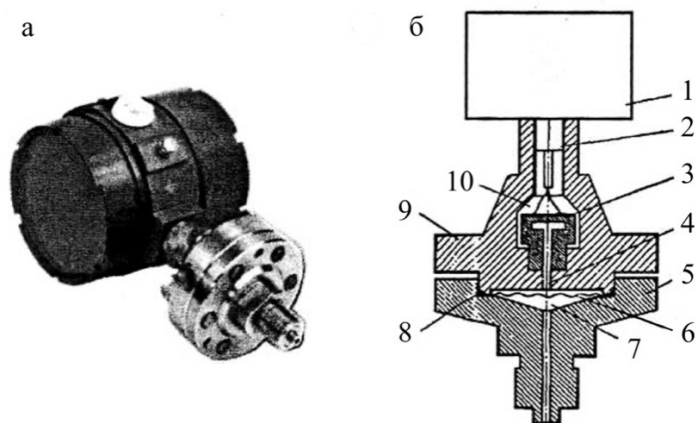


Рисунок 12.10 – Общий вид (а) и схема (б) преобразователей «Сапфир»:
 1 – измерительный блок; 2 – герметичный вывод; 3 – тензопреобразователь;
 4 – внутренняя полость тензопреобразователя; 5 – фланец; 6 – мембрана;
 7 – камера фланца; 8 – прокладка; 9 – основание; 10 – полость

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 12.11. представлены разнообразные виды датчиков давления современных систем автоматизации управления.



Рисунок 12.11 – 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 12.12 представлены датчики температуры различного исполнения.

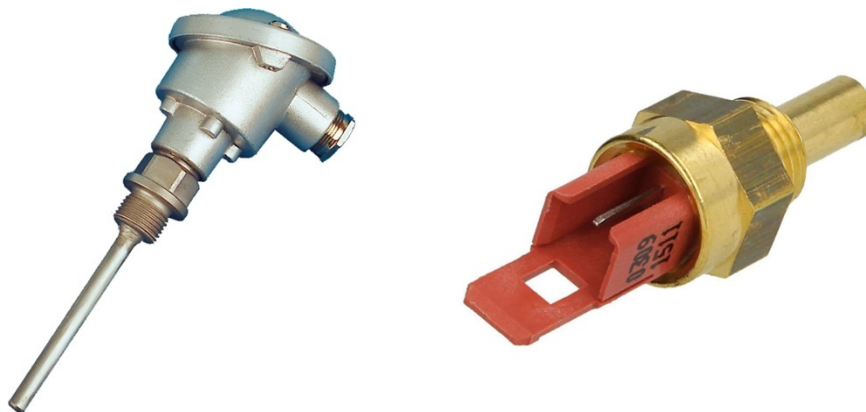


Рисунок 12.12 – Общий вид датчиков температуры системы регулирования

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. 12.13). 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.

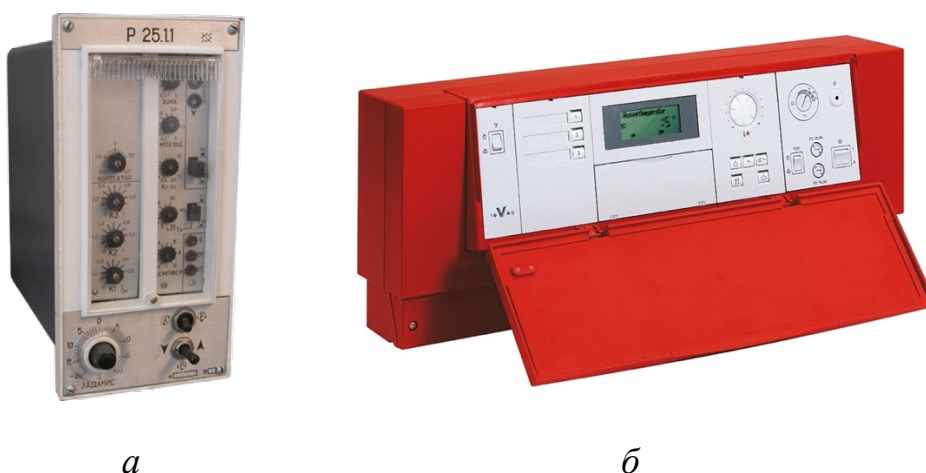


Рисунок 12.13 – Регулирующие приборы:
а) – усилитель сигнала P25; б) – контроллер «Vitolronic»

Электроисполнительный механизм (ЭИМ) (рис. 12.13) 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 12.14 – 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. 12.15). Конструкция затвора обеспечивает поворот диска на 90°.

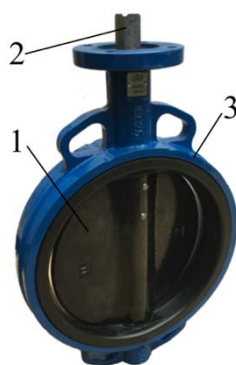


Рисунок 12.15 – Дисковый поворотнo-регулирующий затвор:
1 – диск затвора; 2 – ось; 3 – корпус

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. 12.16).

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.

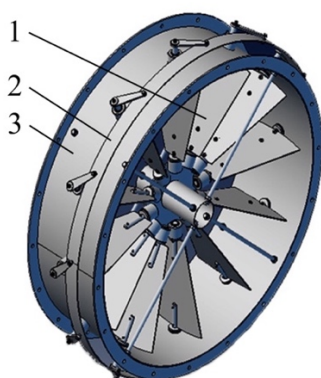


Рисунок 12.16 – Направляющий аппарат:
1 – поворотные лопатки; 2 – привод лопаток;
3 – кожух направляющего аппарата

Регулятор уровня воды в паровом котле для котлов серии ДКВр и ДЕ. Регулирующий клапан на питательной линии котла (рис. 12.17) 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.

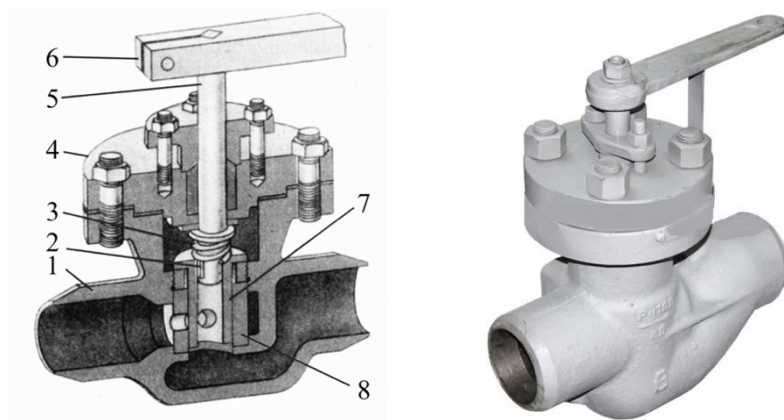


Рисунок 12.17 – Регулирующий клапан на питательной линии котла:
 1 – корпус; 2 – шпонка; 3 – пружина; 4 – крышка; 5 – вал; 6 – рычаг;
 7 – золотник; 8 – гильза

Регулирующий игольчатый клапан для мазута. Устанавливается на опуске мазутного коллектора к форсункам котла (см. рис. 12.18). Клапан обеспечивает регулирование количества мазута, подаваемого к форсункам. Шток клапана посредством рычага соединяется с ЭИМ.

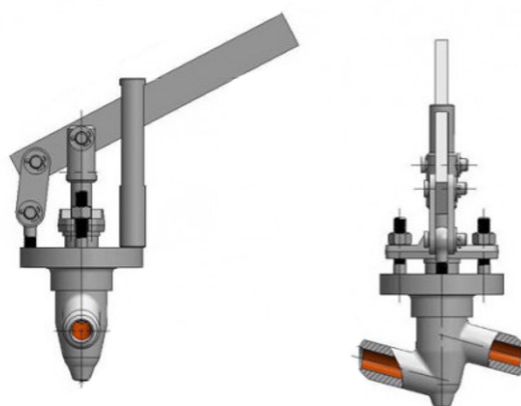


Рисунок 12.18 – Регулирующий клапан для мазута

Автоматика безопасности

На рисунке 12.19. показана структурная схема автоматики безопасности.

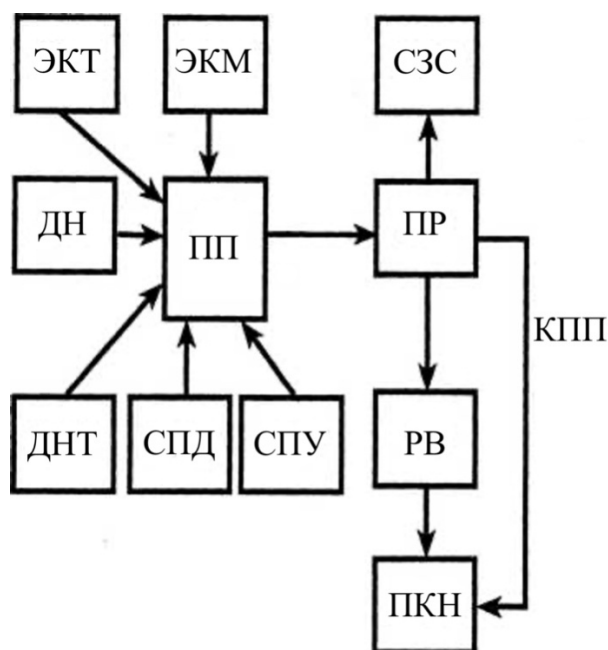


Рисунок 12.19 – Структурная схема автоматики безопасности

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. 12.20):

- 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.

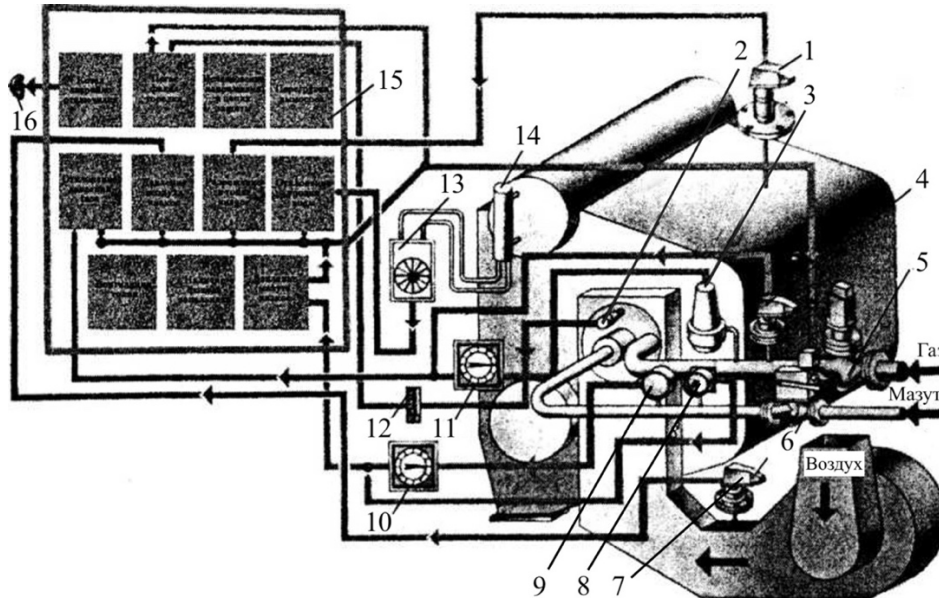


Рисунок 12.20 – Схема защиты парового котла ДЕ:

- 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 – уравнивательный сосуд; 15 – световые табло щита автоматики котла; 16 – звонок

Для *водогрейного котла* (рис. 12.21):

- 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.

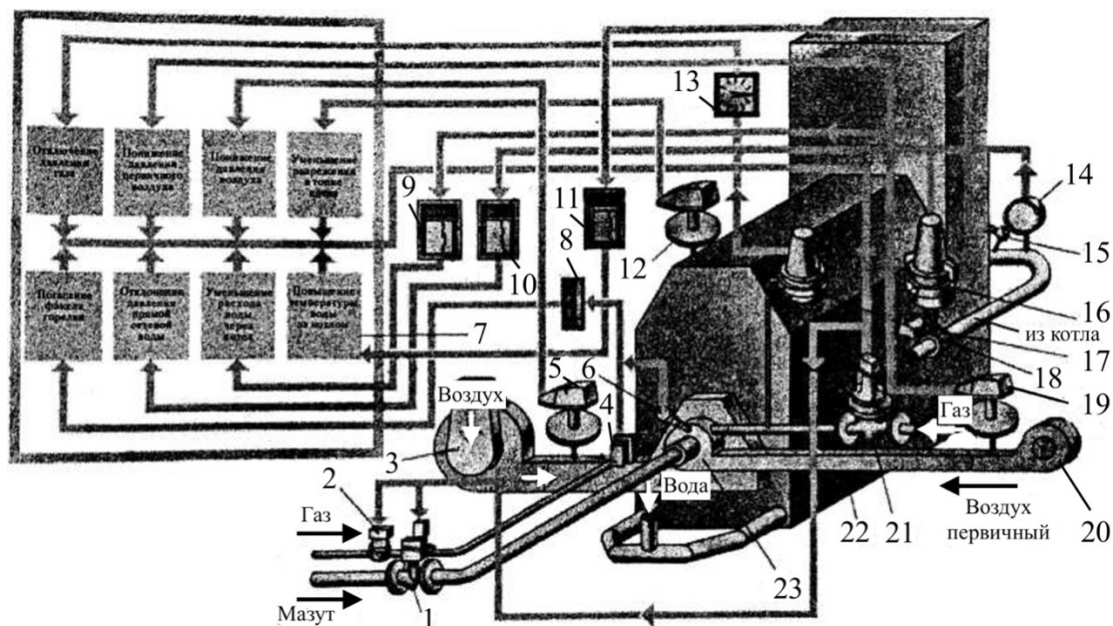


Рисунок 12.21 – Схема защиты водогрейного котла КВ-ГМ-20:

- 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. 12.22).

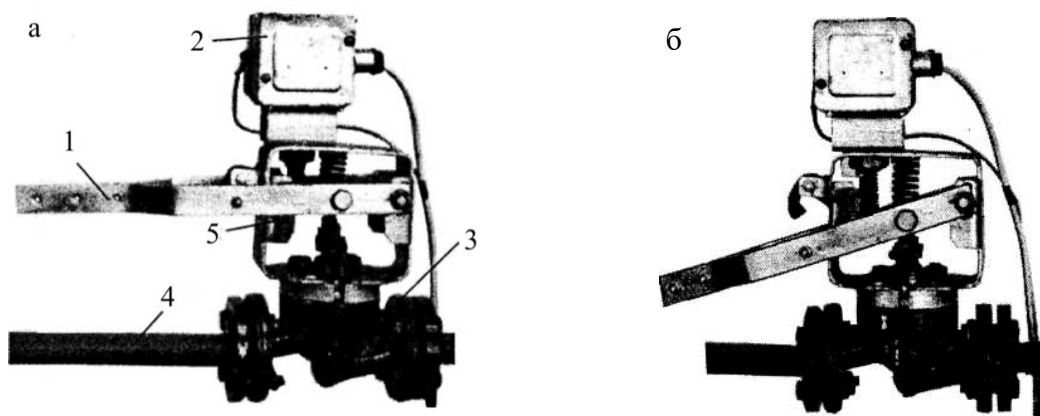


Рисунок 12.22 – Полуавтоматический отсечной клапан ЗСК с электромагнитной защелкой:

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. 12.23).

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. 12.23а), 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.

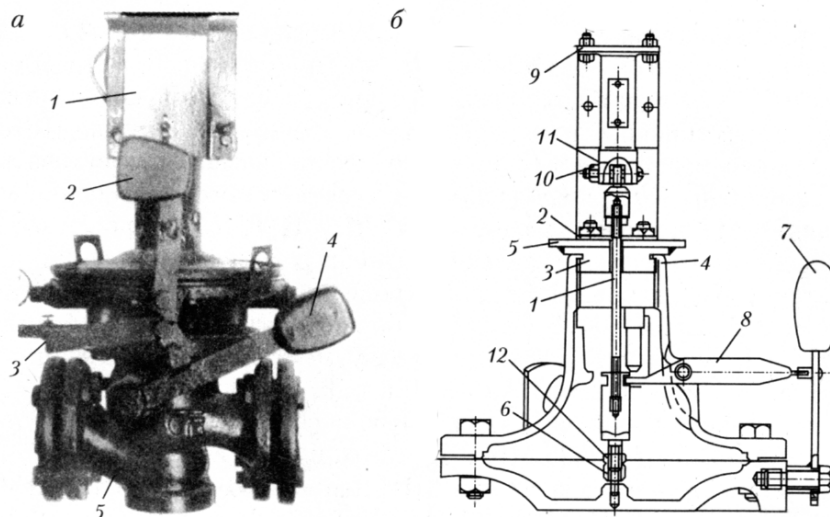


Рисунок 12.23 – Клапан ПКН с электромагнитом:

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. 12.24) устроен аналогично пружинному манометру.

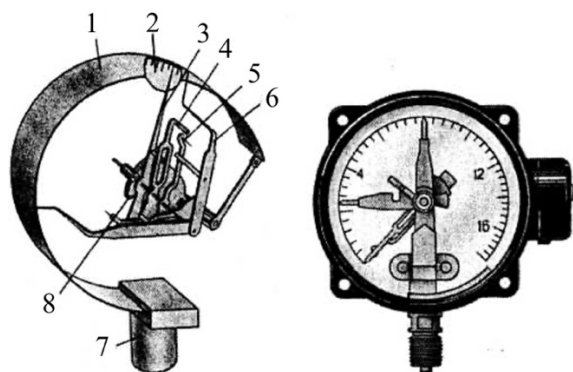


Рисунок 12.24 – Электроконтактный манометр типа ЭКМ:

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 6 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. 12.25) 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.

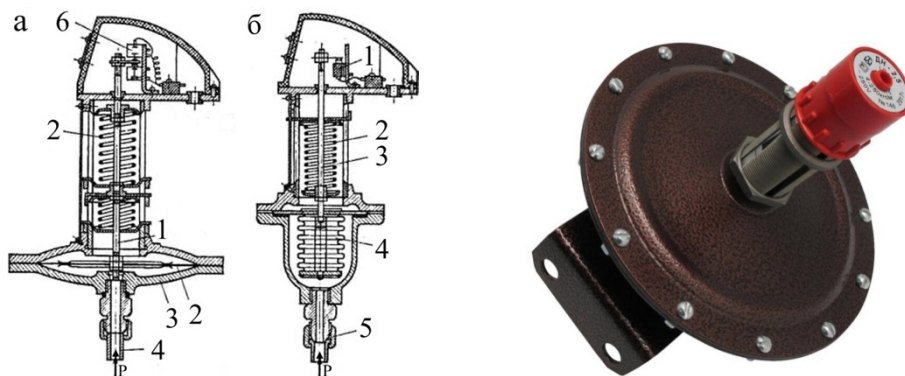


Рисунок 12.25 – Электроконтактный манометр типа ДН, ДД:

- 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. 12.25а или сильфон 4 – рис. 12.25б), который перемещаясь, действует на кнопку микропереключателя 6, замыкая или размыкая электрическую цепь схемы подсоединения контролируемого объекта.

Механизм настройки состоит из маховичка (регулирующей 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. 12.26 приведены различные виды этих датчиков.



Рисунок 12.26 – Общий вид современных датчиков-реле

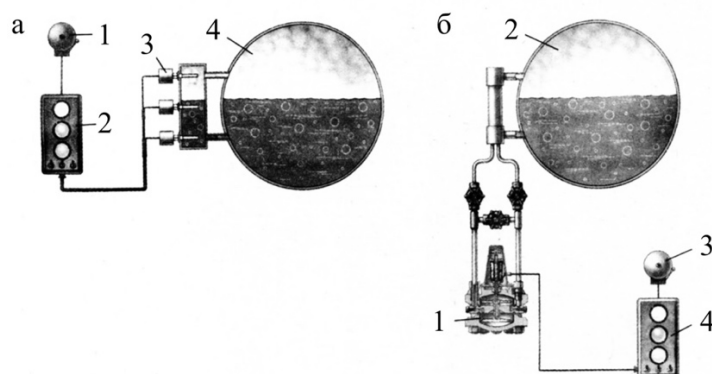


Рисунок 12.27 – Схема сигнализатора предельных уровней:

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. 12.27а) 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. 12.27б) 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. 12.28).

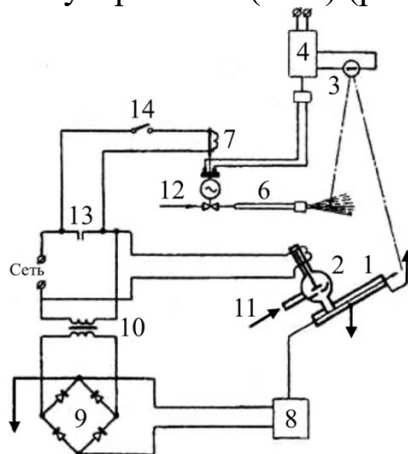


Рисунок 12.28 – Электрозапальное устройство (ЗЗУ):

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.

13. 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. 13.1. 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 13.1 – 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 13.1 представлена кирпичная дымовая труба. Трубы данной конструкции широко применялись в нашей стране до начала 90-х годов.

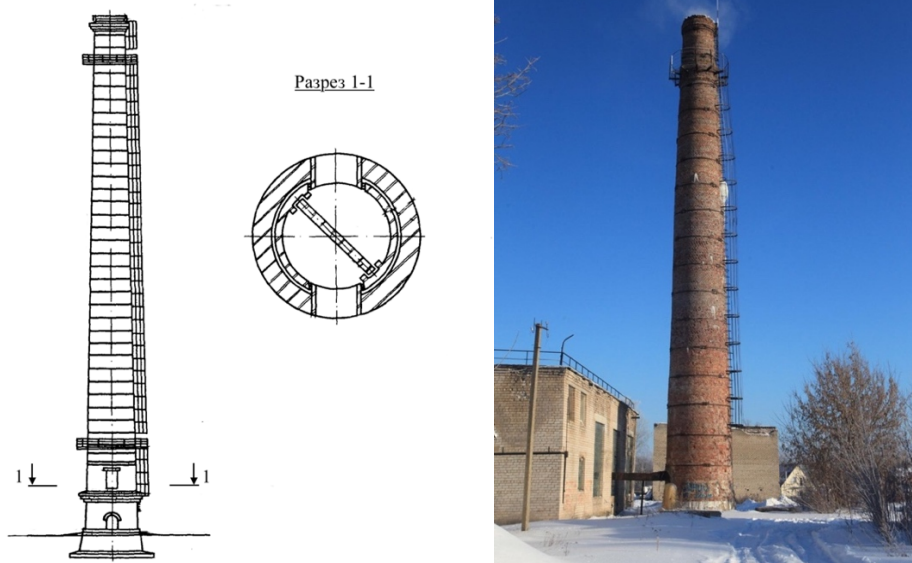


Рисунок 13.1 – Кирпичная дымовая труба

На рисунке 13.2 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.

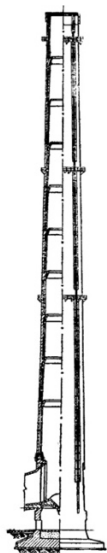


Рисунок 13.2 – Железобетонная дымовая труба

Для котельных малой мощности, спроектированных до 90-х годов, для отвода дымовых газов использовались самонесущие стальные дымовые трубы (рис. 13.3). 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.

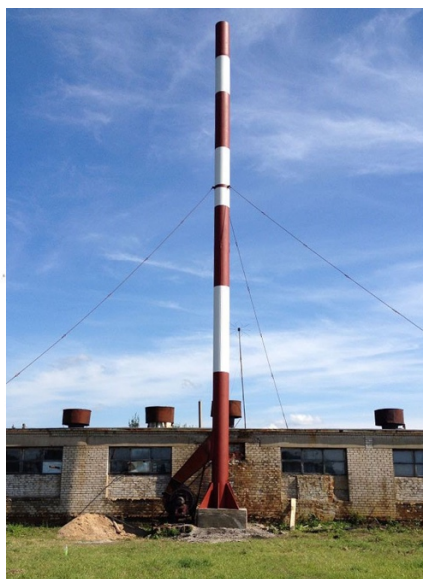
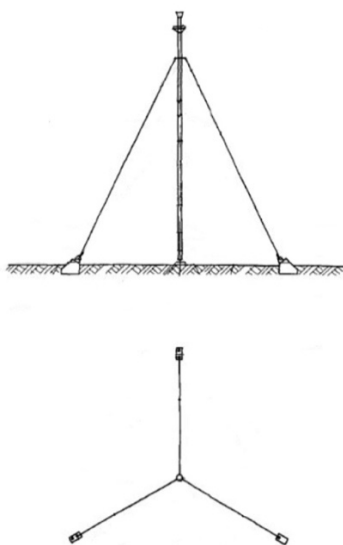


Рисунок 13.3 – Самонесущая стальная дымовая труба

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

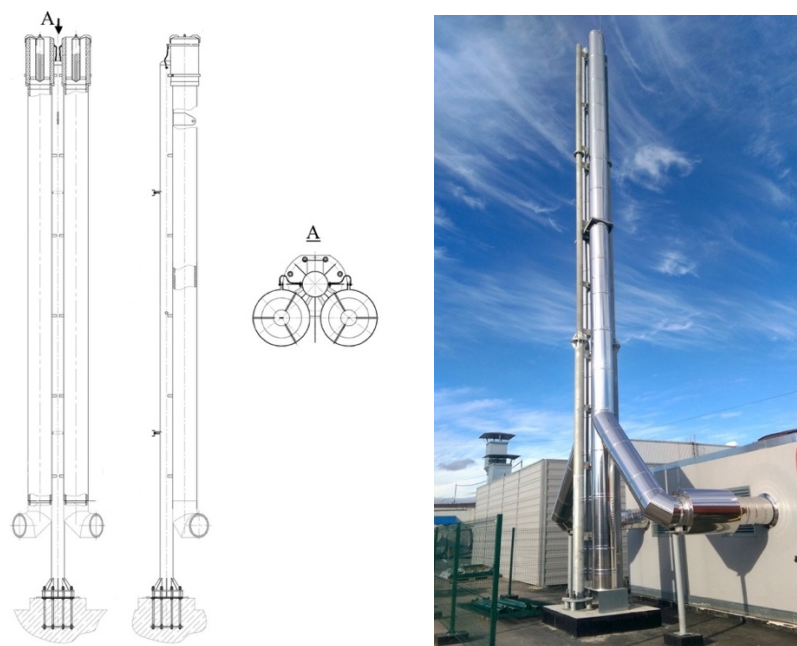


Рисунок 13.4 – Стальная мачтовая дымовая труба

В случае использования в качестве опорной конструкции фермы, дымовая труба называется фермовой (рис. 13.5). 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.

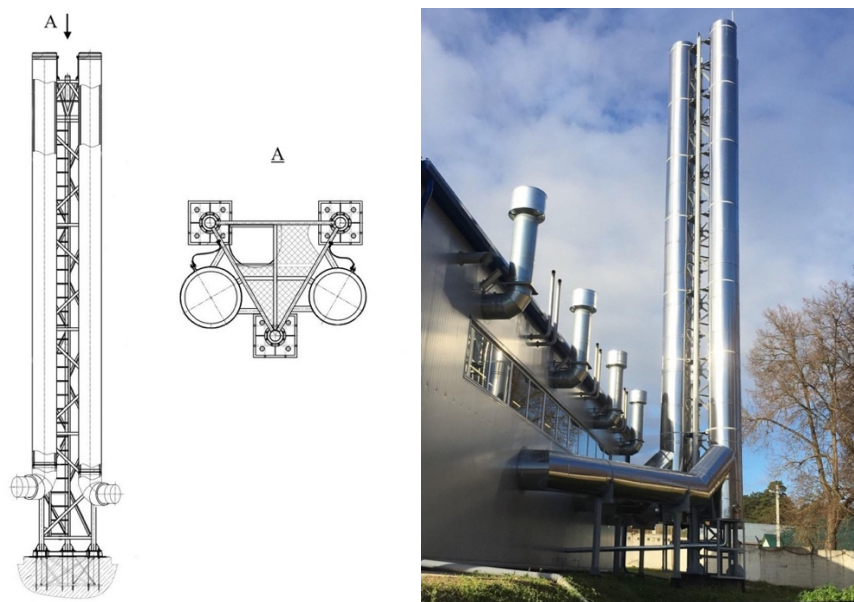


Рисунок 13.5 – Стальная фермовая дымовая труба

Стальные дымовые трубы колонного типа (рис. 13.6) 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.

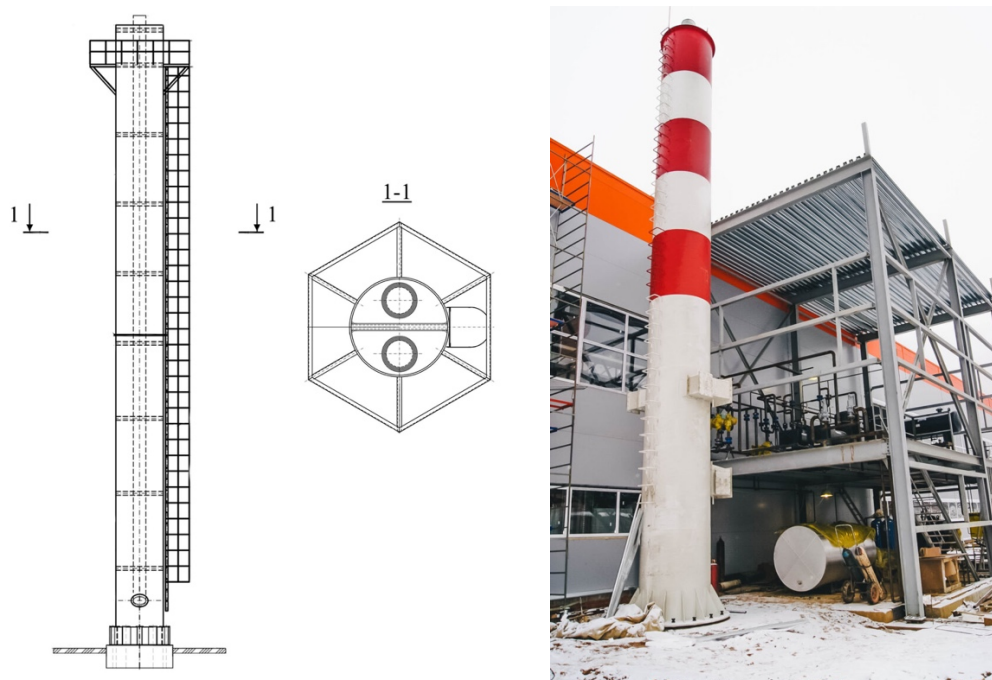


Рисунок 13.6 – Стальная дымовая труба колонного типа

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. 13.7) 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/нм^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. 13.8).

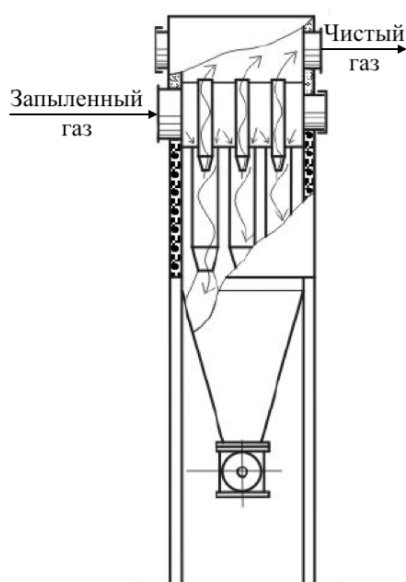


Рисунок 13.7 – Мультициклон



а



б

Рисунок 13.8 – 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						
	Е-4-14ГМ	Е-6,5-14ГМ	Е-10-14ГМ	Е-10-14-225ГМ	Е-16-14ГМ	Е-16-14-225ГМ	Е-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							
	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
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

Учебное пособие

Редактор и корректор Е. О. Тарновская
Техн. редактор Е. О. Тарновская

Учебное электронное издание сетевого распространения

Системные требования:
электронное устройство с программным обеспечением
для воспроизведения файлов формата PDF

Режим доступа: http://publish.sutd.ru/tp_get_file.php?id=202016, по паролю.
- Загл. с экрана.

Дата подписания к использованию 18.09.2024 г. Рег. № 5101/24

Высшая школа технологии и энергетики СПбГУПТД
198095, СПб., ул. Ивана Черных, 4.