

**С. Н. Смородин, В. Н. Белоусов  
А. Н. Иванов, К. Г. Мисютина**

# **ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ КОТЕЛЬНЫЕ**

**Учебно-методическое пособие**

**Санкт-Петербург  
2021**

**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**

**С. Н. Смородин, В. Н. Белоусов  
А. Н. Иванов, К. Г. Мисютина**

# **ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ КОТЕЛЬНЫЕ**

**Учебно-методическое пособие**

Утверждено Редакционно-издательским советом ВШТЭ  
СПбГУПТД

Санкт-Петербург  
2021

**УДК 621.311(075)**  
**ББК 31.37я7**  
**С 516**

*Рецензенты:*

Генеральный директор ООО «АДИН»

*В. И. Петров;*

кандидат технических наук, доцент Высшей школы технологии и энергетики  
Санкт-Петербургского государственного университета промышленных технологий и дизайна,  
зав. кафедрой ТСУ и ТД

*В. Г. Злобин*

**Сморodin, С. Н., Белоусов, В. Н., Иванов, А. Н., Мисютина, К. Г.**  
**С516** Производственные котельные: учебно-методическое пособие / С. Н.  
Сморodin, В. Н. Белоусов, А. Н. Иванов, К. Г. Мисютина. – СПб.:  
ВШТЭ СПбГУПТД, 2022. – 127 с.  
ISBN 978-5-91646-256-2

Учебное пособие соответствует программе и учебному плану дисциплины «Производственные котельные» для студентов, обучающихся по направлению подготовки 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника», профиль «Энергетика теплотехнологий». В учебном пособии рассмотрены назначение, структура и тепловая схема производственной котельной, назначение и характеристики основного и вспомогательного оборудования. Приведены методики расчетов тепловой схемы, схемы ХВО и рекомендации по выбору оборудования.

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

УДК 621.311(075)  
ББК 31.37я7

ISBN 978-5-91646-256-2

© ВШТЭ СПбГУПТД, 2021  
© Смородин С. Н., Белоусов В. Н.,  
Иванов А. Н., Мисютина К. Г., 2021

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие.....	4
1. Классификация котельных. Тепловые нагрузки и режимы потребления теплоты.....	5
Контрольные вопросы.....	8
2. Принципиальная тепловая схема производственно-отопительной котельной (закрытая схема теплоснабжения) .....	9
3. Расчет тепловой схемы производственно-отопительной котельной.....	11
3.1. Общие положения.....	11
3.2. Методика расчета тепловой схемы.....	14
4. Паровые и водогрейные котлы производственно-отопительных котельных.....	19
Контрольные вопросы.....	38
5. Теплообменные аппараты.....	38
Контрольные вопросы.....	44
6. Насосы.....	44
Контрольные вопросы.....	48
7. Водоподготовка.....	48
Контрольные вопросы.....	64
8. Запорная и регулирующая арматура.....	64
Контрольные вопросы.....	69
9. Топливоснабжение.....	69
9.1. Мазутное хозяйство.....	69
9.2. Газоснабжение.....	82
Контрольные вопросы.....	93
10. Защита окружающей среды от вредных выбросов при работе котельных.....	93
Контрольные вопросы.....	98
11. Энергетическая эффективность работы котельных.....	98
Контрольные вопросы.....	102
Заключение.....	102
Приложения.....	104
Библиографический список.....	127

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Развитие электроэнергетики в РФ ведется в основном за счет строительства крупных тепловых и атомных электростанций с мощными конденсационными турбинами 300; 500; 800 и 1000 МВт. В этих условиях постройка новых ТЭЦ экономически оправдана лишь в районах, где имеются комплексы промышленных предприятий и жилые массивы с большой концентрацией тепловых потребителей.

Сооружение ТЭЦ на органическом топливе в Европейской части РФ становится экономически неоправданным даже в том случае, когда они вытесняют АЭС по производству электроэнергии. В тех районах страны, где концентрация теплового потребления не достигает экономически целесообразного для постройки ТЭЦ максимума, должна осуществляться оптимальная централизация теплоснабжения на основе развития сети крупных районных котельных.

При централизации теплоснабжения происходит закрытие небольших малоэкономичных заводских и индивидуальных домовых котельных, уменьшаются расходы топлива, сокращается количество обслуживающего персонала и уменьшается загрязнение окружающей среды.

Таким образом, развитие теплоснабжения потребителей намечается по основным направлениям централизации системы, базирующейся на:

- комбинированной выработке электроэнергии и теплоты на мощных ТЭЦ и АТЭЦ высокого и сверхвысокого давления, в том числе на чисто отопительных мини-ТЭЦ;
- централизации системы теплоснабжения от крупных районных производственно-отопительных и чисто отопительных котельных.

Децентрализованное теплоснабжение производится от небольших производственных, а также отопительных квартальных и индивидуальных домовых котельных.

Производственные котельные обычно сооружаются на промышленных предприятиях и обеспечивают подачу тепла как для технологических процессов (обычно в виде пара), так и для отопительно-вентиляционных нужд и горячего водоснабжения производственных, административных, жилых и общественных зданий. Чаще всего такие котельные оборудуются паровыми котлами.

В учебном пособии рассматривается назначение, структура и тепловая схема производственной котельной, назначение и характеристики основного и вспомогательного оборудования, а также системы топливоснабжения производственных 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** – здание (в том числе блок-модульного типа) или комплекс зданий и сооружений с котельными установками и вспомогательным технологическим оборудованием, предназначенных для выработки тепловой энергии.

**Котельная блочно-модульная** – отдельно стоящая котельная, состоящая из блоков технологического оборудования, размещенных в строительном модуле.

**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** – комплекс систем, сооружений и устройств, предназначенных для обеспечения потребителей тепловой энергией, теплоносителем.

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

**Система теплоснабжения 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 промышленного комплекса, 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 в соответствии с градостроительным законодательством Российской Федерации, либо выделенный на территории земельного участка распорядительным документом собственника участка или уполномоченного им лица.

**Энергетическая эффективность системы теплоснабжения** – показатель, характеризующий отношение полезно используемой потребителем физической тепловой энергии (полезно используемого энергетического

ресурса) к тепловой энергии всего сжигаемого топлива (затраченному энергетическому ресурсу).

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

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

Котельные по *назначению* подразделяют на:

- отопительные – для обеспечения тепловой энергией систем отопления, вентиляции, кондиционирования и горячего водоснабжения;
- производственно-отопительные – для обеспечения тепловой энергией систем отопления, вентиляции, кондиционирования, горячего водоснабжения, технологического теплоснабжения промышленных объектов;
- производственные – для обеспечения тепловой энергией систем технологического теплоснабжения промышленных объектов.

Расчетную тепловую мощность котельной определяют как сумму максимальных нагрузок тепловой энергии на отопление, вентиляцию и кондиционирование, **средних** часовых нагрузок тепловой энергии на горячее водоснабжение и нагрузок тепловой энергии на технологические цели. При определении расчетной мощности котельной следует учитывать также нагрузки тепловой энергии на собственные нужды котельной, потери в котельной и в тепловых сетях системы теплоснабжения.

Расчетные нагрузки тепловой энергии на технологические цели следует принимать с учетом возможности несовпадения максимальных нагрузок тепловой энергии для отдельных технологических потребителей. Значения тепловых нагрузок на технологические цели определяются потребителем.

Тепловые нагрузки на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение определяют:

*для предприятий* – по укрупненным ведомственным нормам, утвержденным в установленном порядке, либо по проектам аналогичных предприятий;

*для жилых и общественных зданий* – по формулам:

а) максимальный расход теплоты на отопление жилых и общественных зданий

$$Q'_o = q_o \cdot A \cdot (1 + k_1), \text{ Вт},$$

где  $q_o$  – укрупненный показатель максимального расхода теплоты на отопление и вентиляцию здания на  $1 \text{ м}^2$  общей площади,  $\text{Вт}/\text{м}^2$ ;

$A$  – общая площадь здания,  $\text{м}^2$ ;

$k_1$  – коэффициент, учитывающий долю расхода теплоты на отопление общественных зданий; при отсутствии данных следует принимать равным 0,25;

б) максимальный расход теплоты на вентиляцию общественных зданий

$$Q'_в = k_1 \cdot k_2 \cdot q_o \cdot A,$$

где  $k_2$  – коэффициент, учитывающий долю расхода теплоты на вентиляцию общественных зданий; при отсутствии данных следует

принимать равным: для общественных зданий, построенных до 1985 г. – 0,4, после 1985 г. – 0,6;

в) средний расход теплоты на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий,

$$Q'_{\text{ГВС}} = q_n \cdot m, \text{ Вт},$$

где  $m$  – количество человек;

$q_n$  – укрупненный показатель среднего расхода теплоты на горячее водоснабжение, Вт/ч, на одного человека;

г) максимальный расход теплоты на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий, Вт

$$Q_{\text{ГВСmax}} = 2,4 \cdot Q'_{\text{ГВС}};$$

д) расход теплоты на отопление, в зависимости от температуры наружного воздуха Вт, следует определять по формуле:

$$Q_o = Q'_o \cdot \frac{t_{\text{вр}} - t_{\text{в}}}{t_{\text{вр}} - t_{\text{нро}}}, \text{ МВт},$$

где  $t_{\text{вр}}$  – средняя температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, принимаемая для жилых и общественных зданий равной  $18^\circ\text{C}$ , для производственных зданий –  $16^\circ\text{C}$ ;

$t_{\text{в}}$  – средняя температура наружного воздуха за период со среднесуточной температурой воздуха  $8^\circ\text{C}$  и менее (отопительный период),  $^\circ\text{C}$ ;

$t_{\text{нро}}$  – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления,  $^\circ\text{C}$ ;

е) расход теплоты на вентиляцию, в зависимости от температуры наружного воздуха

$$Q_{\text{в}} = Q'_{\text{в}} \cdot \frac{t_{\text{вр}} - t_{\text{в}}}{t_{\text{вр}} - t_{\text{нрв}}}, \text{ МВт},$$

где  $t_{\text{нрв}}$  – расчетная температура наружного воздуха для проектирования вентиляции.

ж) средняя нагрузка на горячее водоснабжение в летний период для жилых зданий, Вт

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{л}} = Q'_{\text{ГВС}} \cdot \frac{t_{\text{ГВС}} - t_{\text{х.л}}}{t_{\text{ГВС}} - t_{\text{х.з}}} \times \beta, \text{ МВт},$$

где  $t_{\text{ГВС}}$  – температура воды на ГВС;

$t_{\text{х.л}}$  – температура холодной (водопроводной) воды в летний период (при отсутствии данных принимается равной  $15^\circ\text{C}$ );

$t_{\text{х.з}}$  – температура холодной (водопроводной) воды в отопительный период (при отсутствии данных принимается равной  $5^\circ\text{C}$ );

$\beta$  – коэффициент, учитывающий изменение среднего расхода воды на горячее водоснабжение в летний период по отношению к отопительному периоду, принимается при отсутствии данных для жилых домов равным 0,8 (для курортных и южных городов  $\beta = 1,5$ ), для предприятий – 1,0;

з) годовые расходы теплоты, кДж, жилыми и общественными зданиями на отопление

$$Q_{ог} = 24 \cdot Q_o \cdot n_o \cdot 3600, \text{ МВт/год}$$

на вентиляцию общественных зданий

$$Q_{вг} = z \cdot Q_b \cdot n_o \cdot 3600, \text{ МВт/год}$$

на горячее водоснабжение жилых и общественных зданий

$$Q_{гвсг} = [24 \cdot Q'_{гвс} \cdot n_o + 24 \cdot Q''_{гвс} \cdot (n_{гвс} - n_o)] \cdot 3600, \text{ МВт/год}$$

где  $n_o$  – продолжительность отопительного периода в сутках, соответствующая периоду со средней суточной температурой наружного воздуха ниже  $8^\circ\text{C}$ ;

$n_{гвс}$  – расчетное число суток в году работы системы горячего водоснабжения; при отсутствии данных следует принимать 350 суток;

$z$  – усредненное за отопительный период число часов работы системы вентиляции общественных зданий в течение суток (при отсутствии данных принимается равным 16 ч).

Годовые расходы теплоты предприятиями должны определяться исходя из числа дней работы предприятия в году, количества смен работы в сутки с учетом суточных и годовых режимов теплопотребления предприятия; для существующих предприятий годовые расходы теплоты допускается определять по отчетным данным.

Тепловые нагрузки для расчета и выбора оборудования котельной следует определять для обеспечения устойчивой работы при четырех режимах:

- максимального – при температуре наружного воздуха в наиболее холодную пятидневку;
- наиболее холодного месяца – при средней температуре наружного воздуха холодного месяца;
- среднеотопительного – при средней температуре наружного воздуха средней за отопительный период;
- минимального, летнего – при минимальной нагрузке горячего водоснабжения.

### ***Контрольные вопросы***

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

## 2. ПРИНЦИПАЛЬНАЯ ТЕПЛОВАЯ СХЕМА ПРОИЗВОДСТВЕННО-ОТОПИТЕЛЬНОЙ КОТЕЛЬНОЙ (ЗАКРЫТАЯ СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ)

Производственно-отопительная котельная как правило оборудована паровыми котлами, горячую воду для системы теплоснабжения получают в поверхностных пароводяных подогревателях. Пароводяные подогреватели чаще всего бывают отдельно стоящие, но в некоторых случаях применяются подогреватели, включенные в циркуляционный контур котла, а также надстроенные над котлами или встроенные в котлы.

На рис. 2.1. показана принципиальная тепловая схема производственно-отопительной котельной с паровыми котлами, снабжающими паром и горячей водой закрытые двухтрубные водяные и паровые системы теплоснабжения.

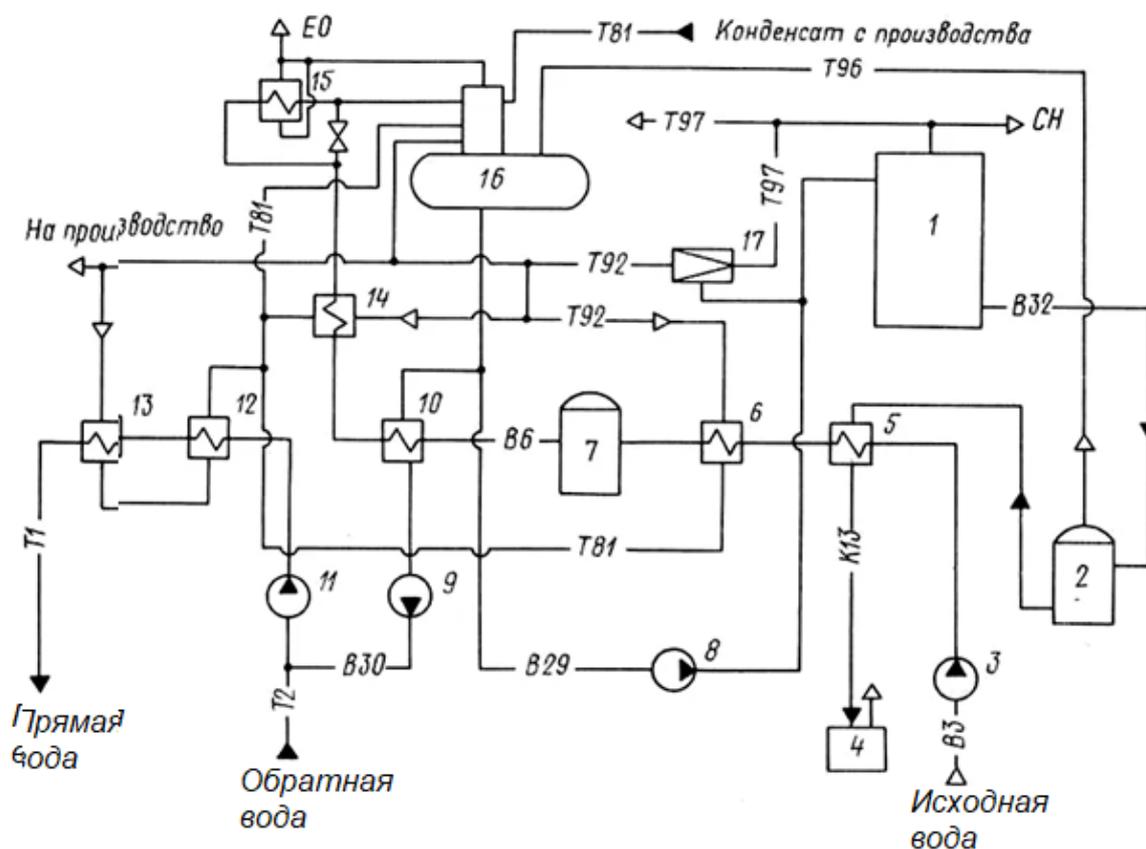


Рис. 2.1. Принципиальная тепловая схема производственно-отопительной котельной с паровыми котлами:

- 1 – паровые котлы; 2 – расширитель непрерывной продувки; 3 – насос исходной воды; 4 – бак подпиточной воды; 5 – теплообменник непрерывной продувки; 6 – пароводяной подогреватель исходной воды;
- 7 – химводоподготовка; 8 – питательный насос; 9 – подпиточный насос;
- 10 – охладитель деаэрированной воды; 11 – сетевые насосы; 12 – охладитель конденсата; 13 – пароводяной подогреватель сетевой воды;
- 14 – пароводяной подогреватель химочищенной воды; 15 – охладитель выпара; 16 – деаэратор; 17 – редукционно-охладительная установка

Исходная вода (В3) поступает сначала на теплообменник непрерывной продувки 5, затем на пароводяной подогреватель исходной воды 6, где подогревается до температуры порядка 35-40°C. Далее вода поступает на систему химводоочистки 7, которая в зависимости от качества исходной воды может включать как механические фильтры для осветления воды, так и На-катионитовые фильтры для умягчения воды. После ХВО вода (В6) поступает сначала на пароводяной подогреватель химочищенной воды 14, где подогревается до температуры порядка 90 °С, затем в охладитель выпара 15 – для утилизации тепла выпара деаэрата. В деаэрате 16 происходит удаление из воды растворенных в ней газов O<sub>2</sub> и CO<sub>2</sub>.

Деаэрированная вода (В29) питательными насосами 8 подается на питание паровых котлов. Полученный в паровых котлах пар поступает в главный паропровод (Т97) котельной, откуда через редуционно-охладительную установку 17 поступает технологическим потребителям, на пароводяные подогреватели сетевой, химочищенной, исходной воды, на деаэрат и собственные нужды котельной (Т92). Конденсат паровой сети, возвращенный от потребителей (Т81), подается насосом из конденсатного бака в деаэрат. Конденсат из пароводяных подогревателей подается прямо в деаэрат (Т81).

Продувочная вода (В32) от всех котлов поступает в сепаратор пара непрерывной продувки 2, в котором поддерживается такое же давление, как и в деаэрате. Пар из сепаратора отводится в паровое пространство деаэрата (Т96), а горячая вода поступает в водо-водяной подогреватель для предварительного нагрева исходной воды. Далее продувочная вода сбрасывается в канализацию или поступает в бак подпиточной воды (К13).

Обратная сетевая вода (Т2) поступает в котельную и сетевыми насосами 11 подается на пароводяные подогреватели сетевой воды. Сетевые насосы служат для обеспечения циркуляции воды в системе теплоснабжения. Сетевая вода подогревается последовательно в охладителе конденсата пароводяного подогревателя 12 и в пароводяном подогревателе 13 и поступает в систему теплоснабжения (прямая вода). Для восполнения потерь воды в теплосети используется подпиточная вода (В30), которая отбирается из деаэрата питательной воды и через охладитель деаэрированной воды 10 подпиточным насосом 9 подается в трубопровод обратной воды перед сетевыми насосами.

Для приготовления питательной воды котлов и подпиточной воды тепловой сети предусмотрен один деаэрат. Если котельная обслуживает сети с открытой системой теплоснабжения, тепловой схемой предусматривается установка двух деаэратов – для питательной и подпиточной воды. Для обеспечения пиковых режимов в системах горячего водоснабжения при открытой схеме теплоснабжения в котельных предусматривают установку баков-аккумуляторов.

Во многих случаях в паровых котельных для приготовления горячей воды устанавливаются и водогрейные котлы, которые полностью обеспечивают систему теплоснабжения (отопление, вентиляция, ГВС), а пар используется для технологических потребителей и на собственные нужды.

### 3. РАСЧЕТ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ОТОПИТЕЛЬНОЙ КОТЕЛЬНОЙ

#### 3.1. Общие положения

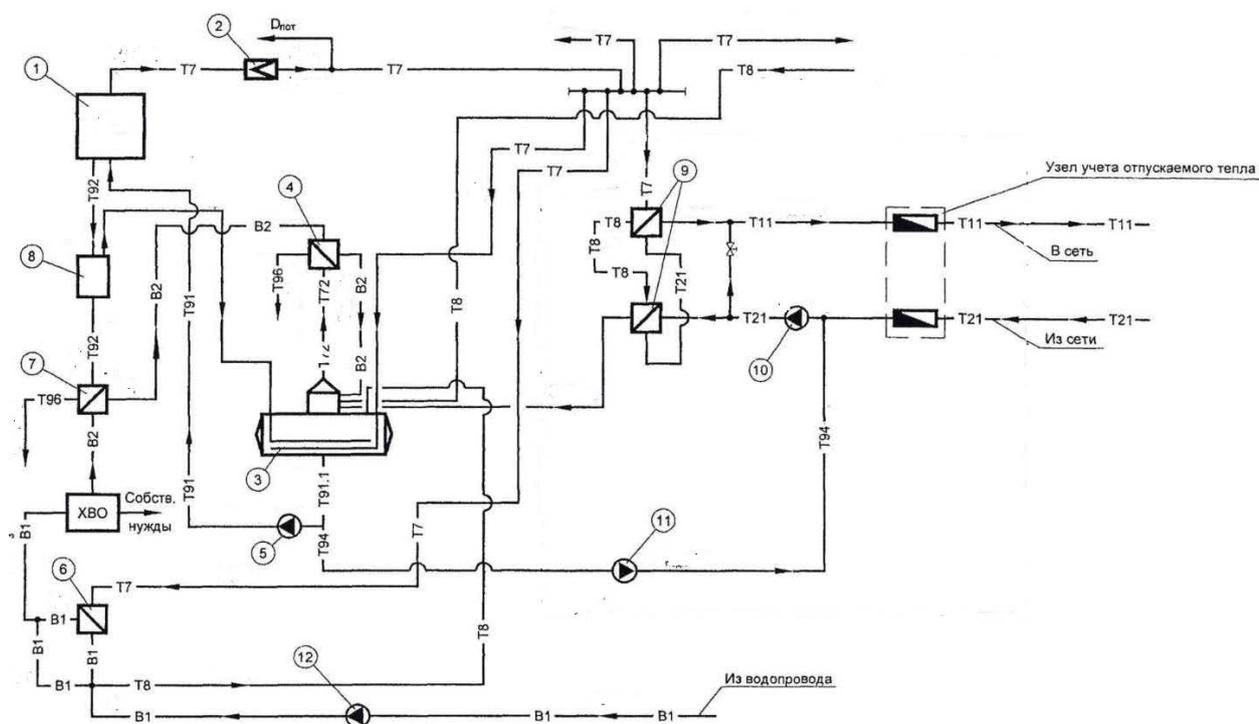


Рис. 3.1. Расчетная тепловая схема промышленной котельной:

- 1 – паровой котел; 2 – редукционная установка;  
3 – деаэратор питательной воды;  
4 – охладитель выпара к деаэратору питательной воды; 5 – насос питательный;  
6 – подогреватель сырой воды; 7 – охладитель продувочной воды;  
8 – сепаратор непрерывной продувки; 9 – установка подогрева сетевой воды;  
10 – насос сетевой воды; 11 – насос подпиточной; 12 – насос сырой воды.  
T7 – пар; T8 – конденсат; T11 – трубопровод подающий,  
T21 – трубопровод обратной воды; T72 – выпар; T91 – питательная вода;  
T91.1 – деаэрированная вода; T92 – непрерывная продувка;  
T94 – подпиточная вода; T96 – слив; B1 – водопровод;  
B2 – химочищенная вода

Расчет тепловой схемы котельной (рис. 3.1) производится с целью определения расхода пара и воды для отдельных узлов при характерных режимах работы котельной и составления общего материального баланса пара и воды.

Расчетом определяется температура различных потоков воды (сетевой, подпиточной, химочищенной, исходной) и конденсата.

Расчет тепловой схемы котельной выполняется в следующей последовательности:

- рассчитывается предварительный пароводяной баланс котельной (без учета непрерывной продувки), который используется в расчете химводоочистки для установления необходимости непрерывной продувки, ее величины, а также для уточнения собственных нужд химводоочистки;
- производится полный расчет тепловой схемы котельной по всем позициям, в частности, уточняется пароводяной баланс, суммарная паровая нагрузка котельной;
- результаты расчета являются основанием для выбора числа и единичной мощности котлов, также производится на основании результатов расчета тепловой схемы. Выбор оборудования отдельных узлов тепловой схемы и основных трубопроводов котельной производится на основании расчета, исходными данными для которого служат результаты расчета тепловой схемы.

Методика расчета тепловых схем приведена для производственно-отопительной котельной (теплоноситель – высокотемпературная вода и насыщенный пар).

Расчеты отопительной (теплоноситель – высокотемпературная вода) и производственной котельной (теплоноситель – насыщенный пар) являются частными случаями общего расчета тепловой схемы.

### ***Расчетные режимы***

Для производственно-отопительной и отопительной котельных расчет ведется для четырех характерных режимов:

- максимального зимнего при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления;
- при средней температуре наиболее холодного месяца;
- при температуре наружного воздуха, средней за отопительный период;
- летнего режима.

Для отопительной котельной при наличии только отопительно-вентиляционной нагрузки исключается летний режим (котельная в летний период не работает).

### ***Исходные данные к примеру расчета тепловой схемы отопительно-производственной котельной для закрытой системы теплоснабжения:***

1. Расчетная температура наружного воздуха,  $t_{в}$ .
2. Температура воздуха внутри отапливаемого помещения,  $t_{вр}$ .
3. Максимальная температура прямой сетевой воды,  $t_{1\text{макс}}$ .
4. Минимальная температура прямой сетевой воды в точке излома,  $t_{\text{изл}}$ .
5. Максимальная температура обратной сетевой воды,  $t_{2\text{макс}}$ .
6. Температура деаэрированной воды после деаэратора,  $t_{д}$ .
7. Энтальпия деаэрированной воды после деаэратора,  $i_{д}$ .
8. Температура исходной воды на входе в котельную,  $t_{в1}$ .
9. Температура исходной воды перед химводоочисткой,  $t_{в2}$ .

10. Удельный объем воды в системе теплоснабжения в тоннах на 1 МВт. суммарного отпуска тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение  $g_{\text{сист.}} = 30 \text{ м}^3/\text{МВт}$ .
11. Параметры пара, вырабатываемого котлами (до редуционной установки):
  - Давление  $P_1$ , бар;
  - Температура  $\tau_1$ , °С;
  - Энтальпия  $i_1$ , кДж/кг.
12. Параметры пара после редуционной установки:
  - Давление  $P_2$ , бар;
  - Температура  $\tau_2$ , °С;
  - Энтальпия  $i_2$ , кДж/кг.
13. Параметры пара, образующегося в сепараторе непрерывной продувки:
  - Давление  $P_3$ , бар;
  - Температура  $\tau_3$ , °С;
  - Энтальпия  $i_3$ , кДж/кг.
14. Параметры пара, поступающего в охладитель выпара из деаэратора:
  - Давление  $P_4$ , бар;
  - Температура  $\tau_4$ , °С;
  - Энтальпия  $i_4$ , кДж/кг.
15. Параметры конденсата после охладителя выпара:
  - Давление  $P_4$ , бар;
  - Температура  $\tau_4$ , °С;
  - Энтальпия  $i_5$ , кДж/кг.
16. Параметры продувочной воды на входе в сепаратор непрерывной продувки:
  - Давление  $P_1$ , бар;
  - Температура  $\tau_1$ , °С;
  - Энтальпия  $i_6$ , кДж/кг.
17. Параметры продувочной воды на выходе из сепаратора непрерывной продувки:
  - Давление  $P_3$ , бар;
  - Температура  $\tau_3$ , °С;
  - Энтальпия  $i_7$ , кДж/кг.
18. Температура продувочной воды после охладителя продувочной воды  $t_{\text{пр}}$ .
19. Температура конденсата от блока подогревателей сетевой воды  $t_{\text{кбсп}}$ .
20. Энтальпия конденсата от блока подогревателей сетевой воды  $i_{\text{кбсп}}$ .
21. Температура конденсата после пароводяного подогревателя исходной воды  $t_{\text{ксв}}$ .
22. Энтальпия конденсата после пароводяного подогревателя исходной воды  $i_{\text{ксв}}$ .
23. Температура конденсата, возвращаемого с производства  $t_{\text{кпотр}}$ .
24. Энтальпия конденсата, возвращаемого с производства  $i_{\text{кпотр}}$ .
25. Величина непрерывной продувки  $P$ , %.

26. Удельные потери пара с выпаром из деаэраторов в килограммах на 1 кг деаэрированной воды  $d_{\text{вып}}$ , кг/кг принимаются 0,002 кг/кг.
27. Коэффициент собственных нужд химводоочистки  $K_{\text{ХВО}}^{\text{СН}}$ , принимается 1,2.
28. Коэффициент внутрикотельных потерь пара  $K_{\text{ПОТ}}$ , принимается 0,02.
29. Расчетный отпуск тепла из котельной на отопление и вентиляцию  $Q'_{\text{ОВ}}$ , МВт.
30. Средний отпуск тепла на горячее водоснабжение за сутки наибольшего водопотребления  $Q'_{\text{ГВС}}$ , МВт.
31. Отпуск пара производственным потребителям  $D_{\text{ПОТР}}$ , кг/с.
32. Возврат конденсата от производственных потребителей  $G_{\text{ПОТР}}$ , кг/с.
33. Расход пара на мазутное хозяйство  $D_{\text{МАЗ}}$ , кг/с.
34. Удельная теплоемкость воды  $C$ , кДж/кг $^{\circ}\text{C}$ .

### 3.2. Методика расчета тепловой схемы

1. Температура наружного воздуха в точке излома ( $t_{\text{в изл}}$ ) определяется путем подбора из уравнения (температура прямой воды принимается 70  $^{\circ}\text{C}$ ).

$$70 = t_{\text{вн}} + \left( \frac{\tau_{1\text{макс}} + \tau_{2\text{макс}}}{2} - t_{\text{вн}} \right) \cdot \left( \frac{t_{\text{вр}} - t_{\text{в изл}}}{t_{\text{вр}} - t_{\text{нро}}} \right)^{0,8} + \left( t_{1\text{макс}} - t_{2\text{макс}} - \frac{\tau_{1\text{макс}} - \tau_{2\text{макс}}}{2} \right) \cdot \frac{t_{\text{вр}} - t_{\text{в изл}}}{t_{\text{вр}} - t_{\text{нро}}}, \text{ } ^{\circ}\text{C},$$

или путем построения температурного графика теплосети при температуре прямой воды 70  $^{\circ}\text{C}$ .

2. Коэффициент снижения расхода тепла на отопление и вентиляцию в зависимости от температуры наружного воздуха,

$$K_{\text{ОВ}} = \frac{t_{\text{вр}} - t_{\text{в}}}{t_{\text{вр}} - t_{\text{нро}}}.$$

3. Расчетный отпуск тепла на отопление и вентиляцию,

$$Q_{\text{ОВ}} = Q'_{\text{ОВ}} \cdot K_{\text{ОВ}}, \text{ МВт}$$

4. Температура прямой сетевой воды на выходе из котельной,

$$t_1 = t_{\text{вн}} + \left( \frac{\tau_{1\text{макс}} + \tau_{2\text{макс}}}{2} - t_{\text{вн}} \right) \cdot K_{\text{ОВ}}^{0,8} + \left( t_{1\text{макс}} - t_{2\text{макс}} - \frac{\tau_{1\text{макс}} - \tau_{2\text{макс}}}{2} \right) \cdot K_{\text{ОВ}}, \text{ } ^{\circ}\text{C},$$

где  $\tau_{1\text{макс}}, \tau_{2\text{макс}}$  – максимальные расчетные значения температуры воды в прямом и обратном трубопроводе местной системы (95/70),  $^{\circ}\text{C}$ .

5. Температура обратной сетевой воды на входе в котельную

$$t_2 = t_1 - \Delta t_{\text{макс}} \cdot K_{\text{ОВ}}, \text{ } ^{\circ}\text{C}.$$

6. Суммарный отпуск тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в зимних режимах

$$Q_{\text{ЗИМ}} = Q_{\text{ОВ}} + Q'_{\text{Г.В.}}, \text{ МВт.}$$

7. Расчетный расход сетевой воды в зимних режимах

$$G_{\text{сет.зим}} = \frac{Q_{\text{ЗИМ}} \cdot 1000}{(t_1 - t_2) \cdot C}, \text{ кг/с.}$$

8. Средний отпуск тепла на горячее водоснабжение в летнем режиме

$$Q_{\text{ГВС}}^{\text{л}} = Q'_{\text{ГВС}} \cdot \frac{t_{\text{ГВС}} - t_{\text{х.л}}}{t_{\text{ГВС}} - t_{\text{х.з}}}, \text{ МВт,}$$

где  $t_{гвс}$  – температура воды на ГВС (для закрытых систем теплоснабжения принимается  $65\text{ }^{\circ}\text{C}$ );

$t_{х.л}$  – температура холодной (водопроводной) воды в летний период (при отсутствии данных принимается равной  $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ );

$t_{х.з}$  – температура холодной (водопроводной) воды в отопительный период (при отсутствии данных принимается равной  $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ );

$\beta$  – коэффициент, учитывающий изменение среднего расхода воды на горячее водоснабжение в летний период по отношению к отопительному периоду, принимается при отсутствии данных для жилых домов равным  $0,8$  (для курортных и южных городов  $\beta = 1,5$ ), для предприятий –  $1,0$ .

9. Расчетный расход сетевой воды в летнем режиме

$$G_{\text{сет.лет}} = \frac{Q_{\text{ГВС}}^{\text{л}} \cdot 1000}{(t_{1\text{изл}} - t_{2\text{изл}}) \cdot C}, \text{ кг/с.}$$

10. Объем сетевой воды в системе теплоснабжения

$$G_{\text{сист}} = g \cdot Q_{\text{макс. зим.}} \text{ м}^3.$$

11. Расход подпиточной воды на восполнение утечек в теплосети

$$G_{\text{ут}} = 1,4 \cdot 10^{-3} \cdot G_{\text{сист}}, \text{ кг/с.}$$

12. Количество обратной сетевой воды

$$G_{\text{сет.обр}} = G_{\text{сет}} - G_{\text{ут}}, \text{ кг/с.}$$

13. Температура обратной сетевой воды перед сетевыми насосами

$$t_3 = \frac{t_2 \cdot G_{\text{сет.обр}} + t_{\text{подп}} \cdot G_{\text{ут}}}{G_{\text{сет}}}, \text{ }^{\circ}\text{C.}$$

14. Расход пара на подогреватели сетевой воды

$$D_{\text{бсп}} = G_{\text{сет}} \cdot \frac{C \cdot (t_1 - t_3)}{(i_2 - i_{\text{кбсп}}) \cdot 0,98}, \text{ кг/с.}$$

15. Количество конденсата от подогревателей сетевой воды

$$G_{\text{бсп}} = D_{\text{бсп}}.$$

16. Паровая нагрузка на котельную за вычетом расхода пара на деаэрацию и на подогрев сырой воды, умягчаемой для питания котлов, а также без учета внутрикотельных потерь

$$D = D_{\text{потр}} + D_{\text{бсп}} + D_{\text{маз}}, \text{ кг/с.}$$

17. Количество конденсата от подогревателей сетевой воды и с производства

$$G_{\text{к}} = G_{\text{бсп}} + G_{\text{потр}}, \text{ кг/с.}$$

18. Количество продувочной воды, поступающей в сепаратор непрерывной продувки

$$G_{\text{пр}}^* = \frac{P}{100} \cdot D, \text{ кг/с, где } P \text{ – процент продувки}$$

\* указывается предварительное значение.

19. Количество пара на выходе из сепаратора непрерывной продувки

$$D_{\text{пр}}^* = 0,148 \cdot G_{\text{пр}}^*, \text{ кг/с.}$$

20. Количество продувочной воды на выходе из сепаратора непрерывной продувки

$$G_{\text{пр}}'^* = G_{\text{пр}}^* - D_{\text{пр}}^*, \text{ кг/с.}$$

21. Внутрикотельные потери пара

$$D_{\text{пот}}^* = K_{\text{пот}} \cdot D, \text{ кг/с, где } K_{\text{пот}} - \text{доля внутрикотельных потерь пара принимается равной } 0,02.$$

22. Количество воды на выходе из деаэратора

$$G_{\text{д}}^* = D + G_{\text{пр}}^* + G_{\text{ут}}, \text{ кг/с.}$$

23. Выпар из деаэратора

$$D_{\text{вып}}^* = d_{\text{вып}} \cdot G_{\text{д}}^*, \text{ кг/с.}$$

24. Количество умягченной воды, поступающей в деаэратор

$$G_{\text{хво}}^* = (D_{\text{потр}} - G_{\text{потр}}) + G_{\text{пр}}^* + D_{\text{пот}}^* + D_{\text{вып}}^* + G_{\text{ут}} + D_{\text{маз}}, \text{ кг/с.}$$

25. Количество исходной воды, поступающей на химводоочистку:

$$G_{\text{св}}^* = K_{\text{хво}}^{\text{сн}} \cdot G_{\text{хво}}^*, \text{ кг/с, где } K_{\text{хво}}^{\text{сн}} = 1,2 - \text{коэффициент собственных нужд ХВО.}$$

26. Расход пара на подогреватель исходной воды

$$D_{\text{с}}^* = G_{\text{св}}^* \cdot \frac{C \cdot (t_{\text{и2}} - t_{\text{и1}})}{(i_2 - i_{\text{ксв}}) \cdot 0,98}, \text{ кг/с.}$$

27. Количество конденсата, поступающего в деаэратор от подогревателей сырой воды

$$G_{\text{с}}^* = D_{\text{с}}^*.$$

28. Суммарный расход потоков, поступающих в деаэратор (кроме греющего пара)

$$G_{\Sigma}^* = G_{\text{к}} + G_{\text{хво}}^* + G_{\text{с}}^* + D_{\text{пр}}^* - D_{\text{вып}}^*, \text{ т/ч.}$$

29. Доля конденсата от подогревателей сетевой воды и с производства в суммарном расходе потоков поступающих в деаэратор

$$\frac{G_{\text{к}}}{G_{\Sigma}^*}.$$

30. Удельный расход пара на деаэратор определяется по графику (рис. 3.2) в зависимости от доли конденсата от подогревателей сетевой воды и с производства в суммарном расходе потоков поступающих в деаэратор  $d_{\text{д}}$ , кг/кг.

31. Расход пара на деаэратор

$$D_{\text{д}}^* = d_{\text{д}} \cdot G_{\Sigma}^*, \text{ кг/с.}$$

32. Расход пара на деаэратор питательной воды и на подогрев сырой воды

$$(D_{\text{д}} + D_{\text{с}})^*, \text{ кг/с.}$$

33. Паровая нагрузка на котельную без учета внутрикотельных потерь

$$D'^* = D + (D_{\text{д}} + D_{\text{с}})^*, \text{ кг/с.}$$

34. Внутрикотельные потери пара

$$D_{\text{пот}} = D'^* \cdot \frac{K_{\text{пот}}}{1 - K_{\text{пот}}}, \text{ кг/с.}$$

35. Суммарная паровая нагрузка на котельную

$$D_{\text{сум}}^* = D'^* + D_{\text{пот}}, \text{ кг/с.}$$

36. Количество продувочной воды, поступающей в сепаратор непрерывной продувки

$$G_{\text{пр}} = \frac{P}{100} \cdot D_{\text{сум}}^*, \text{ кг/с.}$$

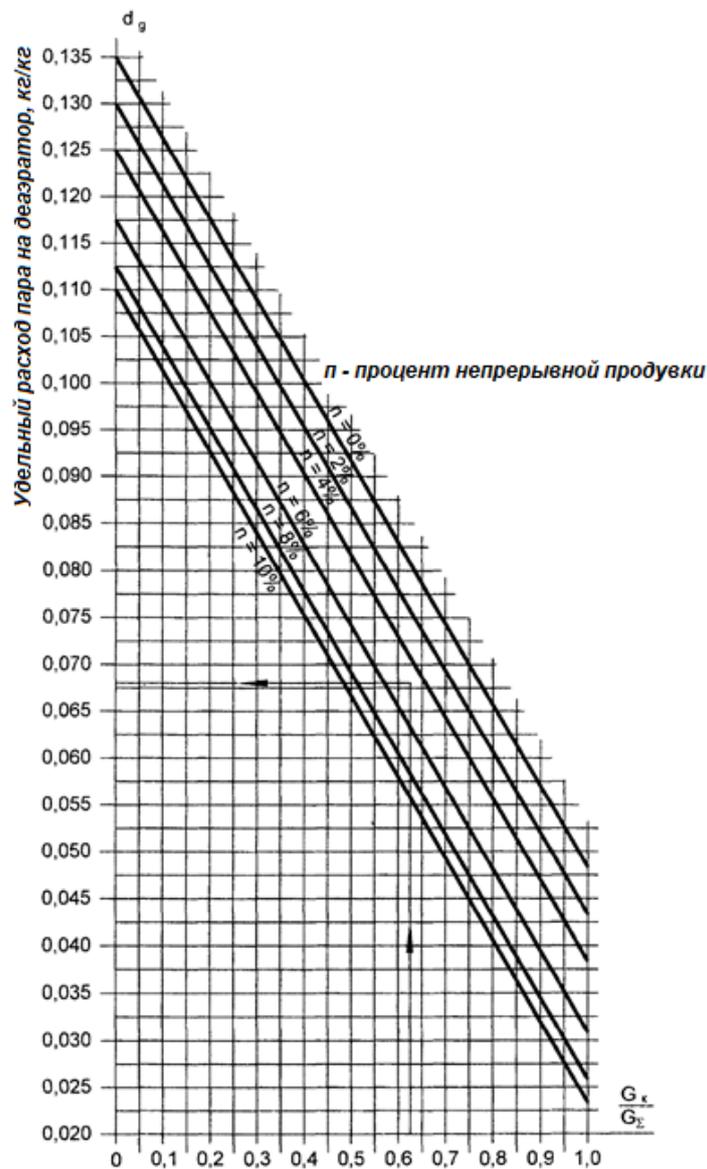


Рис. 3.2. Удельный расход пара на деаэрактор при закрытой схеме теплоснабжения

37. Количество пара на выходе из сепаратора непрерывной продувки

$$D_{\text{пр}} = G_{\text{пр}} \cdot \frac{(i_6 \cdot 0.98) - i_7}{i_3 - i_7}, \text{ кг/с.}$$

38. Количество продувочной воды на выходе из сепаратора непрерывной продувки

$$G'_{\text{пр}} = G_{\text{пр}} - D_{\text{пр}}, \text{ кг/с.}$$

39. Количество воды на питание котлов

$$G_{\text{пит}} = D_{\text{сум}}^* + G_{\text{пр}}, \text{ кг/с.}$$

40. Количество воды на выходе из деаэрактора

$$G_{\text{д}} = G_{\text{пит}} + G_{\text{ут}}, \text{ кг/с.}$$

41. Выпар из деаэрактора

$$D_{\text{вып}} = d_{\text{вып}} \cdot G_{\text{д}}, \text{ кг/с.}$$

42. Количество умягченной воды, поступающей в деаэрактор

$$G_{\text{хво}} = (D_{\text{потр}} - G_{\text{потр}}) + G'_{\text{пр}} + D_{\text{пот}} + D_{\text{вып}} + G_{\text{ут}} + D_{\text{маз}}, \text{ кг/с.}$$

43. Количество умягченной воды, поступающей на химводоочистку

$$G_{\text{с.в}} = K_{\text{хво}}^{\text{сн}} \cdot G_{\text{хво}}, \text{ кг/с.}$$

44. Расход пара на подогрев сырой воды

$$D_c = G_{\text{с.в}} \cdot \frac{C \cdot (t_{\text{из}} - t_{\text{и1}})}{(i_2 - i_{\text{кв}}) \cdot 0,98}, \text{ кг/с.}$$

45. Количество конденсата, поступающего в деаэратор от подогревателя сырой воды

$$G_c = D_c, \text{ кг/с.}$$

46. Суммарный расход потоков, поступающих в деаэратор (кроме греющего пара)

$$G_{\Sigma} = G_k + G_{\text{хво}} + G_c + D_{\text{пр}} + D_{\text{вып}}, \text{ кг/с.}$$

47. Доля конденсата от подогревателей сетевой воды и с производства в суммарном расходе потоков, поступающих в деаэратор

$$\frac{G_k}{G_{\Sigma}}.$$

48. Удельный расход пара на деаэратор определяется по графику (рис. 3.2) в зависимости от доли конденсата от подогревателей сетевой воды и с производства в суммарном расходе потоков поступающих в деаэратор  $d_d$ , – кг/кг.

49. Расход пара на деаэратор

$$D_d = d_d \cdot G_{\Sigma}, \text{ кг/с.}$$

50. Расход пара на деаэрацию питательной воды и подогрев сырой воды

$$D_d + D_c, \text{ кг/с.}$$

51. Паровая нагрузка на котельную без учета внутрикотельных потерь

$$D' = D + (D_d + D_{\text{пот}}), \text{ кг/с.}$$

52. Суммарная паровая нагрузка на котельную

$$D_{\text{сум}} = D' + D_{\text{пот}}, \text{ кг/с.}$$

53. Процент расхода пара на собственные нужды котельной (деаэрация, подогрев сырой воды, разогрев мазута)

$$K_{\text{с.н}} = \frac{(D_d + D_c) + D_{\text{маз}}}{D_{\text{сум}}} \cdot 100, \text{ \%}.$$

54. Номинальная паропроизводительность 1 котла  $D_n$ , кг/с.

55. Количество работающих паровых котлов  $N_{\text{к.раб}}$ , шт.

56. Процент загрузки работающих паровых котлов

$$K_{\text{загр}} = \frac{D_{\text{сум}}}{D_n \cdot N_{\text{к.раб}}} \cdot 100, \text{ \%}.$$

57. Температура умягченной воды на выходе из охладителя продувочной воды

$$t_{\text{из}} = t_{\text{и2}} + \frac{G_{\text{пр}} \cdot (i_7 - t_{\text{пр}} \cdot C)}{G_{\text{хво}} \cdot C}, \text{ } ^\circ\text{C}.$$

58. Температура умягченной воды, поступающей в деаэратор из охладителя выпара

$$t_{\text{и4}} = t_{\text{из}} + \frac{D_{\text{вып}} \cdot (i_4 - i_5)}{G_{\text{хво}} \cdot C}, \text{ } ^\circ\text{C}.$$

#### 4. ПАРОВЫЕ И ВОДОГРЕЙНЫЕ КОТЛЫ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ОТОПИТЕЛЬНЫХ КОТЕЛЬНОЙ

**Паровые котлы ДКВР.** Двухбарабанные котлы, вертикально-водотрубные, реконструированные, предназначенные для выработки насыщенного пара.

Паровые котлы ДКВр-2,5; ДКВр-4; ДКВр-6,5; ДКВр-10 с газо-мазутными 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.

Котлы ДКВР имеют экранированную топочную камеру (трубы, диаметром 51х 2,5 мм) и развитый кипяtilный пучок из гнутых труб диаметром 51х 2,5 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 (рис. 4.1) 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 котельного 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.

В котлах ДКВр-10 (рис. 4.2) топка полностью экранирована. В отличие от котлов меньшей производительности у котла ДКВР-10-13 нижний барабан поднят, под него обеспечен доступ обслуживающему персоналу.

При наличии пароперегревателя часть кипяtilных труб не устанавливается, пароперегреватели размещаются в первом газоходе после второго-третьего рядов кипяtilных труб.

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

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 её, исключая охлаждение котловой воды и конденсацию пара.

- трубопровод ввода хим. реагентов, корректирующих качество котловой воды при эксплуатации котла, и для ввода моющих реагентов при химической очистке котла;

- трубопровод непрерывной продувки с системой отверстий.

Нижний барабан (примерно вполовину 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 теплонапряжённых 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/см<sup>2</sup> 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.

Для осмотра барабанов и установки в них устройств, а также для чистки труб шарошками на днищах имеются овальные лазы размером 325х400 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 кипятильные 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 32х3 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.

Котлы ДКВР имеют следующую циркуляционную схему: питательная вода поступает в верхний барабан по двум питательным линиям, откуда по слабообогреваемым трубам конвективного пучка поступает в нижний барабан.

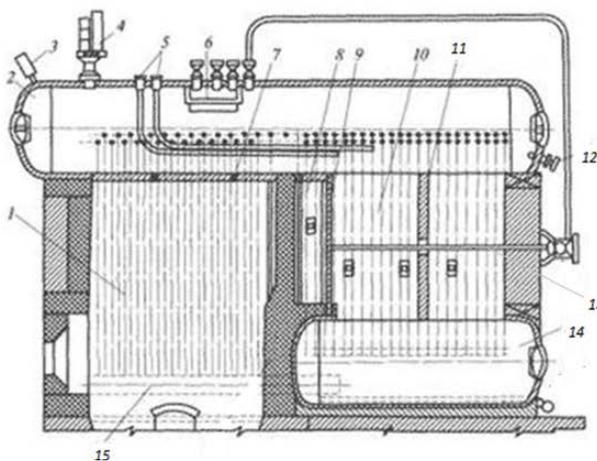


Рис. 4.1. Паровой котел ДКВР-6/13

- 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

Питание экранов производится необогреваемыми трубами из верхнего и нижнего барабанов. Фронтной экран котла ДКВр-10 питается водой из опускных труб верхнего барабана, задний экран – из опускных труб нижнего барабана. Пароводяная смесь из экранов и подъемных труб пучка поступает в верхний барабан.

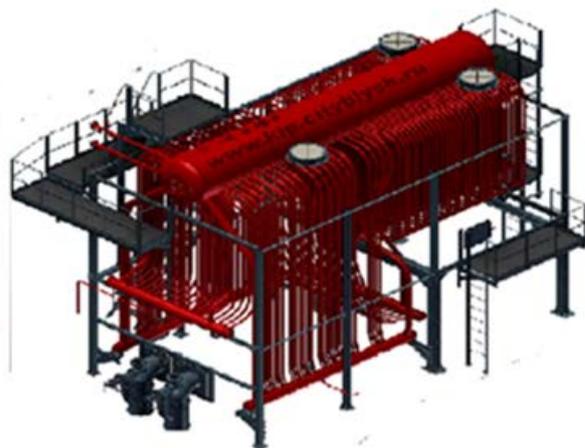
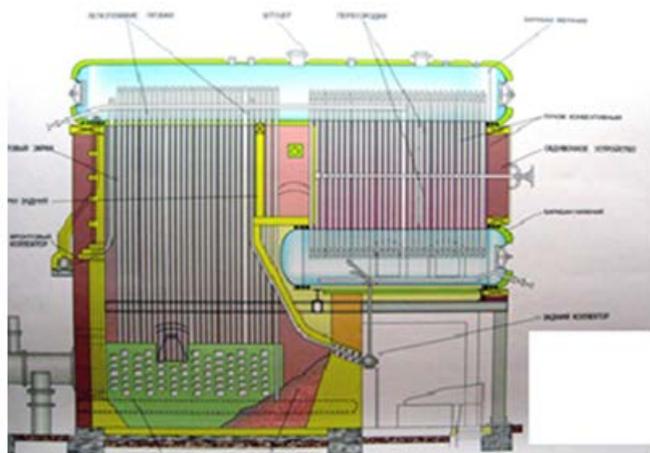


Рис. 4.2. Паровой котел типа ДКВР-10-13

Котлы ДКВР-2,5, ДКВР-4 и ДКВР-6,5 имеют опорную раму сварной конструкции, выполненную из стального проката. Котел ДКВР-10 опорной рамы не имеет. Неподвижной, жестко закрепленной точкой котла ДКВР является передняя опора нижнего барабана. Остальные опоры нижнего

барабана и камер боковых экранов выполнены скользящими. Камеры фронтального и заднего экранов крепятся кронштейнами к каркасу. Камеры боковых экранов крепятся к опорной раме.

Обмуровка котла – тяжелая. Внутренняя часть обмуровки, называемая футеровкой, выполнена из огнеупорного кирпича. Наружная часть обмуровки, называемая облицовкой, выполнена из красного кирпича.

Для обслуживания газоходов на котлах ДКВР устанавливается чугунная гарнитура.

Котлы ДКВР-20-13 (рис. 4.3) конструктивно имеют отличия от котлов ДКВР меньшей паропроизводительности, в частности:

1. 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 надёжность работы котла и исключает затраты на дорогостоящее торкретирование верхнего барабана.

2. Для сохранения необходимого водяного объёма и для получения расчётного количества пара (в связи с уменьшением верхнего барабана) котлы комплектуют двумя выносными циклонами. В циклонах вырабатывается до 20% пара от всего объёма вырабатываемого пара в котле.

3. Нижний барабан поднят относительно нулевой отметки, это обеспечивает удобство осмотров и технического обслуживания.

4. 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, котёл имеет шесть верхних и шесть нижних коллекторов.

5. 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.

6. 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 её 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 перекрёстного присоединения боковых экранных труб в верхние боковые коллекторы образован потолочный экран. Топочная камера полностью экранирована.

7. 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. Котёл по воде делится на две части: солевой и чистый отсеки. Чистый отсек (собственно

верхний барабан) котла составляет примерно 80% от всего водяного объёма. В солевом отсеке (выносные циклоны) солесодержание котловой воды в 5-6 раз больше, чем в чистом отсеке. Поэтому непрерывная продувка выполняется из солевого отсека. Пар получается в чистом и солевом отсеках. Но до 80% пара получается в чистом отсеке, поэтому вырабатываемый пар в котлах со ступенчатым испарением получается более высокого качества.

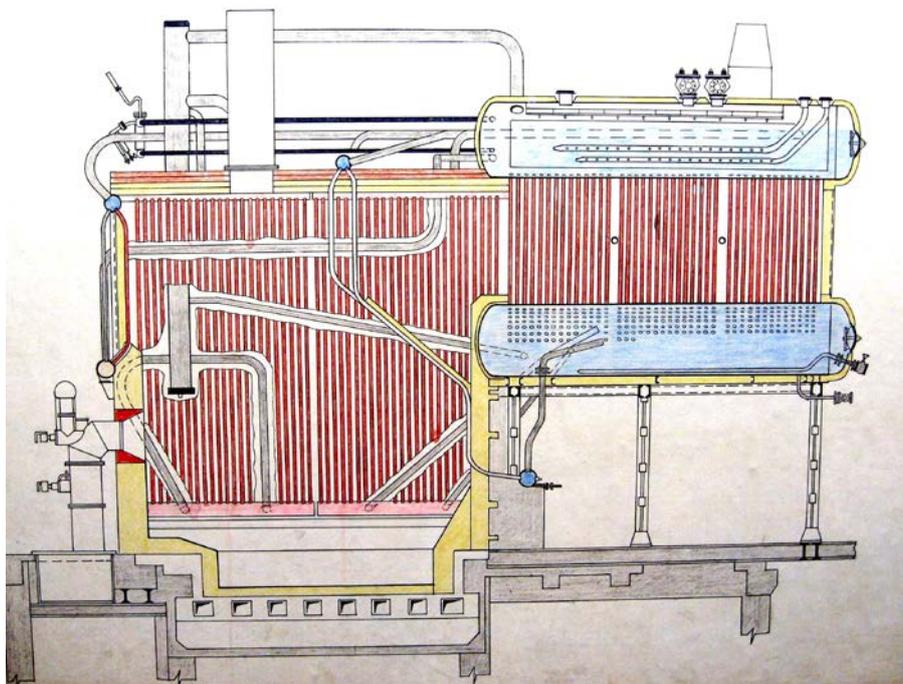


Рис. 4.3. Паровой котлы типа ДКВР-20-13

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 облегчённая, натрубная с металлической обшивкой.

Для комплектации котлов ДКВР при сжигании газа и мазута применяются двухзонные вихревые газомазутные горелки типа ГМГ-м (по 2 горелки на котле).

Котлы ДКВР, работающие на мазуте, комплектуются чугунными экономайзерами, при использовании только природного газа для комплектации котлов могут использоваться стальные экономайзеры.

**Паровые котлы серии ДЕ.** Вертикально-водотрубные котлы, двухбарабанные газомазутные (рис. 4.4, рис. 4.5), предназначены для выработки сухого насыщенного пара паропроизводительностью 4; 6,5; 10; 16 и 25 т пара в час при абсолютном давлении 1,4 МПа (14 кгс/см<sup>2</sup>), избыточное рабочее давление 1,3 МПа (13 кгс/см<sup>2</sup>).

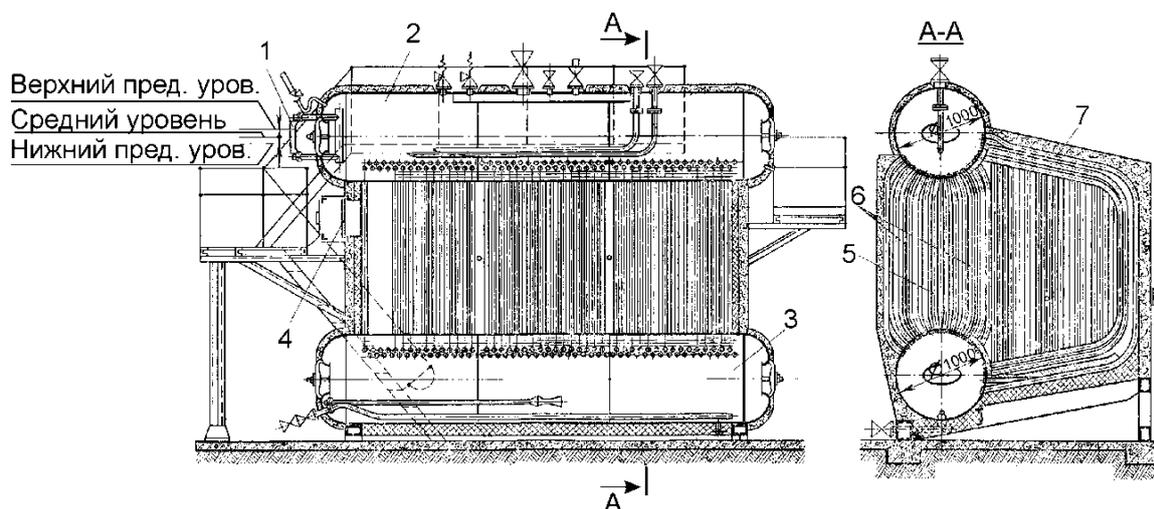


Рис. 4.4. Паровой котел типа ДЕ:

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

Серия котлов ДЕ должна заменить котлы ДКВР и предназначена для установки в производственно-отопительных котельных (квартирных и районных). Помимо вышеуказанных модификаций завод выпускает котлы производительностью 10, 16 и 25 т/ч с давлением пара 2,4 МПа (24 кгс/см<sup>2</sup>) 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 «D». Котлы ДЕ с естественной циркуляцией воды. В котлах ДЕ-4, 6,5 и 10 конвективный пучок разделён тремя перегородками. В котлах ДЕ-16 одна перегородка продольная. В котлах ДЕ-25 нет перегородок в конвективном пучке.

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.

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

Барабаны котлов выполнены из качественной стали марки 16 ГС, внутренний диаметр 1000 мм. Толщина стенок барабанов 13 мм. Конвективный пучок выполнен по всей длине барабанов из труб диаметром 51×2,5 мм. Левый топочный экран выполнен из труб 51×4 мм. Правый топочный экран, фронтальной и задний экраны выполнены из труб 51×2,5 мм. Два коллектора заднего экрана выполнены из труб 159×6 мм. Рециркуляционная труба выполнена трубой диаметром 76×3,5 мм. Три опускные трубы – диаметром 259×6 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 и 1000 мм для котлов паропроизводительностью 10 и 25 т. пара в час.

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 устанавливаются продольные, стальные перегородки.

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



Рис. 4.5. Паровой котел типа ДЕ

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.

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

Участки разводки экранных труб на вводе в барабаны уплотняются шамотобетоном.

Трубы правого топочного экрана образуют пол и потолок топки. 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.

Поперечное сечение топочной камеры для всех котлов одинаково. Средняя высота топочной камеры составляет 2400 мм, ширина – 1790 мм. Глубина топочной камеры увеличивается с повышением паропроизводительности котлов от 1930 мм для котлов ДЕ-4-14 до 6960 мм для котлов 25 тонн пара в час.

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  $\varnothing 159 \times 6$  мм. Коллекторы в свою очередь привариваются к верхнему и нижнему барабанам. Концы коллекторов со стороны, противоположной барабанам, соединяются необогреваемой рециркуляционной трубой  $\varnothing 76 \times 3,5$  мм.

На всех котлах для защиты от перегрева со стороны топки рециркуляционной трубой и коллекторов, и труб заднего экрана в топочной камере устанавливаются две трубы диаметром  $51 \times 2,5$  мм, присоединяемые к барабанам развальцовкой.

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. 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 длиной не менее 2-х метров, проходящей через разделительную перегородку верхнего барабана.

Контур второй ступени испарения имеет три опускные необогреваемые трубы  $159 \times 6$  мм, у котлов ДЕ паропроизводительностью до 16 т пара в час и диаметром  $219 \times 6$  мм у котлов ДЕ-25-14.

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

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.

На котлах паропроизводительностью 16 и 25 т/ч 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. Наружная часть аппарата крепится к обшивке левой конвективной части (стенки) котла. Разводы труб конвективного пучка. Для установки труб обдувочного устройства.

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 выполняются 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 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.

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-16 с камерой двухступенчатого сжигания топлива.

**Паровые котлы БКЗ-75-39 ГМА.** Котлоагрегат БКЗ-75-39 ГМА – однобарабанный, с естественной циркуляцией, имеет П-образную компоновку (рис. 4.6). Топочная камера котлоагрегата является входящим ходом газов. В горизонтальном газоходе расположен пароперегреватель. В опускном газоходе расположены водяной экономайзер и воздухоподогреватель. Водяной экономайзер и водоподогреватель размещен в общем газоходе «в рассечку».

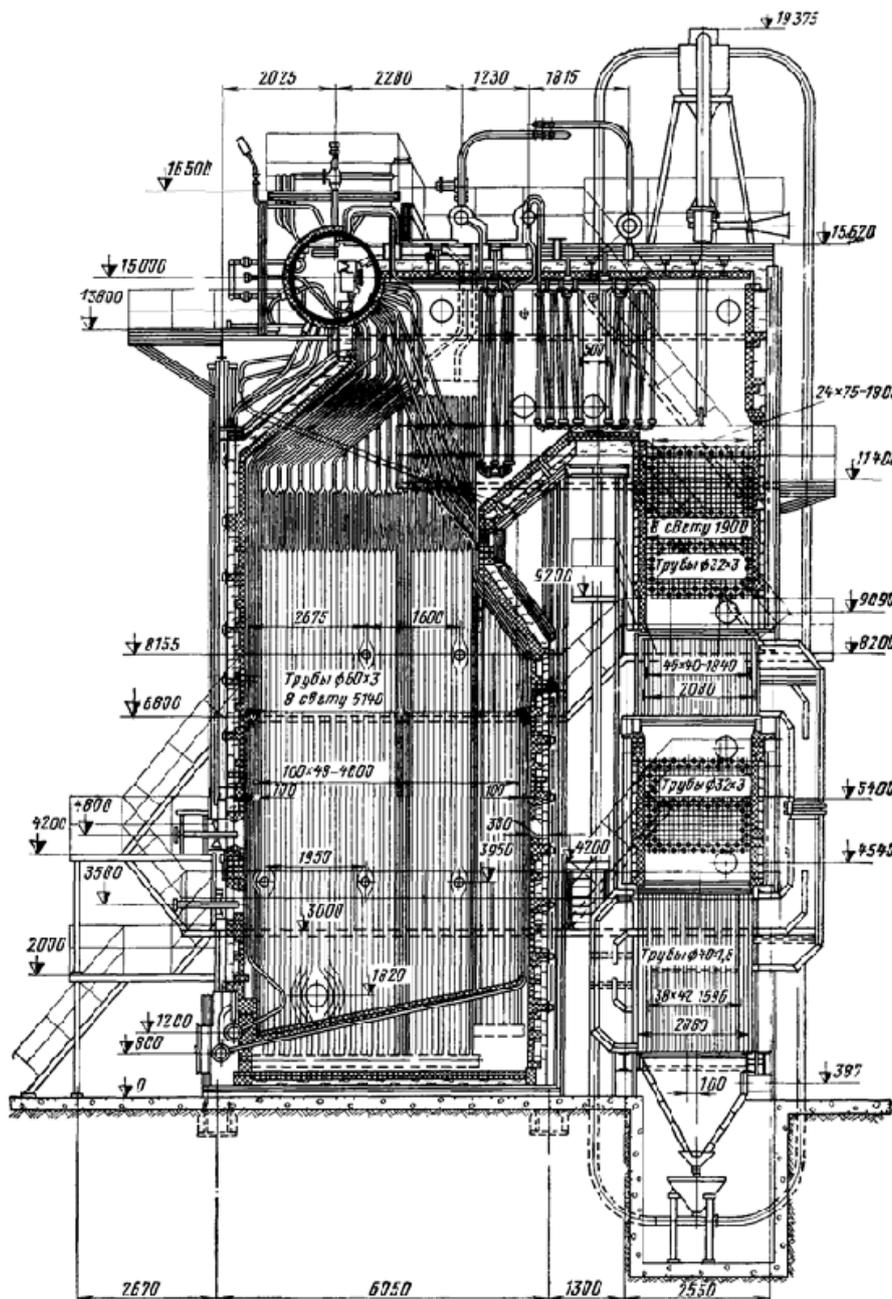


Рис. 4.6. Котел БКЗ-75-39 ГМА

Котельный агрегат рассчитан на следующие параметры:

Производительность	75 т/ч
Давление в барабане	4,4 МПа
Температура перегретого пара	440 °С
Давление перегретого пара	3,9 МПа
Температура питательной воды	145 °С
Температура уходящих газов	175 °С
Температура горячего воздуха	235 °С
Объем топки	284 м <sup>3</sup>
Полная лучевоспринимающая поверхность	211 м <sup>2</sup>
Степень экранирования топки	0,75
Поверхность нагрева фестона	50,9 м <sup>2</sup>
Поверхность нагрева пар/пер. 2 ступени	187,5 м <sup>2</sup>
Поверхность нагрева пар/пер. 1 ступени	300 м <sup>2</sup>
Поверхность нагрева экономайзера 2 ступени	650 м <sup>2</sup>
Поверхность нагрева экономайзера 1 ступени	420 м <sup>2</sup>
Поверхность нагрева ВЗП 2 ступени	730 м <sup>2</sup>
Поверхность нагрева ВЗП 1 ступени	1405 м <sup>2</sup>
Водяной объем котла	23,7 м <sup>3</sup>
Паровой объем котла	11,2 м <sup>3</sup>
Объем экономайзера	6,04 м <sup>3</sup>

**Топка** котла имеет призматическую форму с размерами в свету 5140×5900 мм. Стены топочной камеры полностью экранированы трубами диаметра 60 х 3 мм со следующими шагами: на задней и баковых стенах – 100 мм, на фронтальной – 150 мм. Трубы заднего экрана внизу образуют наклонный к фронту пол, закрытый шамотным кирпичом. В верхней части топки трубы заднего экрана и задней панели боковых экранов образуют четырехрядный конвективный пучок (фестон).

Экраны разделены на 8 самостоятельных циркуляционных контуров. Водоподводящие трубы экранов выполнены из труб диаметром 85 мм. Периодическая продувка контуров осуществляется из нижних камер экранов через вентили Ду-20. Для осмотра и очистки камеры экранов имеются штуцера диаметром 108х6 мм. Система крепления труб экранов обеспечивает свободное перемещение нижних камер экранов при расширении труб от нагрева. Камеры экранов котлов выполнены из труб диаметром 219 мм.

На фронтальной стенке котла установлены горелки в два ряда (по три в ряд). Горелки выполнены комбинированными для отдельного сжигания газа и мазута, с мазутными форсунками паромеханического распыливания.

Топочная камера сверху имеет взрывные клапана на (по одному на каждой боковой стенке). В нижней части расположены лазы. Имеется также необходимое количество гляделок. Трубы и камеры экранов выполнены из стали марки 20.

**Барабан** внутренний диаметром 1500 мм, изготовленный из листовой стали марки 20, толщиной 40 мм, лежит на двух роликовых опорах,

допускающих его свободное удлинение при расширении.

На котлоагрегате БКЗ-75-39 применена 2-х ступенчатая схема испарения. Первая ступень испарения находится в барабане (чистый отсек). Второй ступенью (соленой отсек) является выносные циклоны, изготовленные из труб диаметром 377 мм. Во вторую ступень испарения включены средние контуры баковых экранов, имеющие верхние камеры. Внутри барабанное устройство состоит из раздающих пароводяную смесь коробов, циклонов, жалюзи сепараторов и дырчатого листа. Пароводяная смесь из раздающих коробов равномерно поступает в циклоны, где происходит первичное отделение воды от пара. На циклонах установлены блоки жалюзийных сепараторов. Пар пройдя их, поступает в паровой объем барабана и через верхний жалюзийный и приточный дырчатый лист, уходит в пароперегреватель. Пар из выносных циклонов поступает в барабан под верхний жалюзийный сепаратор.

Для ввода и раздачи фосфатов вдоль барабана имеется перфорированная труба. Непрерывная продувка осуществляется из второй ступени испарения. Для выравнивания химических перекосов (разных солесодержаний) по сторонам котла предусмотрена линия выравнивания солесодержания, соединяющая выносной циклон правого контура с нижней камерой левого бокового экрана и наоборот.

На котле установлен *пароперегреватель* конвективный вертикального типа. Из барабана пар отводится 65 змеевиками диаметром 38×3, сталь 20, и которые закрывают потолок топки. Потолочные трубы непосредственно переходят в змеевики первой ступени пароперегревателя (вторая по ходу газов). Пароохладитель изготовлен из камеры диаметром 326 мм, в которой расположены змеевики из труб диаметром 25×3 мм. Для охлаждения используется питательная вода. С целью защиты стенок камеры пароохладителя от попадания конденсата предусмотрены специальные защитные корыта. Отвод пара из пароохладителя во вторую ступень (первую по ходу газов) осуществляется через штуцера с рубашками. Вторая ступень пароперегревателя выполнена из 65 змеевиков диаметром 42×3 мм, сталь марки 15ХМ. Из второй ступени пар попадает в промежуточную камеру диаметром 273 мм, откуда по 8-ми трубам диаметром 89×4,5 мм отводится в паросборный коллектор диаметром 219 мм. Из паросборного коллектора через задвижку (Ду200, Ру100) пар поступает в паропровод. Детали крепления, расположенные в зоне высоких температур, выполнены из жаропрочных стали и чугуна. Дренаживание пароперегревателя при растопке и забросе воды в пароперегреватель осуществляется через вентили Ду20, Ду30, подключенные к паросборному коллектору. Для обслуживания, осмотра и ремонта пароперегревателя в газоходе установлены лазы.

Водяной *экономайзер* кипящего типа, гладкотрубный, состоит из двух ступеней, изготовлен из труб диаметром 32×3 мм.

Змеевики горизонтальные, расположены параллельно фронту котла. Трубы расположены в шахматном порядке с продольным шагом 110 мм, поперечным – 75 мм.

Движение среды в экономайзере противоточное. Питательная вода поступает во входной коллектор диаметром 219×9 мм, проходит по 49 змеевикам первой ступени и собирается в выходном коллекторе диаметром 219×9 мм. Затем шестью трубами диаметром 60×3 мм производится переброс воды во входной коллектор диаметром 219×9 мм второй ступени экономайзера.

Вторая ступень состоит из сорока девяти змеевиков, причем в середине пакета выполнен проем, где расположены балки каркаса и на стенах конвективной шахты выполнены лазы для осмотра и ремонта. Выход питательной воды выполнен в обе стороны котла в два выходных коллектора диаметром 219×9 мм.

Из каждого коллектора вода отводится двумя трубами диаметром 108×4, 5 мм, затем в барабан вода поступает по восьми трубам диаметром 60×3 мм. Ввод труб в барабан производится через защитную рубашку/стакан диаметром 83×4 мм.

Крепление водяного экономайзера осуществляется следующим образом: дистанционирование труб в змеевике при помощи щек стоек толщиной 3 мм, дистанционирование пакетов змеевиков в блоке при помощи полос размером 3×60×1830 мм.

В проеме второй ступени крепление экономайзера к тавровым балкам каркаса планками размером 5×40×194 мм.

Отводящие трубы и коллекторы крепятся к опорам каркаса хомутами.

Для защиты экономайзера от наклепа дробью применяются решетки, выполненные из уголков размером 25×25×3 мм.

Трубчатый *воздухоподогреватель* установлен в конвективной шахте «в рассечку» водяным экономайзером и состоит из шести кубов, размещенных в два яруса. Кубы выполнены из труб диаметром 40×1,6 мм, расположенных в шахматном порядке с шагами 60 и 42 мм. Концы труб приварены к трубным доскам.

Воздухоподогреватель одноходовой по газам и трехходовой по воздуху. Нижняя и верхняя часть воздухоподогревателя соединяются между собой воздухоперепускными коробами.

Нижний воздухоподогреватель установлен на раме, приваренной к каркасу. Для возможности теплового расширения воздухоподогревателя предусмотрены компенсаторы.

При работе на мазуте для защиты воздухоподогревателя от низкотемпературной коррозии осуществляется подогрев воздуха в калориферах. На котле установлены четыре секции калориферов типа СО-110, рассчитанных на рабочее давление пара до 12 кгс/см<sup>2</sup>.

**Трубопроводы в пределах котла.** От питательного коллектора вода поступает к узлу питания. На каждой питательной линии котла установлены последовательно два вентиля: первый с электроприводом, второй – с электрическим однооборотным контактным механизмом. Эта арматура байпасируется линией из трубы диаметром 38×3 мм, на которой установлены последовательно 3 вентиля Ду 32: запорный, игольчатый регулирующий с электроприводом и запорный. Из байпасной линии выполнен дренаж: два вентиля с Ду 20.

Из основной питательной линии часть питательной воды поступает к

пароохладителю по трубопроводу диаметром 89×4 мм, на которой установлена арматура: вентиль запорный и клапан регулирующий.

На питательной линии установлен клапан, регулирующий подпорный, Ду 100, после которого вода поступает в коллектор. В него же поступает вода из пароохладителя трубопроводом диаметром 89×4 мм. На трубопроводе установлен вентиль запорный Ду 80. Из коллектора выполнен дренаж водяного экономайзера: два вентиля Ду 20.

От коллектора к водяному экономайзеру на питательной линии установлена арматура Ду 100: клапан обратный и вентиль запорный. К водяному экономайзеру подвод осуществлен трубопроводом диаметром 108×6 мм, от которого к входному коллектору экономайзера вода распределяется пятью трубами диаметром 60×3 мм. Для рециркуляции воды во время растопки выполнен трубопровод диаметром 57×3 мм из барабана к водяному экономайзеру. На линии установлены два вентиля Ду 50.

На паропроводе от котла к паровой магистрали установлена главная паровая задвижка Ду 175 с байпасом Ду 20.

Из барабана котла предусмотрен аварийный слив трубопроводом диаметром 57×3,5 мм с двумя вентилями Ду 50.

Для выравнивания солесодержания котловой воды по сторонам котла предусмотрены линии, соединяющие правый выносной циклон с нижним коллектором левого бокового экрана и наоборот.

Непрерывная продувка осуществляется из выносных циклонов. Периодическая продувка контуров экранов осуществляется из нижних коллекторов через вентили Ду 20.

Дренаживание пароперегревателя при растопке производится через паросборный коллектор по линии Ду 50. Кроме этого, имеются линии ввода фосфатов, отбора проб пара и воды, предохранительных клапанов.

На котле предусмотрена **очистка конвективных поверхностей нагрева**. Для очистки конвективных поверхностей нагрева используют обдувочные аппараты ОПК-7 (только для пароперегревателя). Обдувка поверхностей нагрева осуществляется паром, отбираемым из линии собственных нужд из паросборной камеры. Очистка поверхностей нагрева экономайзера и воздухоподогревателя осуществляется металлической дробью размером 3-5 мм, свободно осыпающейся в конвективную шахту котла через специальные устройства и собирающейся в бункера. Подъем дроби из нижнего бункера осуществляется за счет разряжения, создаваемого паровым эжектором.

**Обмуровка** котлоагрегата выполнена с применением шамотных огнеупорных материалов для футеровки с изоляцией диатомовым кирпичом или диатомовым бетоном. Снаружи обмуровка имеет плоскую металлическую обшивку из стальных листов, приваренных к щитам каркаса. Нагрузка веса обмуровки полностью передается на каркас котла с помощью кронштейнов, которые устанавливаются горизонтальными поясами на высоте через 1 метр. На кронштейн укладываются чугунные и стальные плиты. Для защиты плит и кронштейнов от непосредственного воздействия и высоких температур

предусмотрены защитные пояса из фасонного шамотного кирпича. В отличие от обмуровки стен топочной и конвективного газохода, потолочные перекрытия выполнены из шамотобетона. Вес обмуровки потолочных перекрытий передается на каркас через подвесные чугунные балки. Для возможности температурного расширения и обмуровки предусмотрены температурные швы, в которые закладывается шнуrowой асбест. Амбразуры горелок выкладываются огнеупорным кирпичом.

**Каркас** котла служит для восприятия нагрузок от веса барабана, всех поверхностей нагрева, обмуровки, изоляции, площадок обслуживания, а также газоздухопроводов и других элементов котла. Каркас состоит из стальных колонн, связанных между собой.

Для подачи воздуха в котел установлен **дутьевой вентилятор** типа ВДН-21, производительность его с запасом 5% – 101500 м<sup>3</sup>/ч, развиваемый напор при температуре рабочей среды 30 °С – 4350 Па.

Для удаления продуктов сгорания предусмотрен **дымосос** типа ДН-24, производительность его с запасом 5% – 143000 м<sup>3</sup>/ч, полный напор при температуре среды 100 °С – 2300 Па.

**Водогрейные котлы КВ-ГМ-10, -20 и -30.** Водогрейные котлы КВ-ГМ-10, -20 и -30 (рис. 4.7), 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 219 х 10 мм. Промежуточный экран выполнен из труб, расположенных в два ряда, при этом образуется камера 5, в которой происходит догорание топлива.

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, вварены в коллекторы диаметром 219х10 мм.

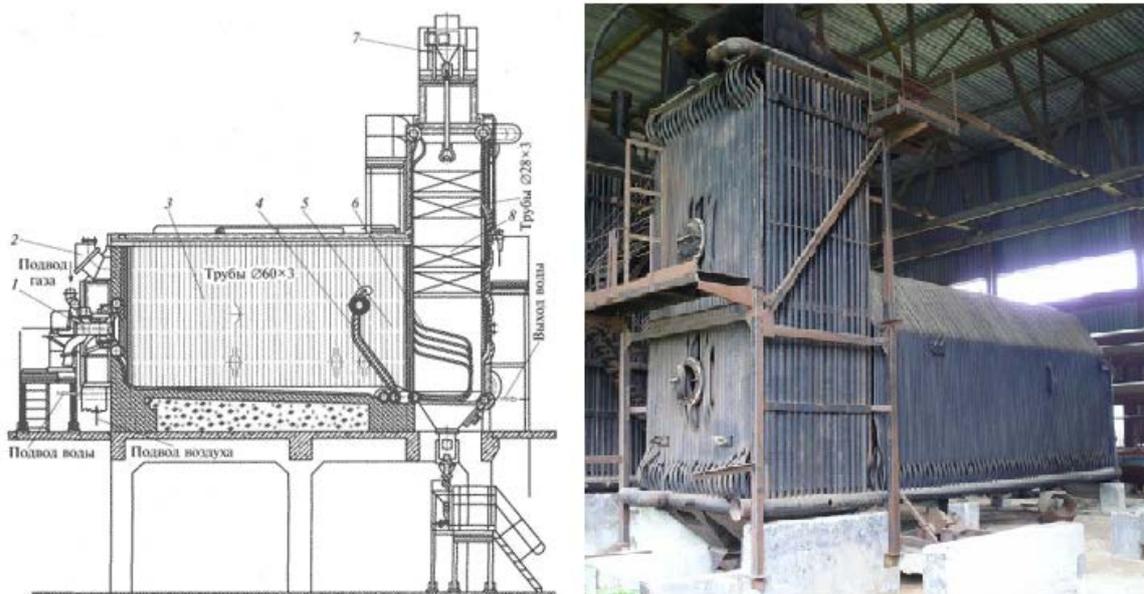


Рис. 4.7. Водогрейные котлы КВ-ГМ-10, -20, -30:

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

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. 4.8).

Все стены топочной камеры котла, а также задняя стена и потолок конвективной шахты экранированы трубами 060x3 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%.

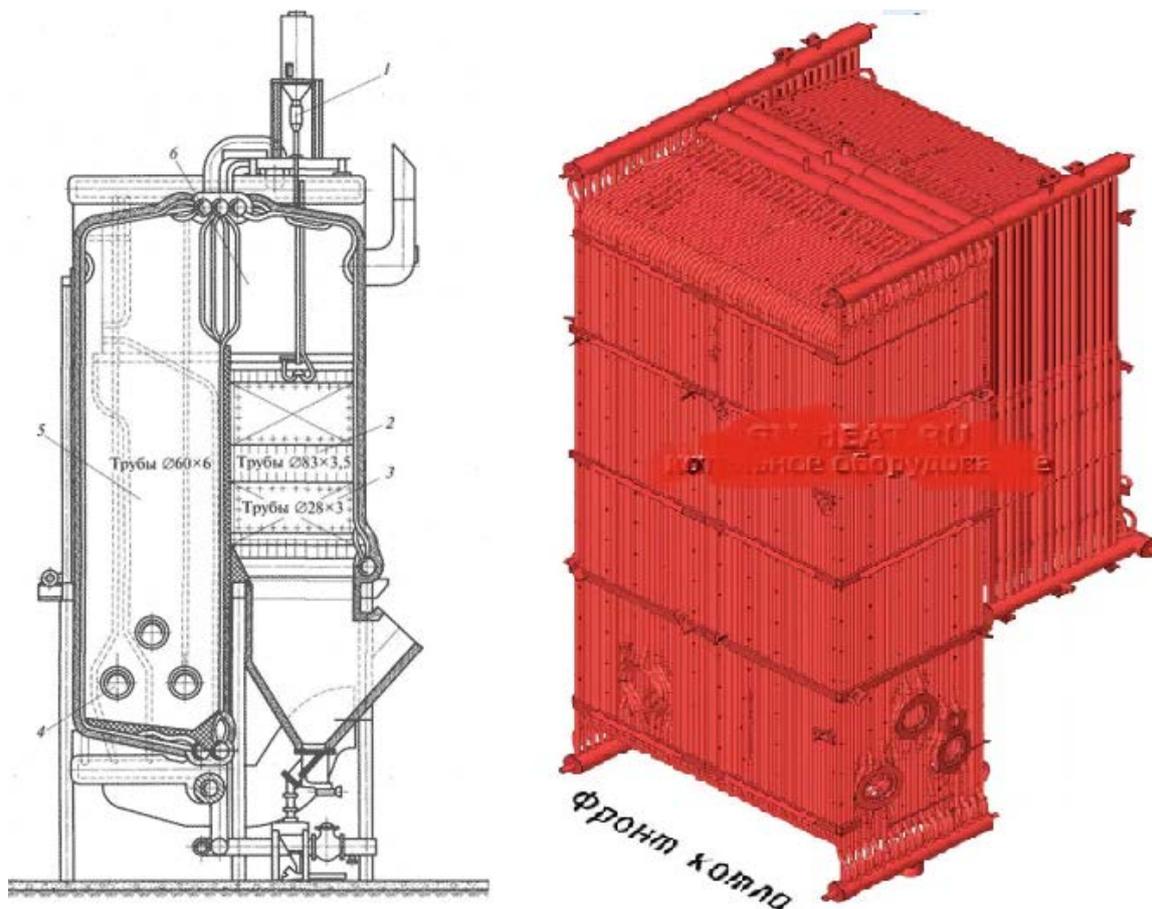


Рис. 4.8. Водогрейный котел ПТВМ -30:

- 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 рис. 4.9.

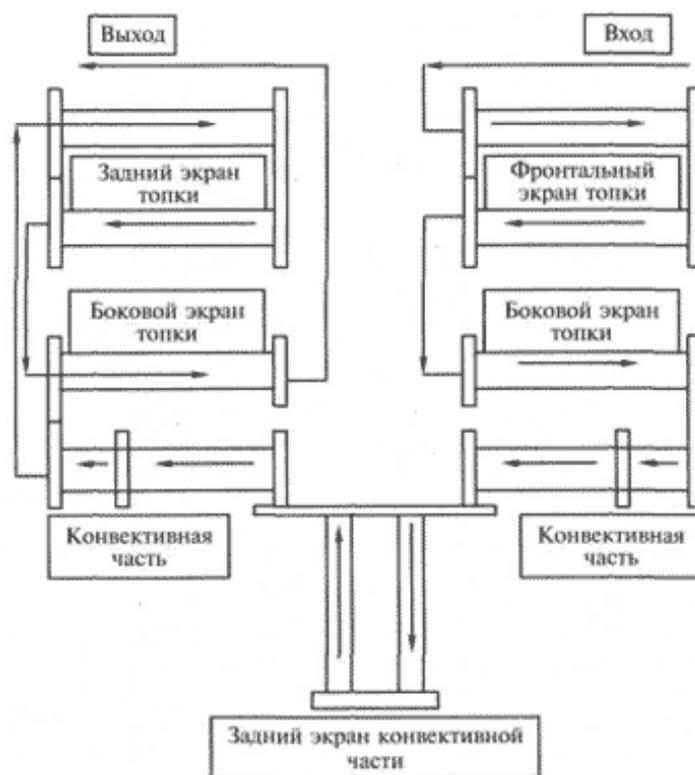


Рис. 4.9. Схема циркуляции котла ПТВМ-30

**Водогрейные котлы ПТВМ-50.** Водогрейные котлы ПТВМ-50 теплопроизводительностью 50 Гкал/ч имеют башенную компоновку и выполнены в виде прямоугольной шахты, в нижней части которой находится полностью экранированная камерная топка 3 (рис. 4.10). Экранная поверхность отопительного котла изготовлена из труб диаметром 60х3 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 28х3 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.

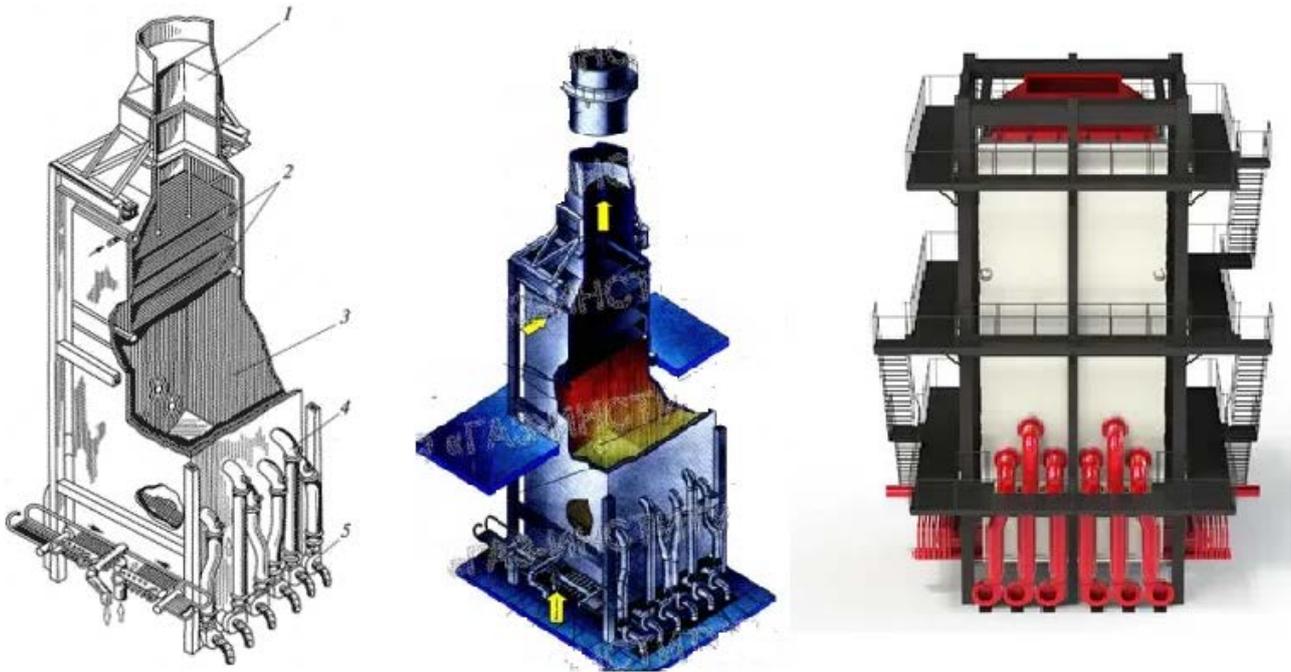


Рис. 4.10. Водогрейные котлы ПТВМ-50:

- 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 (рис. 4.11, а) циркуляции 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. 4.11, 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 вместо 70°C).

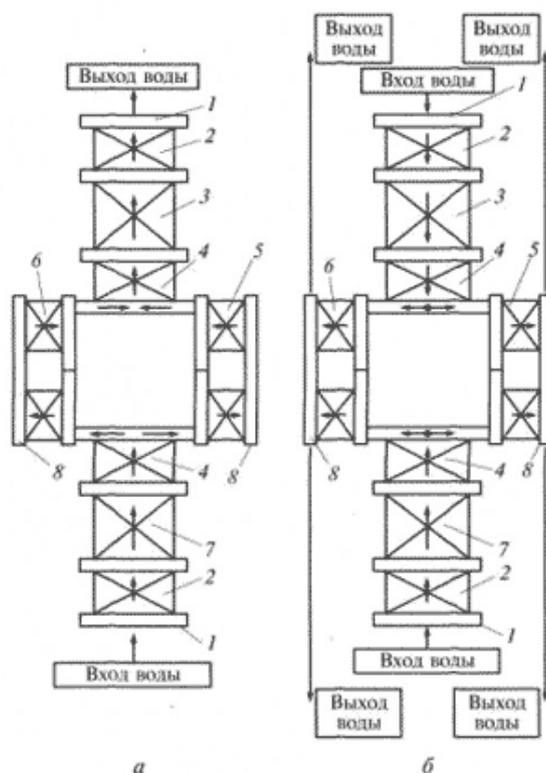


Рис. 4.11. Схема движения воды в котле ПТВМ-50

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

### **Контрольные вопросы**

1. Конструкция и технические характеристики котлов типа ДКВР.
2. Конструкция и технические характеристики котлов типа ДЕ.
3. Конструкция и технические характеристики котла БКЗ-75-39.
4. Конструкция и технические характеристики котлов типа КВГМ-10, 20, 30.
5. Конструкция и технические характеристики котла ПТВМ-30.
6. Конструкция и технические характеристики котла ПТВМ-50.

## **5. 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.

В котельных. Как правило, используются рекуперативные аппараты, передача теплоты в которых происходит непрерывно во времени через

разделяющую твёрдую стенку.

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

- 1) труба в трубе;
- 2) кожухотрубные:
  - из оребренных труб,
  - с неподвижными решётками,
  - 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 – жидкость (рис. 5.1). Они широко применяются на отопительных котельных в качестве сетевых подогревателей воды в системах отопления и горячего водоснабжения. Сетевые подогреватели устанавливают на линии охлаждённой (обратной) воды, находящейся под напором сетевых насосов. Нагретая в подогревателях до расчётных значений вода подаётся в прямую линию тепловой сети для обеспечения нужд потребителей. Давление пара, подаваемого на сетевые подогреватели, обычно составляет  $0,5-2,5 \text{ кг/см}^2$ . Пар поступает из редукционно-охладительной установки (РОУ). Обычно сетевые подогреватели изготавливаются кожухотрубчатыми в вертикальном или горизонтальном исполнении.

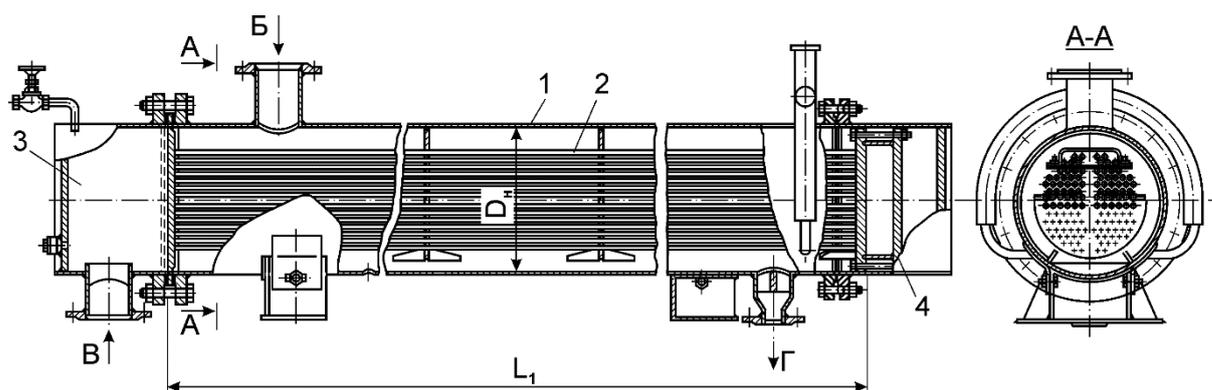


Рис. 5.1. Горизонтальный двухходовой пароводяной подогреватель:

Б – вход пара; В – вход и выход воды; Г – 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 жёсткой конструкции, в которой трубные доски крепятся к корпусу аппарата, и не жёсткой 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 передаётся 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 рис. 5.2 приведена конструкция секционных водо-водяных подогревателей Мосэнерго, применяемых в системах теплоснабжения.

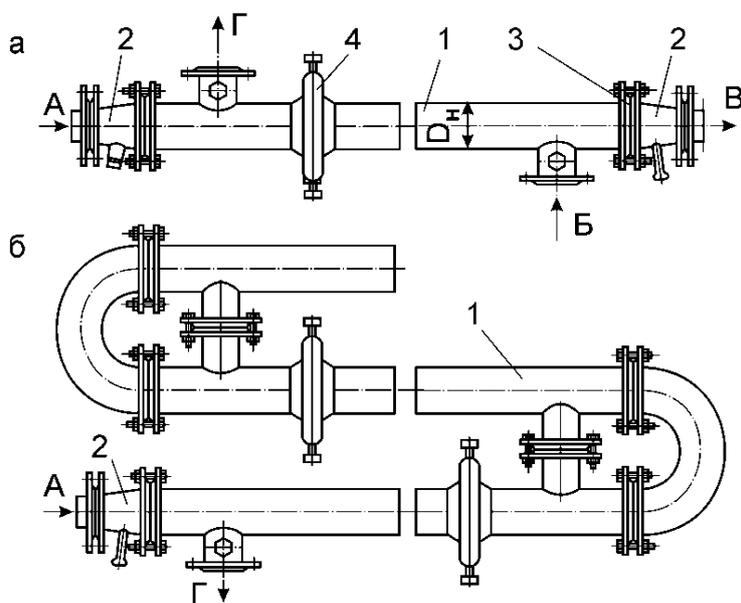


Рис. 5.2. Горизонтальный секционный водо-водяной подогреватель с линзовыми компенсаторами:

- 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 решётка;  
 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 жёсткой

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 расчётом. 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 м<sup>2</sup>. Рабочее давление в трубках до 10 кг/см<sup>2</sup>, в корпусе – до 6 кг/см<sup>2</sup>.

Для небольших расходов воды в системах горячего водоснабжения применяются теплообменники типа «труба в трубе», конструкция которого приведена на рис. 5.3.

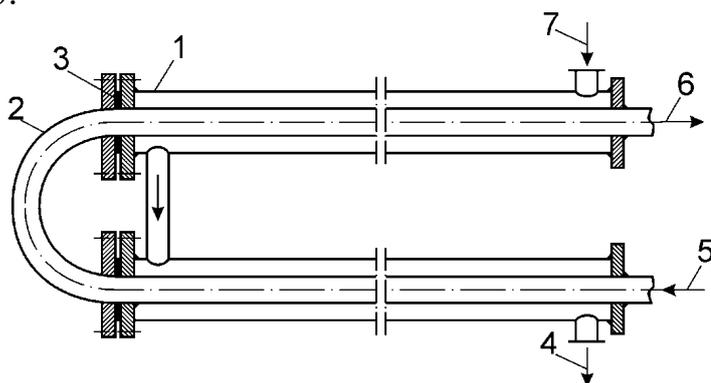


Рис. 5.3. Водо-водяной подогреватель типа «труба в трубе»:

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 жёсткой конструкции из цельнокатаных труб, соединённых 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 м<sup>2</sup> до 1,5 м<sup>2</sup> 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/см<sup>2</sup>.

**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.

В качестве примера на рис. 5.4 приведена принципиальная схема сборки пластинчатого аппарата с неподвижной и прижимной плитами.

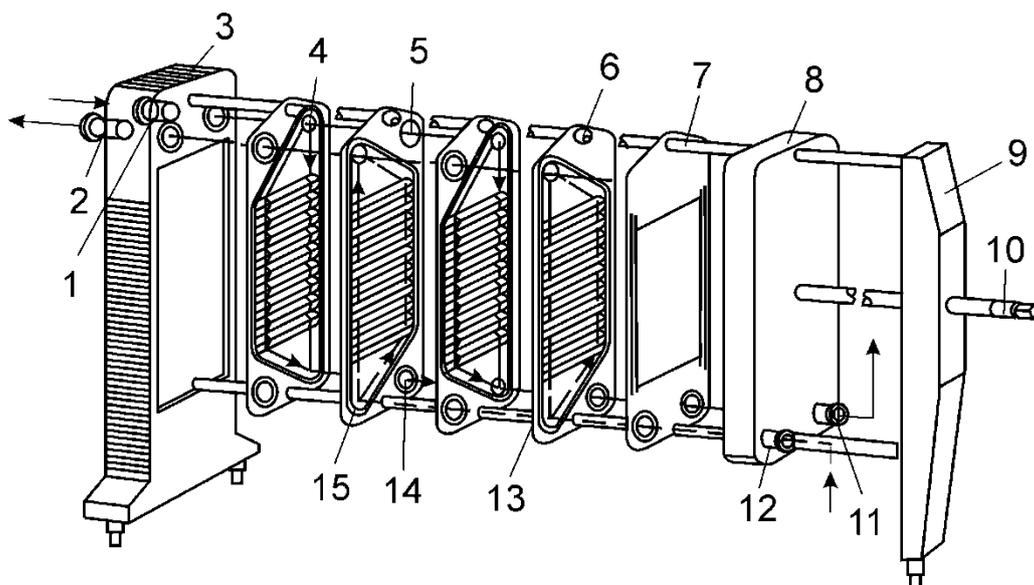


Рис. 5.4. Принципиальная схема сборки пластинчатого аппарата:  
 1, 2, 11, 12 – штуцера; 3 – неподвижная плита; 4 – верхнее угловое отверстие; 5 – кольцевая резиновая прокладка; 6 – граничная пластина;  
 7 – штанга; 8 – нажимная плита; 9 – задняя стойка; 10 – винт;  
 13 – большая резиновая прокладка; 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 нечётным 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 чётным каналам и движется по ним вверх. Через верхний коллектор и штуцер 2 охлаждённая 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. 5.5). Давление рабочих сред по обеим сторонам допускается до 15 кг/см<sup>2</sup>.



Рис. 5.5. Пластинчатые разборные теплообменники «Теплотекс АПВ»

**Рекуперативные газожидкостные теплообменники** в котельных используются в качестве водяных экономайзеров для подогрева питательной воды и теплофикационных экономайзеров для подогрева сетевой воды. Для котлов низкого давления типа ДКВР, ДЕ применяются экономайзеры с чугунными трубами с квадратными или круглыми ребрами (рис. 5.6). 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.



Рис. 5.6. Конструкция водяного экономайзера, применяемого в котлах низкого давления (до  $P = 2,4$  МПа) и малой мощности

### ***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.

## **6. 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)).

В котельных встречаются следующие конструкции насосов: лопастные (центробежные), поршневые (плунжерные), струйные, шестеренчатые (винтовые). Чаще других используются центробежные насосы в качестве питательных, сетевых, подпиточных, повысительных, конденсатных, мазутных и др.

Центробежные насосы (рис. 6.1) 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,  $\text{кгс}/\text{см}^2$ ; м вод.ст.), а также допустимая температура воды ( $^{\circ}\text{C}$ ) на

входе (всосе) 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 воздуха, что и обеспечивает всасывание новой порции жидкости через входной патрубок.

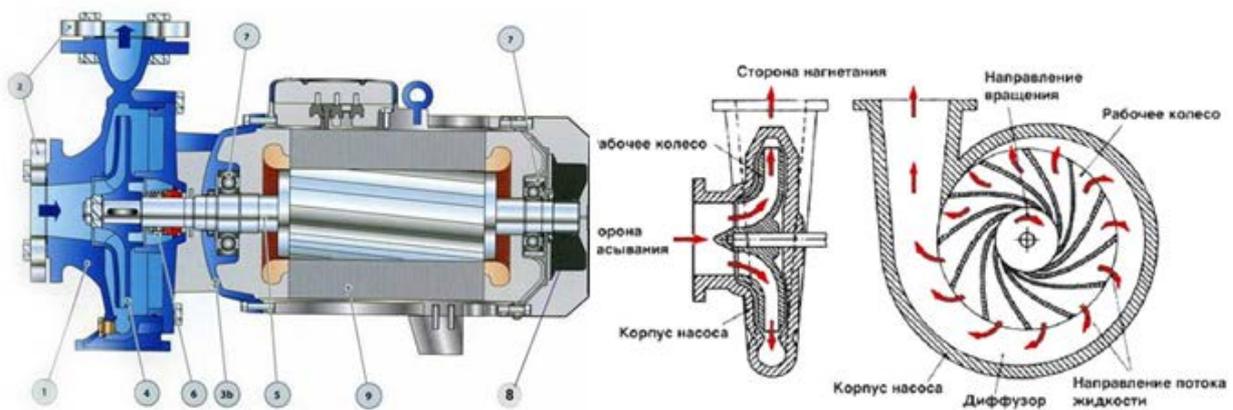


Рис. 6.1. Центробежный насос:

- 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

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. Следует иметь в виду, что центробежный насос нельзя эксплуатировать, если в его внутренней рабочей камере отсутствует жидкая среда. Если пренебречь этим важным требованием, то центробежный насос просто выйдет из строя.

Для питания котлов с давлением пара свыше 0,07 МПа 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.

Количество и производительность питательных насосов следует выбирать с таким расчетом, чтобы в случае остановки наибольшего по производительности насоса, оставшиеся обеспечили подачу воды по установленной производительности котельной (без учета резервных котлов).

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

Ступенчатые центробежные водяные насосы предназначены для питания паровых котлов. Такие секционные насосы могут быть по строению от 2 до 10 секций, диапазон подач изготовитель закладывает от 13 до 850 м<sup>3</sup>/час, напор может достигать до 130 бар.

Насос ЦНСг (рис. 6.2) 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.

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.

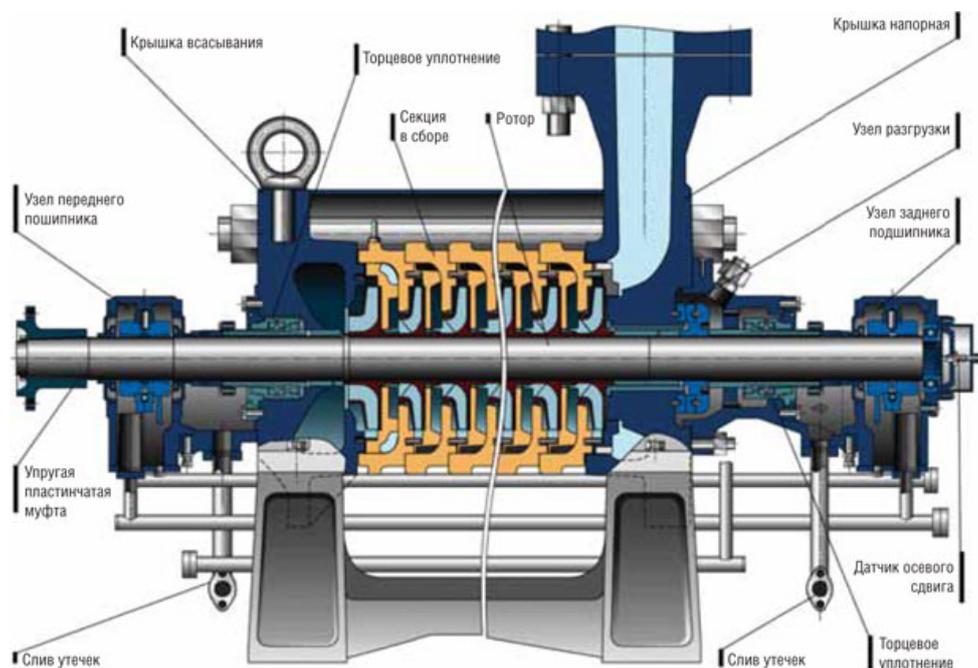


Рис. 6.2. Насос ЦНСг

Сетевые насосы служат для обеспечения циркуляции воды в тепловой сети. Напор сетевых насосов следует определять для отопительного и неотопительного периодов и принимать 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.

Подпиточные насосы служат для восполнения потерь воды в теплосети. Напор подпиточных насосов должен определяться из условий поддержания в водяных тепловых сетях статического давления и проверяться для условий работы сетевых насосов в отопительный и неотопительный периоды. Подачу (производительность) рабочих подпиточных насосов на источнике теплоты в закрытых системах теплоснабжения следует принимать 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.

Напор смесительных насосов следует определять по наибольшему перепаду давлений между подающим и обратным трубопроводами.

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.

Для поддержания постоянной температуры воды на входе в водогрейный котел не ниже 70 °С следует устанавливаться рециркуляционные насосы.

### ***Контрольные вопросы***

1. Конструкция и принцип действия центробежных насосов.
2. Конструкция насосов ЦНСг.
3. Назначение насосного оборудования в производственно-отопительной котельной.

## **7. ВОДОПОДГОТОВКА**

***Общие положения.*** Исходная вода, поступающая из хозяйственно-питьевых водопроводов, артезианских скважин или из поверхностных водоемов, содержит различные примеси. Примеси, содержащиеся в природной воде, по степени крупности их частиц подразделяются на три группы.

1. Механические – взвешенные вещества в виде частиц песка, глины и др. от 0,2 мк и выше, способные с течением времени отстаиваться.
2. Коллоидно-растворенные – соединения железа, алюминия, кремния и др. от 0,001 до 0,2 мк, не отстаивающиеся даже в течение длительного времени.
3. 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 кипячительных 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) удаление взвешенных примесей;
- 2) снижение жесткости (т. е. ее умягчение);
- 3) поддержание определенной величины щелочности;
- 4) снижение общего солесодержания;
- 5) удаление растворенных агрессивных газов ( $O_2$  и  $CO_2$ ).

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

КОМПОНЕНТОВ:

- солей, вызывающих накипеобразование, к которым относятся сульфаты ( $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{MgSO}_4$ ) и хлориды ( $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{MgCl}_2$ ), обуславливающие некарбонатную (или постоянную) жесткость ( $\text{Ж}_{\text{нк}}$ ), и бикарбонаты  $[\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2]$  и  $[\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2]$ , обуславливающие карбонатную (или временную) жесткость ( $\text{Ж}_{\text{к}}$ ), а совместно с гидратами ( $\text{NaOH}$ ) и карбонатами ( $\text{CaCO}_3, \text{MgCO}_3$ ) – щелочность;
- солей, не вызывающих накипеобразования ( $\text{NaCl}$ ,  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$ ,  $\text{FeSO}_4$ ,  $\text{Al}(\text{SO}_4)_3$  и т. д.);
- органических и других соединений.

Сумма постоянной и временной жесткости составляет общую жесткость

$$\text{Ж}_{\text{об}} = \text{Ж}_{\text{нк}} + \text{Ж}_{\text{к}}$$

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 и коагуляция питательной воды.** Воду из поверхностных водоемов для удаления из нее взвешенных и коллоидных примесей фильтруют и коагулируют в специальных устройствах – механических фильтрах (рис. 7.1).

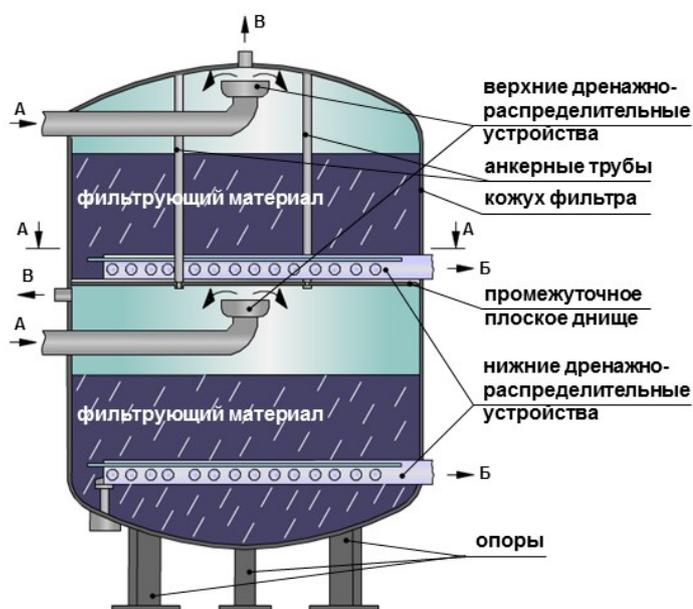


Рис. 7.1. Механический осветлительный фильтр

Воду пропускают через пористые материалы: кварцевый песок, дробленый антрацит и мраморную крошку с размерами зерен материала 0,6–1 мм. Размеры механических фильтров выбирают при заданной высоте загрузки  $h = 800\text{--}1000$  мм по скорости фильтрации, отнесенной ко всему поперечному сечению фильтрующего материала и равной 5–12 м/ч.

Для освобождения воды от коллоидных примесей применяют коагуляцию (свертывание), т. е. вводят в обрабатываемую воду до ее механической

фильтрации хорошо растворимые сернокислые (или хлористые) соли алюминия или железа.

Объем дозатора для коагулянта должен обеспечить непрерывную работу установки в течение 10–12 ч. Совместную обработку воды фильтрацией и коагуляцией применяют при содержании взвешенных веществ более 150 мг/кг. В практике эксплуатации котельных установок фильтрация и коагуляция, как правило, обособленно не применяются, обычно их используют совместно с водоумягчением.

**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  $\text{NaNO}_3$ ).

**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** (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. 7.2) и состоит в замене ионов кальция и магния, содержащихся в воде, ионами натрия, присоединенным 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.

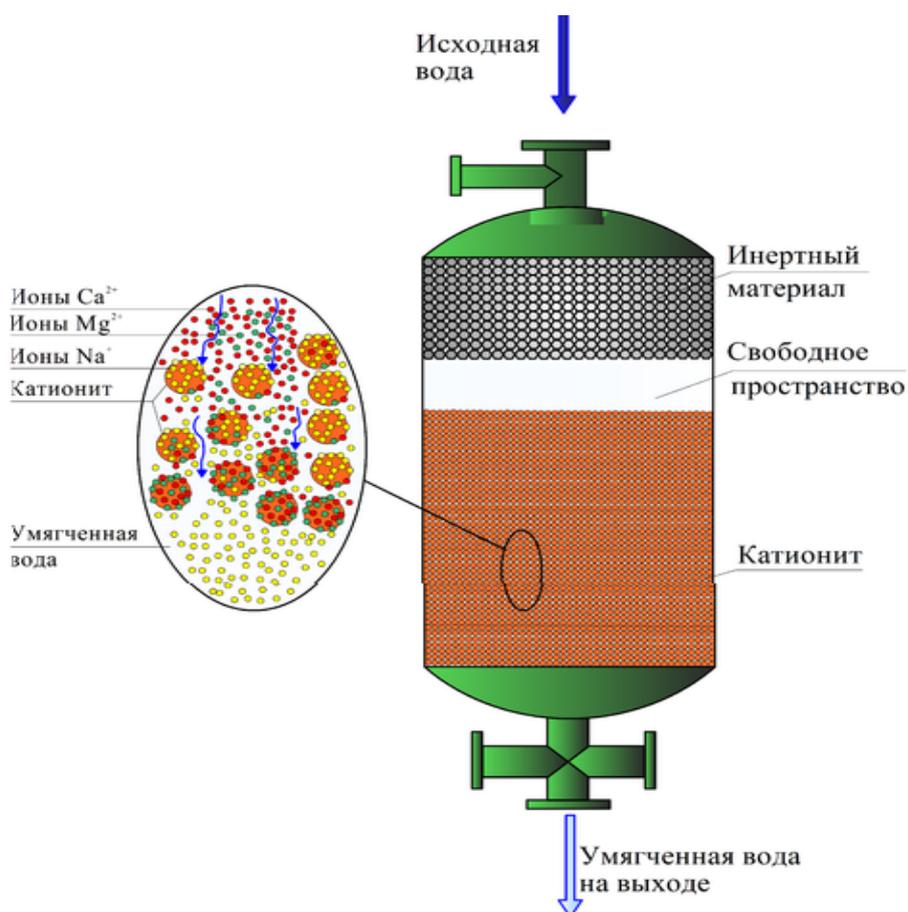


Рис. 7.2. Натрий-катионитовый фильтр

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  $\text{NaNO}_3$ ). 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.

2. *Натрий-аммоний-катионирование* применяют тогда, когда одновременно с умягчением необходимо снизить как щелочность котловой воды, так и содержание углекислоты в паре, но с допущением некоторого количества аммиака (т. е. когда оборудование не имеет элементов из латуни или медных сплавов).

Различают совместное натрий-аммоний-катионирование (в установленных фильтрах часть сульфогля обогащена поваренной солью, а часть – сульфатом аммония), рекомендуемое для воды при щелочности 1,25 – 3 мг-экв/кг, и параллельное (устанавливаются отдельные фильтры с соответствующим обогащением сульфогля), рекомендуемое для воды при щелочности 4–6 мг-экв/л. Использовать совместное натрий-аммоний-катионирование в данном случае нельзя, так как при этой схеме относительная щелочность котловой воды менее 3%.

При совместном натрий-аммоний-катионировании в каждый фильтр загружают как сульфоголь, обогащенный как поваренной солью  $\text{NaCl}$ , так и сульфатом аммония  $(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$ . Причем расход того и другого определяют пропорционально количеству воды, подвергаемой натрий-катионированию и аммоний-катионированию.

Регенерация фильтров выполняется общим раствором сульфата аммония и хлористого натра. Концентрация сульфата аммония должна быть не более 2–3%. Из расчета этой концентрации определяют общий объем регенерационного раствора и в нем дополнительно растворяют требуемое количество 5–10%-ного раствора поваренной соли.

3. *Водород-натрий-катионирование* применяется в тех же случаях, но в вырабатываемом паре не должен присутствовать аммиак. Наиболее часто для этого способа применяется схема последовательного водород-натрий-катионирования с так называемой «голодной» регенерацией водород-

катионитовых фильтров.

В результате получают частично умягченную воду с небольшой щелочностью и повышенным содержанием углекислоты. Для удаления из воды свободной углекислоты устанавливают декарбонизаторы – аппараты типа скрубберов с насадкой из керамических колец Рашига, а для получения требуемой жесткости ее дополнительно доумягчают на натрий-катионитовых фильтрах.

Рабочая обменная способность сульфогугля при водород-катионировании может приниматься в пределах 300–400 мг-экв/кг. Обогащение сульфогугля проводится 1,5%-ным раствором серной кислоты. Значения щелочности химически очищенной воды и ее сухого остатка могут быть приняты теми же, что и при совместном натрий-аммоний-катионировании. Карбонатная жесткость воды, обрабатываемой по схеме водород-натрий-катионирования с голодной регенерацией, в ряде случаев может снизиться до значения  $J_k = 0,7$  мг-экв/кг, т. е. до величины, рекомендуемой нормами для подпитки закрытых тепловых сетей, и, следовательно, дополнительное натрий-катионирование не нужно.

В большинстве случаев для подпитки закрытых тепловых сетей достаточно применить лишь одноступенчатое натрий-катионирование.

4. *Натрий-катионирование, совмещенное с осветлением и коагуляцией*, применяется при использовании вод из открытых источников. Следует лишь указать, что по ходу движения обрабатываемой воды сначала устанавливаются осветлительные, а затем катионитовые фильтры.

Схема двухступенчатой натрий-катионитовой установки производительностью от 10 м<sup>3</sup>/ч приведена на рис. 7.3.

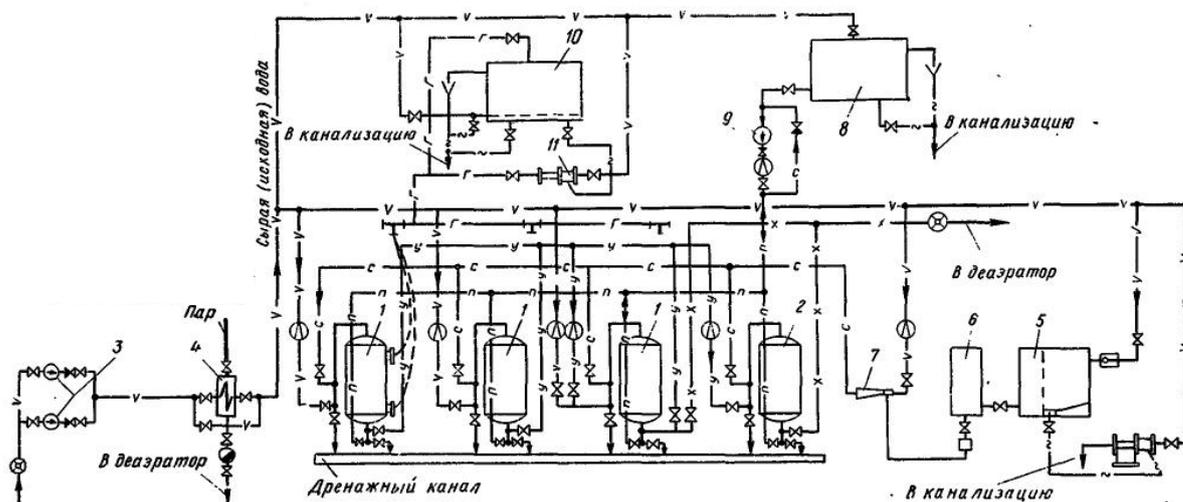


Рис. 7.3. Схема двухступенчатой натрий-катионитовой установки:

- 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

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 5–10 м/ч, то в барьерных она может достигать 30 м/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.

**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 накипобразования 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:

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

- едкого натра – NaOH;
- кальцинированной соды – Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>;
- и тринатрийфосфата – Na<sub>3</sub>PO<sub>4</sub>.

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.

*Фосфатно-нитратный режим (ФНР) работы котла*. Излишняя щелочность котловой воды при рабочих давлениях пара свыше 2,0 МПа (20 кгс/см<sup>2</sup>) может вызвать коррозию металла поверхностей нагрева котла. Поэтому для котлов, имеющих рабочее давление пара 2–6 МПа (20–60 кгс/см<sup>2</sup>) применяется ФНР обработки воды. Сущность фосфатно-нитратного режима заключается в переводе солей жесткости, поступающих в котел с питательной водой, в шлам посредством введения в котловую воду тринатрийфосфата Na<sub>3</sub>PO<sub>4</sub> и предотвращения агрессивного воздействия котловой воды на котельный металл добавкой нитрата натрия – NaNO<sub>3</sub>. Введение нитрата натрия создает защитную пленку на внутренних стенках поверхностей нагрева, предотвращая в определенной степени их коррозию. Фосфатно-нитратный режим снижает общую коррозию металла котла, но не предохраняет в полной мере его от кислородной коррозии. Поэтому основным средством борьбы с кислородной коррозией является глубокая деаэрация воды и поддержание количества растворенного кислорода в пределах установленной нормы.

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 уголекислоты (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. 7.4).

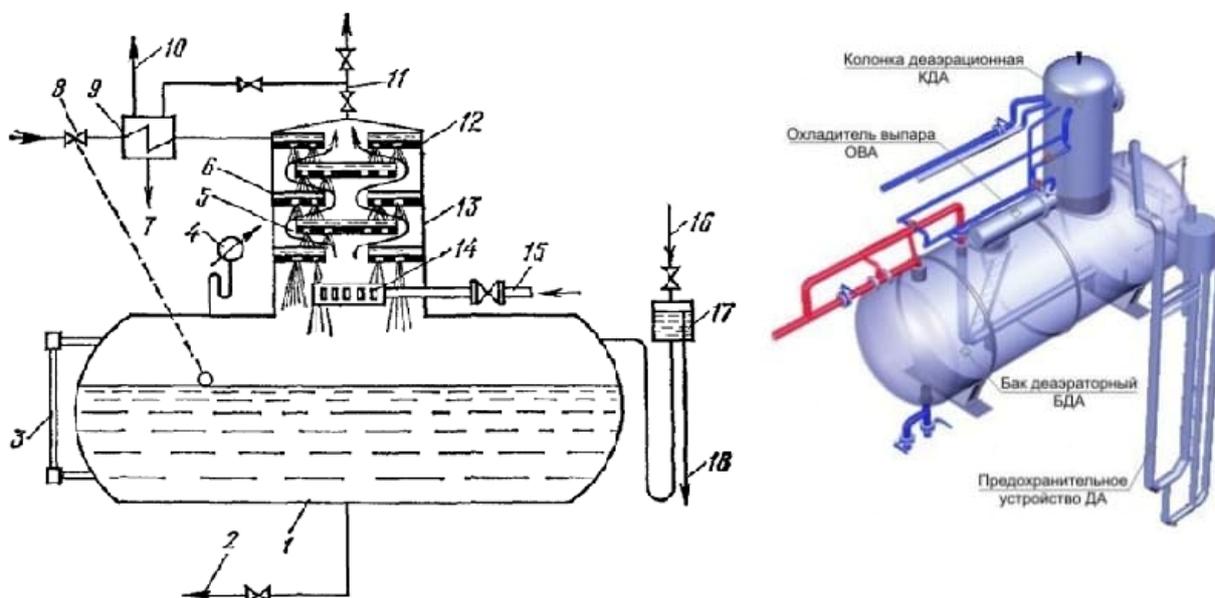


Рис. 7.4. Принципиальная схема деаэраторной установки атмосферного давления:

- 1 – деаэраторный 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

Деаэратор состоит из бака-аккумулятора 1 и колонки 13 (рис. 7.5), внутри которой установлен ряд распределительных тарелок 5, 6, 12, по которым стекает вниз тонкими струйками питательная вода, а навстречу ей по патрубок 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.

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

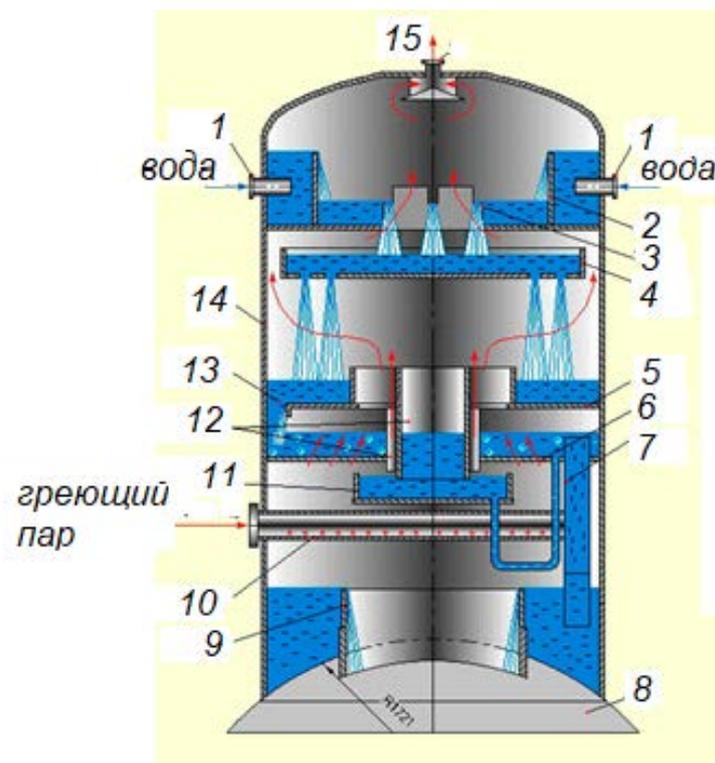


Рис. 7.5. Колонка деаэратора струйно-барботажного типа:

- 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

*Химическая деаэрация.* Химическая деаэрация осуществляется сульфитированием. В питательную воду после ее подогрева до 80°C вводят раствор сульфита натрия (Na<sub>2</sub>SO<sub>3</sub>). Из-за значительного расхода сульфита натрия, повышенной его стоимости и большого количества 'шлама этот метод широкого распространения не получил.

Нормы качества питательной воды для стационарных паровых котлов, сетевой и подпиточной воды для водогрейных котлов приведены в таблицах 7.1 и 7.2.

Таблица 7.1 – Нормы качества питательной воды для стационарных паровых котлов

Наименование	Тип котла					
	газо-жаротрубные		водотрубные			
	давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )					
	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 <sub>2</sub> , мкг/кг	100	50	50	30	50	20
Значение pH при 25 °C	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					

Таблица 7.2 – 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.

### **Пример расчета оборудования ХВО**

При приготовлении воды для котлов используется Na-катионирование. Схема умягчения воды – двухступенчатая. Вода для питания паровых котлов проходит умягчение в двухступенчатой Na-катионитовой установке и деаэрацию в деаэраторе атмосферного типа. Вода, используемая в качестве подпиточной для тепловой сети, проходит умягчение в первой ступени Na-катионитовой установки и деаэрацию в подпиточном деаэраторе атмосферного типа.

Расчет ведется со второй ступени.

### **Вторая ступень Na-катионирования**

Производительность фильтров

$$Q_{Na} = Q_{дв} = 5,33 \text{ кг/с} = 19,2 \text{ м}^3/\text{чэ}$$

Диаметр фильтра  $D_{\phi} = 1,0 \text{ м}$ .

Высота слоя катионита  $H_{сл} = 1,5 \text{ мэ}$

Площадь фильтрования

$$f_{Na} = \frac{\pi D_{\phi}^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 1,0^2}{4} = 0,785 \text{ м}^2.$$

Скорость фильтрования воды принимаем  $W_{II} = 20 \text{ м/ч}$ .

Количество работающих фильтров

$$a = \frac{Q_{Na}}{f_{Na} w_{II}} = \frac{19,2}{0,785 \cdot 20} = 1,64, \text{ принимаем } a = 2 \text{ шт.}$$

Общая жесткость воды, поступающей на II ступень Na-катионирования

$$Ж_{0I} = 0,1 \text{ мг-экв/л.}$$

Жесткость фильтрата после фильтров II ступени  $Ж_{0II} = 0,013 \text{ мг-экв/лэ}$

Число регенераций фильтра в сутки:

$$n = \frac{24 \cdot Ж_{0II} Q_{Na}}{f_{Na} H_{сл} E_p^{Na}},$$

где  $E_p^{Na} = 270 \text{ гэкв/м}^3$  – рабочая обменная емкость катионита.

$$n = \frac{24 \cdot 0,013 \cdot 19,2}{0,785 \cdot 1,5 \cdot 270} = 0,018.$$

Расход 100 % хлорида натрия (поваренной соли) на одну регенерацию фильтра

$$Q_c^{Na} = \frac{E_p^{Na} f_{Na} H_{сл} q_c}{1000}, \text{ кг,}$$

где  $q_c = 346 \text{ г/г-экв}$  – удельный расход поваренной соли на одну регенерацию.

$$Q_c^{Na} = \frac{270 \cdot 0,785 \cdot 1,5 \cdot 346}{1000} = 110 \text{ кг.}$$

Расход крепкого 26 % раствора хлорида натрия на одну регенерацию

$$Q_{кр} = \frac{Q_c^{Na} \cdot 100}{1000 b \rho_{кр}}, \text{ м}^3,$$

где  $b = 26\%$  – содержание хлорида натрия в растворе;  $\rho_{кр} = 1,2 \text{ т/м}^3$  – плотность 26% раствора хлорида натрия.

$$Q_{кр} = \frac{110 \cdot 100}{100 \cdot 26 \cdot 1,2} = 0,35 \text{ м}^3.$$

Суточный расход технического хлорида натрия на регенерацию

$$Q_{мс} = \frac{Q_c^{Na} n \cdot a \cdot 100}{93} = \frac{110 \cdot 0,018 \cdot 2 \cdot 100}{93} = 4,25 \text{ кг/сут,}$$

где 93 – процент содержания хлорида натрия.

Расход воды на взрыхляющую промывку

$$Q_{\text{взр}} = \frac{i \cdot f_{\text{Na}} \cdot 60 \cdot t_{\text{взр}}}{1000}, \text{ м}^3,$$

где  $i = 4 \text{ л/см}^2$  – интенсивность взрыхляющей промывки;  $t_{\text{взр.}} = 30 \text{ мин.}$  – время взрыхляющей промывки.

$$Q_{\text{взр}} = \frac{4 \cdot 0,785 \cdot 60 \cdot 30}{1000} = 5,65, \text{ м}^3.$$

Расход воды на приготовление регенерационного раствора хлорида натрия

$$Q_{\text{pp}} = \frac{Q_c^{\text{Na}} \cdot 100}{1000 b \rho_{\text{pp}}}, \text{ м}^3$$

где  $b = 10\%$  – содержание хлорида натрия в растворе;  $\rho_{\text{pp}} = 1,07 \text{ т/м}^3$  – плотность 10 % раствора хлорида натрия.

$$Q_{\text{pp}} = \frac{110 \cdot 100}{1000 \cdot 10 \cdot 0,7} = 1,0 \text{ м}^3.$$

Расход воды на отмывку катионата

$$Q_{\text{от}} = q_{\text{от}} \cdot f_{\text{Na}} \cdot H_{\text{сл.}}, \text{ м}^3,$$

где  $q_{\text{от}} = 4 \text{ м}^3/\text{м}^3$  – удельный расход воды на отмывку катионата.

$$Q_{\text{от}} = 4 \cdot 0,785 \cdot 1,5 = 4,71 \text{ м}^3$$

Расход воды на одну регенерацию

$$Q_{\text{р}} = Q_{\text{взр}} + Q_{\text{pp}} + Q_{\text{от}} = 5,65 + 1,0 + 4,71 = 11,36 \text{ м}^3.$$

Расход воды на одну регенерацию в среднем за сутки

$$Q_{\text{р}}^{\text{сум}} = Q_{\text{р}} \cdot a \cdot n = 11,36 \cdot 2 \cdot 0,018 = 0,4 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Межрегенерационный период работы фильтра

$$T_{\text{мр}} = \frac{24}{n} - t_{\text{рег}}, \text{ ч,}$$

где  $t_{\text{рег}} = 3,5 \text{ ч}$  – время регенерации фильтра.

$$T_{\text{мр}} = \frac{24}{0,018} - 3,5 = 1300 \text{ ч.}$$

### **Первая ступень Na-катионирования**

Производительность фильтров

$$Q_{\text{Na}} = G_{\text{дв}} + (G_{\text{подп}} - D_{\text{д}}^{\text{подп}}) = 5,33 + (28,51 - 0,75) = 33 \text{ кг/с} = 119,0 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Диаметр фильтра  $D_{\text{ф}} = 2,6 \text{ м.}$

Высота слоя катионита  $H_{\text{сл}} = 2,5 \text{ м.}$

Площадь фильтрования

$$f_{\text{Na}} = \frac{\pi D_{\text{ф}}^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 2,6^2}{4} = 5,309 \text{ м}^2.$$

Скорость фильтрования воды принимаем  $W_{\text{ф}} = 11,0 \text{ м/ч.}$

Количество работающих фильтров

$$a = \frac{Q_{\text{Na}}}{f_{\text{Na}} w_{\text{ф}}} = \frac{119,0}{5,309 \cdot 11,0} = 2,03, \text{ принимаем } a = 2 \text{ шт.}$$

Количество резервных фильтров принимаем  $a' = 1 \text{ шт.}$

Жесткость воды, поступающей на I ступень Na-катионирования

$J_0 = 7$  мг-экв/л.

Жесткость фильтрата после фильтров I ступени  $J_{01} = 0,1$  мг-экв/л.

Число регенераций фильтра в сутки

$$n = \frac{24 \cdot J_{oi} \cdot Q_{Na}}{f_{Na} \cdot H_{cl} \cdot E_p^{Na}},$$

где  $E_p^{Na} = 338$  г-экв/м<sup>3</sup> – рабочая обменная емкость катионита.

$$n = \frac{24 \cdot 0,1 \cdot 119,0}{5,309 \cdot 2,5 \cdot 338} = 0,064.$$

Расход 100% хлорида натрия (поваренной соли) на одну регенерацию фильтра

$$Q_c^{Na} = \frac{E_p^{Na} \cdot f_{Na} \cdot H_{cl} \cdot q_c}{1000}, \text{ кг},$$

где  $q_c = 346$  г/г-экв – удельный расход поваренной соли на одну регенерацию.

$$Q_c^{Na} = \frac{338 \cdot 5,309 \cdot 2,5 \cdot 346}{1000} = 1552 \text{ кг}.$$

Расход крепкого 26 % раствора хлорида натрия на одну регенерацию

$$Q_{кр} = \frac{Q_c^{Na} \cdot 100}{1000 \cdot b \cdot \rho_{кр}}, \text{ м}^3,$$

где:  $b = 26$  % - содержание хлорида натрия в растворе;  $\rho_{кр} = 1,2$  т/м<sup>3</sup> – плотность 26 % раствора хлорида натрия.

$$Q_{кр} = \frac{1552 \cdot 100}{100 \cdot 26 \cdot 1,2} = 4,97 \text{ м}^3.$$

Суточный расход технического 93% хлорида натрия на регенерацию

$$Q_{мс} = \frac{Q_c^{Na} \cdot n \cdot a \cdot 100}{93} = \frac{1552 \cdot 0,064 \cdot 2 \cdot 100}{93} = 211 \text{ кг/сут}.$$

Расход воды на взрыхляющую промывку

$$Q_{взр} = \frac{i \cdot f_{Na} \cdot 60 \cdot t_{взр}}{1000}, \text{ м}^3,$$

где  $i = 4$  л/см<sup>2</sup> – интенсивность взрыхляющей промывки;  $t_{взр} = 30$  мин. – время взрыхляющей промывки.

$$Q_{взр} = \frac{4 \cdot 5,309 \cdot 60 \cdot 30}{1000} = 38,22, \text{ м}^3$$

Расход воды на приготовление регенерационного раствора хлорида натрия

$$Q_{pp} = \frac{Q_c^{Na} \cdot 100}{1000 \cdot b \cdot \rho_{pp}}, \text{ м}^3,$$

где  $b = 10$  % – содержание хлорида натрия в растворе;  $\rho_{pp} = 1,07$  т/м<sup>3</sup> – плотность 10% раствора хлорида натрия.

$$Q_{pp} = \frac{1552 \cdot 100}{1000 \cdot 10 \cdot 0,7} = 14,5 \text{ м}^3.$$

Расход воды на отмывку катионата

$$Q_{от} = q_{от} \cdot f_{Na} \cdot H_{сл} = 4 \cdot 5,309 \cdot 2,5 = 53,1 \text{ м}^3.$$

Расход воды на одну регенерацию

$$Q_P = Q_{взр} + Q_{pp} + Q_{от} = 38,22 + 14,5 + 53,1 = 105,82 \text{ м}^3.$$

Расход воды на одну регенерацию в среднем за сутки

$$Q_{P.сут} = Q_P \cdot a \cdot n = 105,82 \cdot 2 \cdot 0,064 = 13,4 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Межрегенерационный период работы фильтра

$$T_{mp} = \frac{24}{n} - t_{pez} = \frac{24}{0,064} - 3,5 = 371 \text{ ч}.$$

### **Выбор оборудования ХВО**

Для умягчения воды принимаем к установке два рабочих и один резервный фильтр I ступени типа ФИПа I-2,6-0,6, а также два рабочих фильтра II ступени типа ФИПа II-1,0-0,6. В качестве фильтрующего материала используется сульфуголь СК-1.

Для перекачки исходной воды принимаем к установке два насоса марки К 160/30 производительностью  $Q=160 \text{ м}^3/\text{ч}$  и напором  $H = 30 \text{ м}$ .

Для приготовления раствора соли принимаем к установке бак мокрого хранения соли объемом  $V=40 \text{ м}^3$ , насос для перекачки раствора соли Х 50-32-125Д-С-44 производительностью  $Q=12,5 \text{ м}^3/\text{ч}$  и напором  $H= 20 \text{ м}$ , солерастворитель  $\varnothing 1000 \text{ мм}$  и бак-мерник раствора соли объемом  $V=2 \text{ м}^3$ . Так же принимаем к установке бак взрыхления объемом  $V=63 \text{ м}^3$  и насос взрыхления К 90/20 производительностью  $Q=90 \text{ м}^3/\text{ч}$  и напором  $H= 20 \text{ м}$ .

### **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.

## **8. ЗАПОРНАЯ И РЕГУЛИРУЮЩАЯ АРМАТУРА**

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

По своему назначению арматуру разделяют на запорную, регулирующую, продувочную и предохранительную.

Арматуру выполняют с принудительным приводом и самодействующей.

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

**Вентили** применяют в качестве регулирующих и запорных устройств (рис. 8.1). Как запорную арматуру их применяют при диаметрах прохода до 109-150 мм.

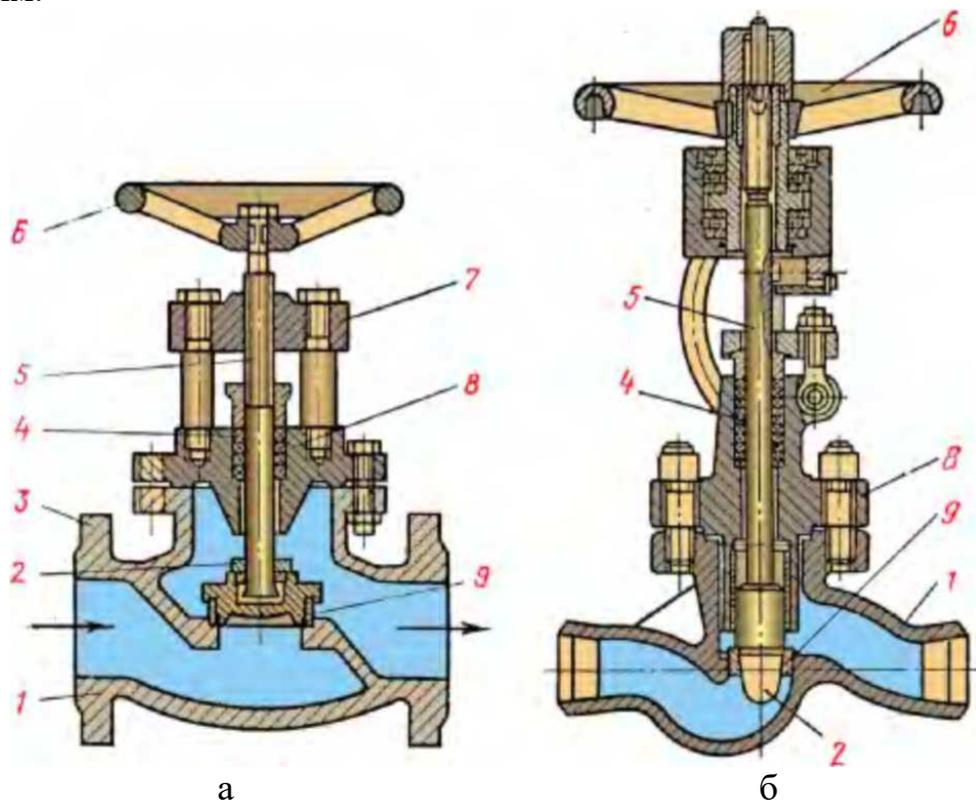


Рис. 8.1. Вентили:

*а* – запорный фланцевый; *б* – регулирующий:

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

В запорном вентиле (рис. 8.1, а). уплотняющая поверхность клапана плотно примыкает к поверхности седла. Вентиль состоит из корпуса, крышки, шпинделя, на котором висит клапан. В корпусе имеется седло клапана. В месте прохода шпинделя через крышку установлено сальниковое уплотнение.

В регулирующем вентиле (рис. 8.1, б) клапан имеет переменное сечение. Это дает возможность изменять проходное сечение. Регулирующий клапан 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).

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** в основном используют в качестве запорных органов (рис. 8.2), 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.

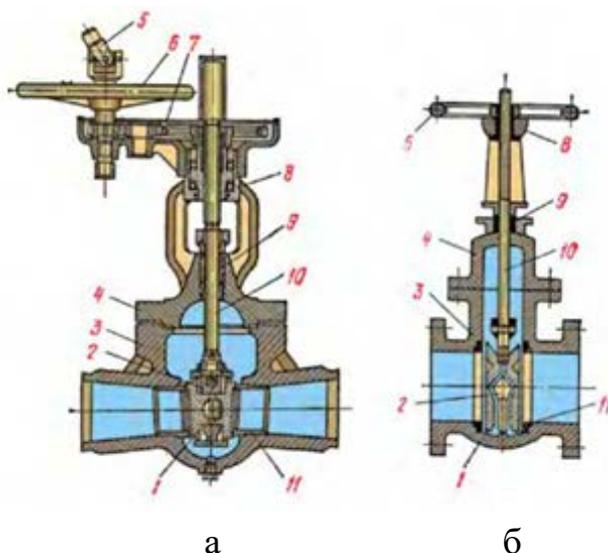


Рис. 8.2. Задвижки:

- 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 – шпиндель; 11 – уплотнительное кольцо

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

В качестве запорных органов для газовых потоков используются шиберные задвижки (рис. 8.3).

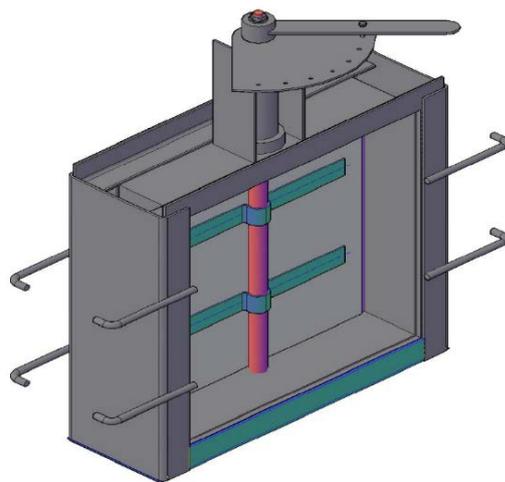
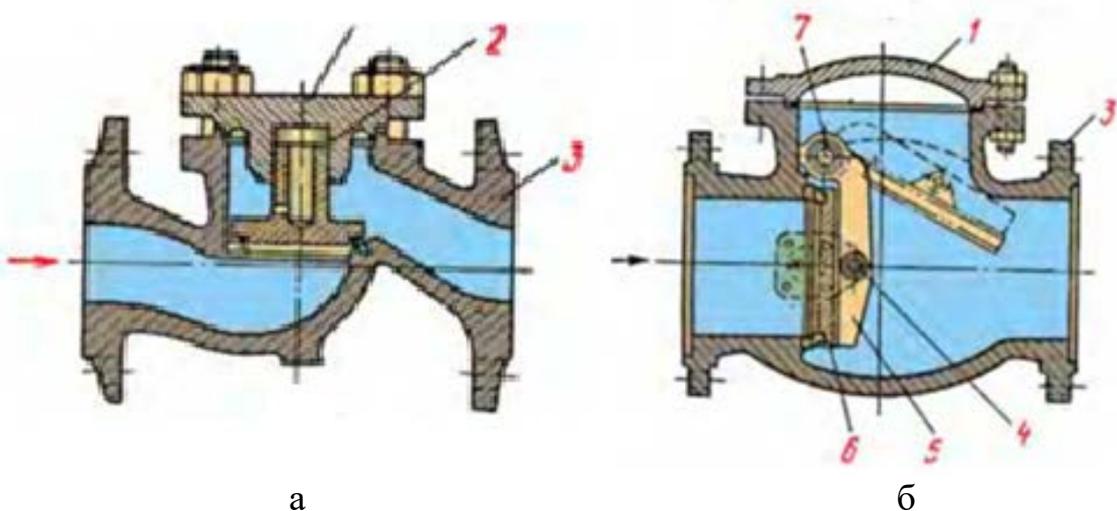


Рис. 8.3. Шиберная задвижка.

**Клапаном** называется запорный или регулирующий орган автоматического действия.

**Обратный клапан** 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. 8.4, а) запорным органом является тарелка (золотник) 2, хвостовик которой входит в направляющий канал прилива крышки 1. В поворотных клапанах (рис. 8.4, б) тарелка 6 поворачивается вокруг оси 7 и перекрывает проход.



а

б

Рис. 8.4. Обратный клапан:

а – подъемный; б – поворотный:

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

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.

**Предохранительный клапан** – это трубопроводная арматура, предназначенная для защиты от механического разрушения оборудования и трубопроводов избыточным давлением путём 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. 8.5, а) и пружинными (рис. 8.5, 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.

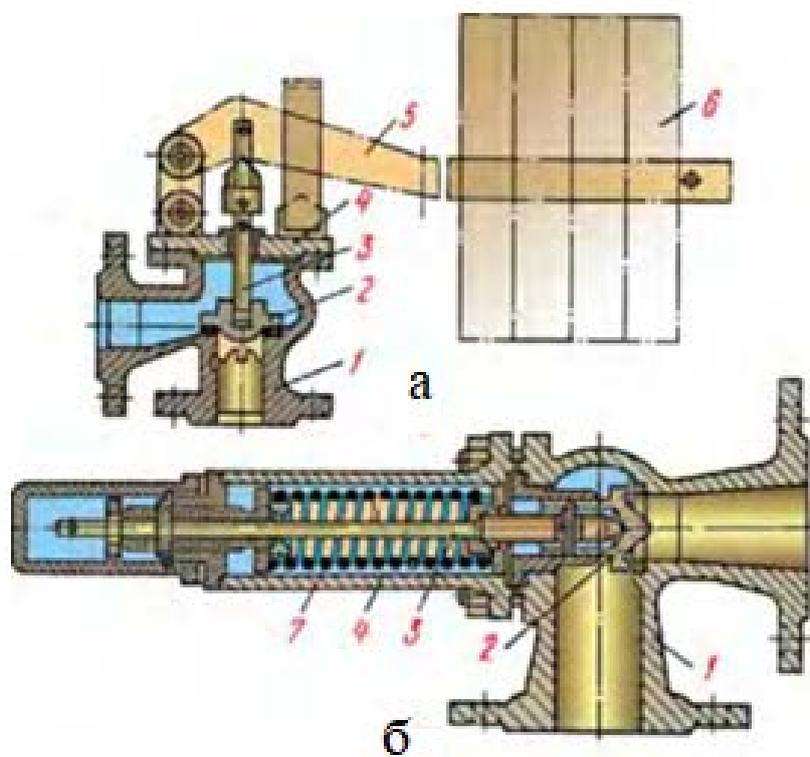


Рис. 8.5. Предохранительный клапан  
а – однорычажный; б – пружинный:

1 – корпус; 2 – затвор; 3 – шпindelь;  
4 – крышка; 5 – рычаг; 6 – груз; 7 – пружина.

### **Контрольные вопросы**

1. Конструкция и назначение вентиляей.
2. Конструкция и назначение задвижек.
3. Конструкция и назначение обратного клапана.
4. Конструкция и назначение предохранительного клапана.

## **9. ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЕ**

### **9.1. Мазутное хозяйство**

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

Схема мазутного хозяйства котельной представлена на рис. 9.1.

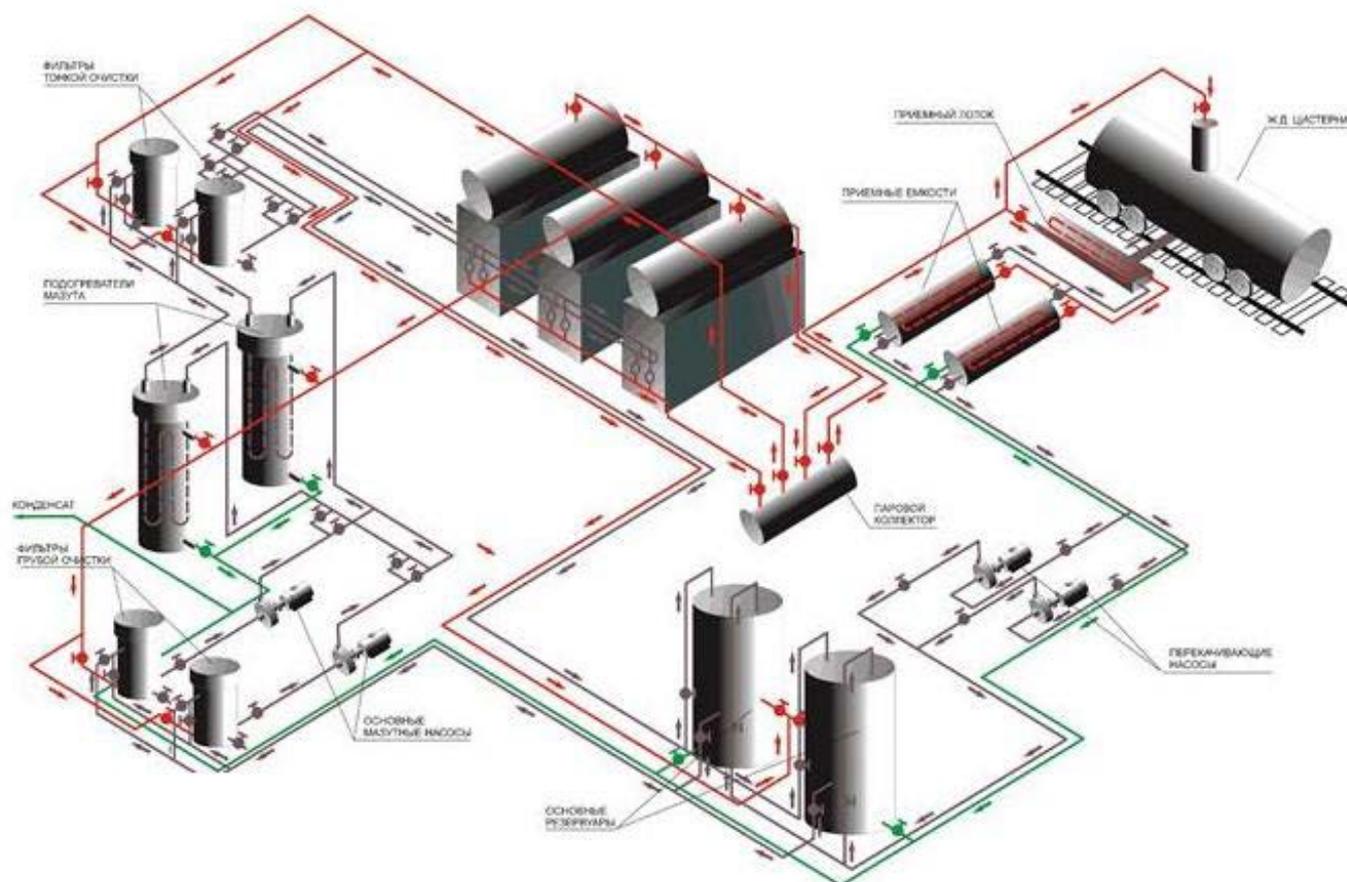


Рис. 9.1. Мазутное хозяйство котельной

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, поставляемым 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;

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 объёма дистиллированной воды при 20°C. Она выражается в градусах условной вязкости (°ВУ). От вязкости мазута зависят затраты энергии на его транспортировку по трубопроводам, время слива из ёмкости, 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 расчётах 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°C.

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 определённой 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  $-40^{\circ}\text{C}$ ), сырой нефти –  $20\text{--}40^{\circ}\text{C}$ , парафинистых мазутов –  $50\text{--}70^{\circ}\text{C}$ , прямогонных мазутов, не содержащих парафинов –  $140\text{--}230^{\circ}\text{C}$ . Температура воспламенения нефтепродуктов обычно на  $50\text{--}70^{\circ}\text{C}$  выше температуры вспышки.

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

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, наклонённой к горизонту под углом  $45^{\circ}$ , остаётся неподвижным в течение 1 мин, принимается за температуру застывания.

Прямогонные мазуты и особенно крекинг-мазуты обладают высокой температурой застывания (до  $42^{\circ}\text{C}$ ), причём 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 табл. 9.1.

Таблица 9.1 – Технические характеристики мазута

Наименование показателя	Значение для марки			
	Ф5	Ф12	40	100
Вязкость при $50^{\circ}\text{C}$ , не более: условная, градусы ВУ;	5,0	12,0	-	-
кинематическая, $\text{м}^2/\text{с}$	$36,2 \cdot 10^{-6}$	$89 \cdot 10^{-6}$	-	-
Вязкость при $80^{\circ}\text{C}$ , не более: условная, градусы ВУ;	-	-	8,0	16,0
кинематическая, $\text{м}^2/\text{с}$	-	-	$59,0 \cdot 10^{-6}$	$118 \cdot 10^{-6}$
Вязкость при $100^{\circ}\text{C}$ , не более: условная, градусы ВУ;	-	-	-	6,8
кинематическая, $\text{м}^2/\text{с}$	-	-	-	$50,0 \cdot 10^{-6}$
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 <sup>3</sup> , 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 табл. 9.2.

Таблица 9.2 – 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 <sup>2</sup> /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

В состав мазутного хозяйства входят приемно-сливные устройства; мазутохранилища (приемные и основные емкости); мазутонасосная (с насосами, подогревателями, фильтрами); паромазутопроводы; установки для приема, хранения и ввода жидких присадок; система пожаротушения.

Схемы мазутного хозяйства, зависящие от давления топлива перед форсунками котлов, подразделяются на двухступенчатые – с насосами и мазутонасосной 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 табл. 9.3.

Таблица 9.3 – 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 м<sup>3</sup>.

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 м<sup>2</sup> 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 м<sup>3</sup>/ч и давлением 0,6 МПа, в качестве насосов второго подъема используют насосы типа Ш с подачей 0,9–5,8 м<sup>3</sup>/ч и давлением 2,5 МПа и насосы типа ЗВ (трехвинтовые) с подачей 1 – 7 м<sup>3</sup>/ч и давлением 2,5 и 4,0 МПа. Для подогрева топлива обычно используют подогреватели ПМ-25-6 с поверхностью нагрева 11,6 м<sup>2</sup> и пропускной способностью 6 м<sup>3</sup>/ч с рабочим давлением до 2,5 МПа.

**Схема мазутного хозяйства.** При использовании высоковязких мазутов, когда котельная работает постоянно на мазуте и кратковременно на газе (рис. 9.2), применяется схема с циркуляцией мазута.

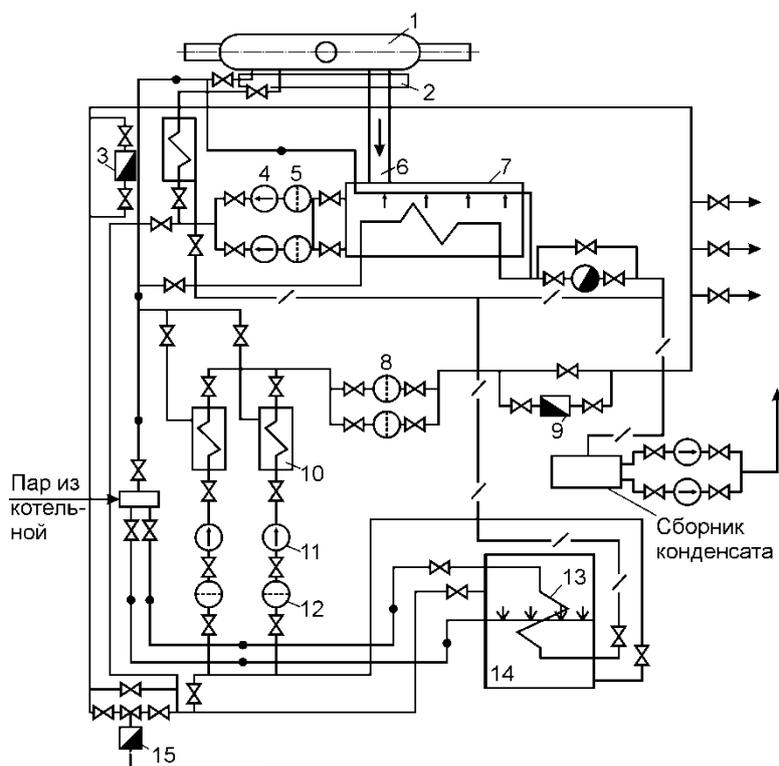


Рис. 9.2. Циркуляционная схема подачи жидкого топлива:

- 1 – цистерна; 2 – эстакада; 3, 9 – мазутомеры;  
 4 – насос перекачивающий; 5 – фильтр грубой очистки;  
 6 – желоб сливной; 7 – приемная емкость; 8 – фильтр тонкой очистки;  
 10, 13 – подогреватели паровые; 11 – насос; 12 – фильтр грубой очистки;  
 14 – емкость основная; 15 – сливной клапан

Мазут к насосам поступает из основных емкостей. В схеме обязательна линия рециркуляции мазута из котельной в основную емкость и на всос насосов. Линия рециркуляции (мазупровод) меньше диаметром, чем прямой мазупровод 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. Давление в мазупроводе котельной регулируется сливным клапаном 15 по давлению мазута в мазупроводе. 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. 9.3).



Рис. 9.3. 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°С.

Подогреватели мазута типа ПМР (рис. 9.4) 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.

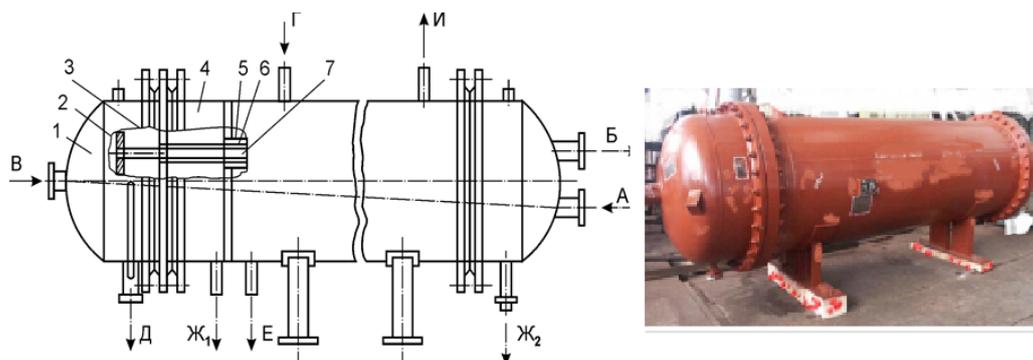


Рис. 9.4. Подогреватель мазута типа ПМР:

- 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

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.

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  $2^\circ$  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.

*Переносные подогреватели.* Для разогрева мазута в автоцистернах используются переносные змеевиковые подогреватели, технические характеристики которых приведены в табл. 9.4.

Таблица 9.4 – Переносные подогреватели мазута в автоцистернах

Тип змеевика секции		Диаметр труб, мм	Поверхность нагрева, м <sup>2</sup>			Масса подогревателя и соединительных шлангов, кг
центральной	боковой		боковой секции	центральной секции	всего подогревателя	
Спиральный прямой	Петлевой*	25	1,5	1,5	4,5	45
	Спиральный *	40	4,0	3,5	11,5	70
	- " -	40	4,3	3,7	11,8	72
	Оребренный**	20 / 30	5,7	5,7	17,1***	181
	- " -	20 / 30	7,8	7,5	23,1****	228

Примечания: 1. Трубы должны быть тонкостенными стальными или дюралюминиевыми. Расстояние между концами боковых секций в рабочем положении в цистерне составляет около 6 м.

2. Пар должен быть сухим насыщенным с давлением в 0,6–0,8 МПа (6–8 кгс/см<sup>2</sup>) или слабоперегретый ~ 200°С. Давление и температура относятся и к горячей воде.

\* Угол загиба примерно 40°.

\*\* Дюралюминиевые трубы, в числителе – диаметр трубы, в знаменателе – диаметр ребра.

\*\*\* Для цистерн емкостью 25 м<sup>3</sup>.

\*\*\*\* Для цистерн емкостью 50 м<sup>3</sup>.

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

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

Винтовые насосы, предназначенные для перекачивания нефтепродуктов с температурой до 100 °С, 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 см<sup>2</sup>/с при температуре до 80 °С; 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, м<sup>3</sup>/ч, при кинематической вязкости  $\nu = 0,75$  см<sup>2</sup>/с; 4 – давление на выходе из насоса, кгс/см<sup>2</sup>; 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. 9.5) состоит из следующих основных деталей и узлов: рабочего механизма, корпуса с крышками, торцевого уплотнения и предохранительного клапана.

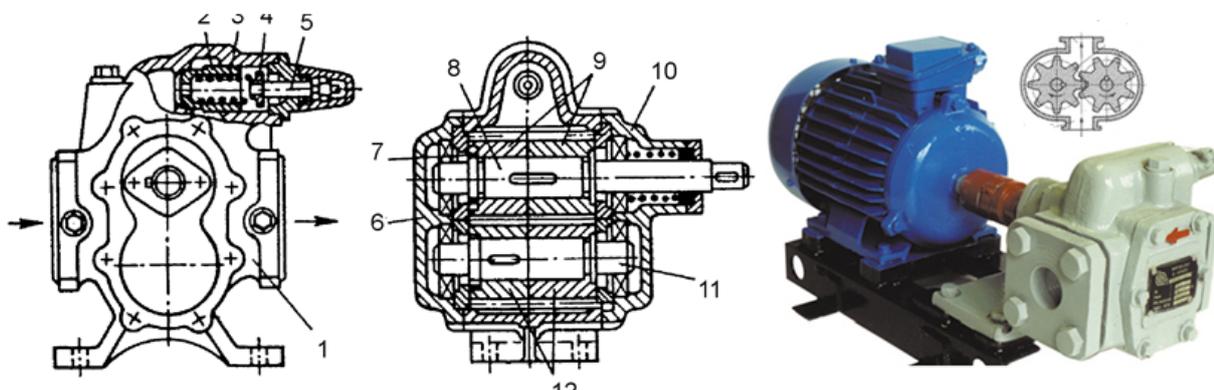


Рис. 9.5. Шестеренный насос:

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  $0,1-60 \text{ см}^2/\text{с}$  и температурой  $0-100^\circ\text{C}$ .

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. 9.6).

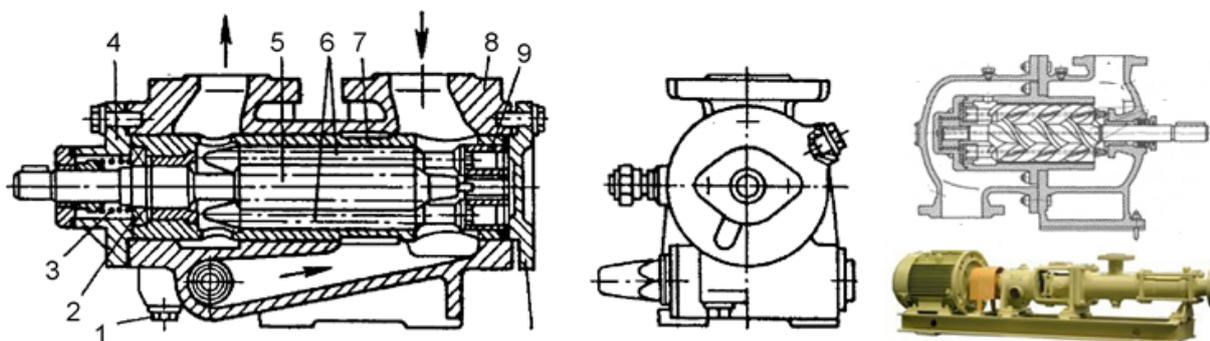


Рис. 9.6. Трехвинтовой насос 3В 4/25:

- 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 см<sup>2</sup>/с и опломбирован.

## 9.2. Газоснабжение

Производственные 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 кгс/см<sup>2</sup>);
- газопроводы высокого давления 1 категории с давлением газа в газопроводе свыше 0,6 МПа (6 кгс/см<sup>2</sup>), но не больше 1,2 МПа (12 кгс/см<sup>2</sup>) включительно;

- газопроводы высокого давления 2 категории – давление газа в газопроводе свыше 0,3 МПа (3 кгс/см<sup>2</sup>), но не более 0,6 МПа (6 кгс/см<sup>2</sup>) включительно;
- газопроводы среднего давления – давление газа в газопроводе свыше 0,005 МПа (0,05 кгс/см<sup>2</sup>), но не более 0,3 МПа (3 кгс/см<sup>2</sup>) включительно;
- газопроводы низкого давления – давление газа в газопроводе до 0,005 МПа (0,05 кгс/см<sup>2</sup>) 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 газовой 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).

В зависимости от давления газа на вводе ГРП (ГРУ) бывают среднего (более 0,05 до 3 кгс/см<sup>2</sup>) и высокого (более 3 до 12 кгс/см<sup>2</sup>) давления. В соответствии с назначением в ГРП (ГРУ) размещают оборудование, обеспечивающее отсечку, очистку, учет и регулирование давления газа (рис. 9.7).

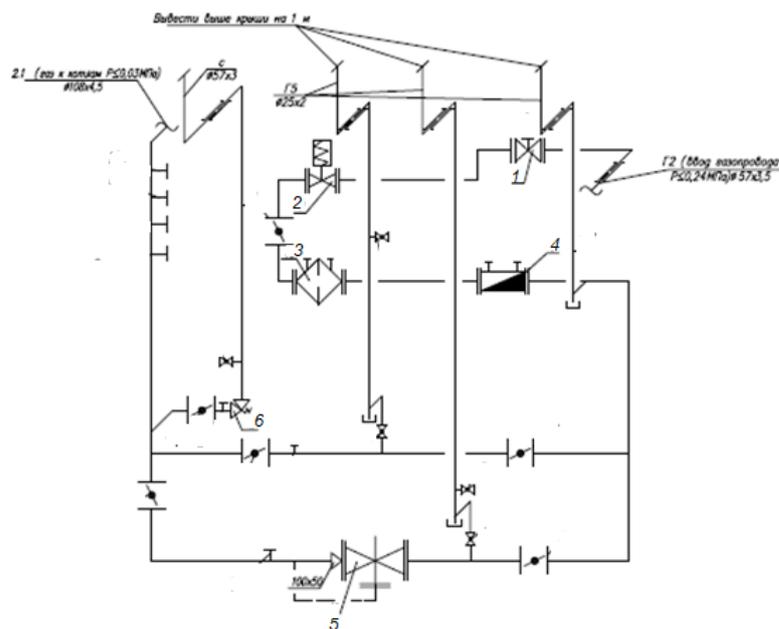
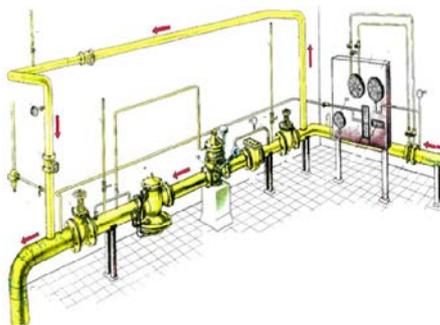


Рис. 9.7. Схема ГРП:

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

**Термозапорный клапан** (рис. 9.8) предназначен для автоматического перекрытия газопровода, подводящего газ, при нагревании во время пожара. Термозапорный клапан содержит корпус, в полости которого установлен подпружиненный запорный элемент, удерживаемый в открытом положении упором с легкоплавкой вставкой. При достижении температуры клапана  $90\text{ }^{\circ}\text{C}$  легкоплавкая вставка плавится, запорный элемент освобождается и перекрывает поток газа. Термозапорный клапан является устройством разового срабатывания, многократного использования (ремонтпригоден).

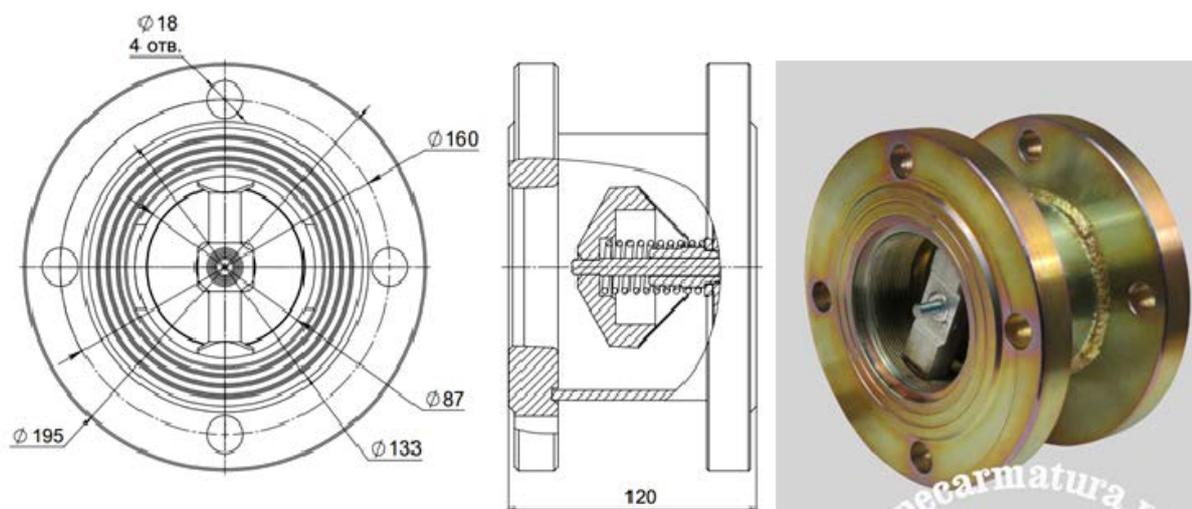


Рис. 9.8. Термозапорный клапан

**Предохранительный запорный клапан (ПЗК)** (рис. 9.9) 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 CO, клапан так же перекрывает подачу газа. Пределы срабатывания представлены в таблице 9.5.

ПЗК можно классифицировать следующим образом:

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

Таблица 9.5 – Пределы срабатывания электромагнитного клапана

Наименование параметра или характеристики	Значение
Концентрация CO, вызывающая срабатывание сигнализации, мг/м <sup>3</sup> :	
по уровню* «Порог 1»	20±5
по уровню «Порог 2»	100±25
Концентрация CH <sub>4</sub> (метана), вызывающая срабатывание сигнализации, % об:	
по уровню* «Порог 1»	0,44±0,22
по уровню «Порог 2»	0,88±0,22

\*При достижении первого порогового уровня срабатывает звуковая сигнализация



а



б

Рис. 9.9. ПЗК

а – механический, б – электромагнитный

ПЗК настраивают на срабатывание при возрастании давления в контролируемой точке до  $P_v = 1,25 P_n$ . 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  $\Delta P$ ) давление перед горелкой на 20–30 кгс/м<sup>2</sup> (низкое давление) или 200–300 кгс/м<sup>2</sup> (среднее давление) больше того, при котором могут погаснуть горелки или произойти проскок пламени.

**Фильтры газовые** предназначены для очистки газа от механических примесей. В котельных наибольшее распространение получили сетчатые и волосяные фильтры (рис 9.10 и 9.11). 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.



Рис. 9.10. Фильтры газовые волосяные



Рис. 9.11. Фильтры газовые сетчатые

**Измерительные комплексы** (рис. 9.12) предназначены для учета расхода природного газа в единицах приведенного к стандартным условиям объема (количества) посредством автоматической электронной коррекции показаний турбинного или ротационного счетчика газа по температуре, давлению и коэффициенту сжимаемости измеряемой среды, с учетом вводимых вручную значений относительной плотности газа, содержания в газе азота и углекислого газа, удельной теплоты сгорания газа с помощью электронного корректора.



а б в

Рис. 9.12. Измерительный комплекс:

а – измерительный комплекс СГ-ЭК-Вз; б – турбинный счетчик газа, в – ротационный счетчик газа

В счетчике газа на последнем зубчатом колесе редуктора размещен магнит, а вблизи колеса – взрывозащищенный геркон, каждый импульс замыкания контактов которого соответствует прохождению через счетчик  $0,1 \text{ м}^3$  газа при рабочих условиях. Указанный частотный сигнал предназначен для использования в корректоре объема с целью приведения результатов измерения к нормальным условиям. На корпусе счетчика выполнены два штуцера – для подсоединения датчика давления или импульсной линии и для установки платинового термометра сопротивления. Наличие этих штуцеров исключает необходимость установки дополнительных гильз и патрубков на подводящих трубопроводах для измерения давления и температуры.

**Регулятор давления** (9.13) предназначен для автоматического понижения давление 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,  $\Delta P$  – 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.

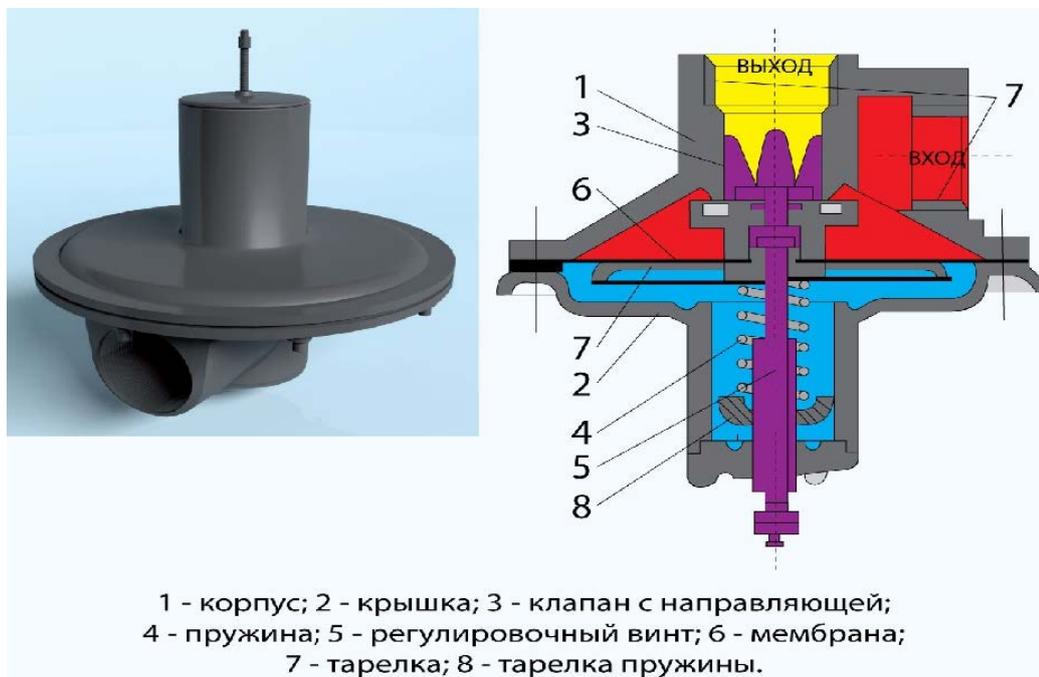


а б

Рис. 9.13. Регуляторы давления газа:  
а – регулятор давления РДБК, б – РДУК-2Н

**Предохранительное сбросное устройство (ПСУ)** (рис. 9.14)

предназначено для сбрасывания излишков газа из газопровода за регулятором в атмосферу, чтобы давление газа в контролируемой точке не превысило заданного. ПСУ подключают к выходному газопроводу, при наличии расходомера – за ним. ПСУ настраивают на полное срабатывание при повышении давления в контролируемой точке до  $P_{п} = 1,15 P_{н}$ .



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

Рис. 9.14. Клапан предохранительный сбросной

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 %. 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. Диаметр сбросного трубопровода от ПСУ должен быть не меньше диаметра выходного патрубка ПСУ, а сам трубопровод иметь минимальное число поворотов, 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.

Так же 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.

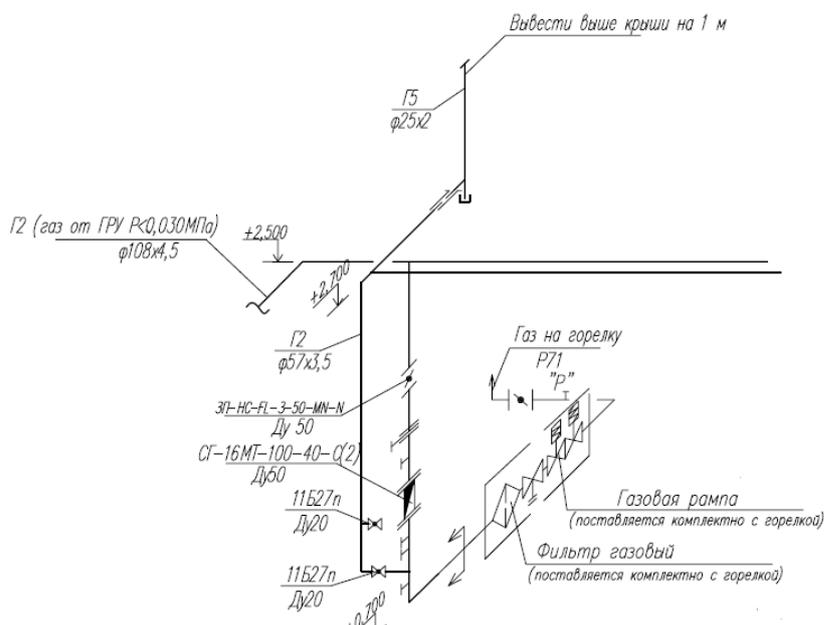


Рис. 9.15. Газовая линейка горелки

В состав газовой линейки горелки (рис. 9.15) входят:

- поворотный дисковый затвор;
- стабилизатор потока газа;
- счетчик газа;
- фильтр газовый;
- газовая рампа горелки.

**Стабилизатор потока газа** (рис. 9.16) предназначен для уменьшений завихрений, пульсации потока и сокращения прямых участков до счетчика и после счетчика газа и устанавливается непосредственно перед счетчиком. При установке стабилизатора потока газа прямого дополнительного участка перед счетчиком и после счетчика не требуется.



Рис.9.16. Стабилизатор потока газа СПГ 80-30

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

В газовую рампу (рис. 9.17) входят: **стабилизатор давления газа**, который служит для поддержания постоянного(заданного) значения давления газа перед регулирующим клапаном; **регулирующий клапан**, который обеспечивает плавный розжиг горелки и подачу требуемого количества газа при работе горелки на разных ступенях мощности; **предохранительный запорный клапан** обеспечивает надежное отключение подачи газа в случае плановой или аварийной остановки горелки.

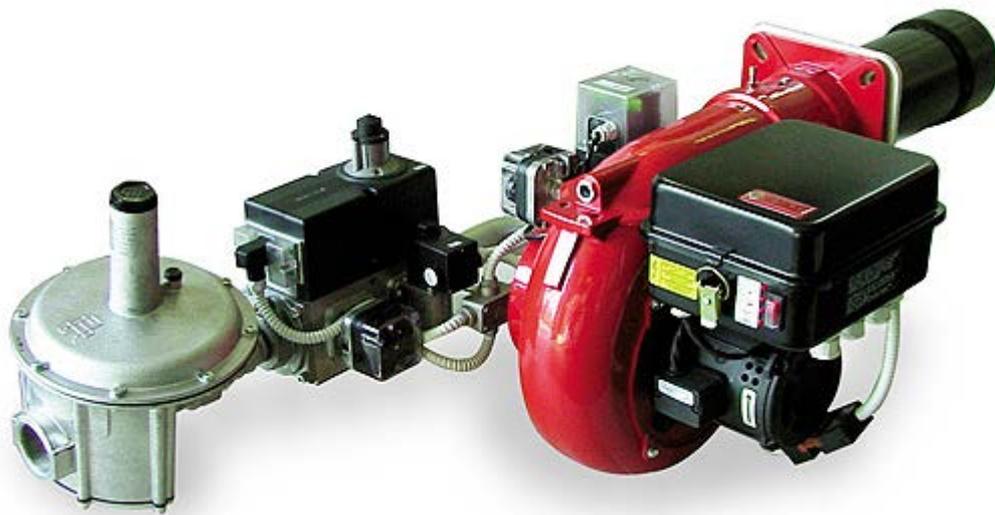


Рис. 9.17. Газовая рампа горелки

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 котлам (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.

## **10. 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 ( $\text{NO}_x$ ), серы ( $\text{SO}_2$ ,  $\text{SO}_3$ ), и ванадия ( $\text{V}_2\text{O}_5$ ). При неполном сгорании топлива в дымовых газах содержатся монооксид углерода (СО) и углеводороды типа  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_5$  и бенз(а)пирен  $\text{C}_{20}\text{H}_{12}$ .

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% СО в воздухе вдыхание его в течение нескольких минут уже опасно для жизни.

Образующийся при сжигании топлива диоксид углерода  $\text{CO}_2$  (углекислый газ) пропускает коротковолновое УФ-излучение, но эффективно поглощает длинноволновое ИК-излучение, отраженное от поверхности Земли. Поэтому  $\text{CO}_2$ , присутствующий в атмосфере, действует как защитный экран, уменьшая тепловые потери планеты. «Парниковый эффект», связанный с присутствием  $\text{CO}_2$ , — важнейший фактор, регулирующий температуру земного шара. Так, по данным некоторых исследователей, повышение концентрации  $\text{CO}_2$  в атмосфере до 0,06 об. % (в настоящее время 0,03 об.%) может привести к повышению среднегодовой температуры на Земле на 3–4°C, что повлечет за собой такие глобальные явления, как таяние ледников и морского льда и затопление примерно четверти суши.

В результате медико-биологических исследований установлено, что при кратковременном воздействии на человека диоксида серы  $\text{SO}_2$  (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  $\text{H}_2\text{SO}_3$ , далее в результате ряда биохимических превращений происходит обесцвечивание хлорофилла, а затем отмирание участков листа, т.е. нарушаются процессы фотосинтеза. При длительном воздействии  $\text{SO}_2$  растения гибнут. Около 90%  $\text{SO}_2$  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  $\text{NO}$ ,  $\text{NO}_2$ ,  $\text{N}_2\text{O}$ . Основная доля оксидов азота, а именно более 95%, приходится на монооксид азота  $\text{NO}$ . 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),  $\text{мг/м}^3$ , в воздухе в зоне пребывания человека:  $q = C_i/\text{ПДК}_i$ . Предельно допустимые концентрации (ПДК) основных вредных выбросов котельных приведены в табл. 10.1. 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 10.1 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных выбросов котельных

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

В нашей стране приняты три вида норм выбросов вредных веществ в атмосферу: ПДК<sub>рз</sub> – в рабочей зоне; ПДК<sub>мр</sub> – максимальные разовые; ПДК<sub>сс</sub> – среднесуточные. При этом ПДК<sub>рл</sub> относится к рабочей зоне помещений котельной, ПДК<sub>мр</sub> – 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<sub>сс</sub> является основным контролируемым показателем, цель которого не допустить неблагоприятного влияния вредного выброса на здоровье людей в результате длительного воздействия.

**Методы снижения вредных газообразных выбросов.** Снижения вредных газообразных выбросов при сжигании газообразного и жидкого топлива достигают разными методами на всех стадиях технологического процесса в котельных:

- при подготовке топлива к сжиганию;
- при сжигании топлива;
- в процессе охлаждения продуктов сгорания топлива.

Так, на стадии подготовки мазута к сжиганию применяются следующие методы: получение «чистого» топлива и высокотемпературный подогрев мазута. Получение «чистого» топлива (путем десульфурации) достигается за счет удаления из топлива содержащейся в нем серы.

Процесс газификации жидкого топлива заключается в неполном окислении органической части топлива разными газообразными окислителями при высоких (900–1300°С) температурах с образованием генераторного газа, основными компонентами которого являются CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>. К побочным продуктам газификации относятся зола, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub>. После их удаления генераторный газ может рассматриваться как «чистое» энергетическое топливо.

Использование очищенного генераторного газа позволяет до 10 раз сни-

зять выбросы оксидов азота и серы.

Экспериментальными исследованиями установлено, что выход оксидов азота зависит от температуры подогрева мазута. С повышением температуры подогрева от 130 до 170°C выход оксидов азота увеличивается примерно на 20%, дальнейшее повышение температуры до 250°C приводит к уменьшению выхода на 40–50%.

Основными путями снижения выбросов оксидов азота на стадии сжигания газообразного и жидкого топлив, приводящими к подавлению их образования, являются двухступенчатое сжигание топлива; рециркуляция продуктов горения; впрыск воды или ввод пара в факел; применение специальных горелочных устройств; выбор оптимального коэффициента избытка воздуха.

При двухступенчатом сжигании в первичную зону горения воздух подается при расходе, меньшем теоретически необходимого для сжигания топлива ( $a = 0,80–0,95$ ). В результате в этой зоне происходит неполное сгорание топлива с частичной его газификацией при пониженной температуре и, следовательно, сниженном содержании оксидов азота. Во вторичную зону подается чистый воздух или обедненная топливом смесь для дожигания продуктов неполного сгорания. Этот метод позволяет снизить содержание оксидов азота на 25–35%.

Для организации рециркуляции продукты горения обычно после водяного экономайзера в количестве до 20% при температуре 300–400°C отбирают специальным рециркуляционным дымососом и подают в топочную камеру.

Наиболее эффективна (приблизительно в 1,8 раза больше, чем с воздухом) рециркуляция газов с топливом. При рециркуляции 20% продуктов горения с топливом снижение выбросов оксидов азота составляет около 90%.

При впрыске в топливо воды (расход воды 0,35 кг/м<sup>3</sup> топлива) или вводе в факел пара (3–3,5% массы воздуха) достигается снижение содержания оксидов азота в 2 раза. Помимо этого в продуктах горения снижается содержание бенз(а)пирена. Введение водяных паров приводит к снижению максимума температуры горения и к замедлению скорости образования оксидов азота.

Применение специальных плоскопламенных горелочных устройств с внутренней рециркуляцией газов, обеспечивающих температуру 800–1200°C к фронту воспламенения, позволяет снизить выбросы оксидов азота на 40–50%.

Существенное влияние на выход оксидов азота оказывает величина коэффициента избытка воздуха. Изменением режимных параметров работы горелок достигают существенного снижения выброса оксидов азота. Так, например, при температуре в зоне горения 1600–1700°C максимальное содержание оксидов азота имеет место при коэффициенте избытка воздуха  $a = 1,2$ , а при его уменьшении до 1,02 удается снизить содержание оксидов азота в 2 раза.

Снижение содержания оксидов азота в выбросах на стадии охлаждения продуктов горения осуществляется с помощью методов, основанных на восстановлении оксидов азота до молекулярного азота N<sub>2</sub>.

Одним из относительно дешевых методов является метод селективного некаталитического восстановления (СНКВ) оксидов азота разными азотсодержащими веществами при высоких температурах. В качестве восстановителей используются аммиак  $\text{NH}_3$ , мочеви́на (карбамид)  $\text{CO}(\text{NH}_2)_2$ , циануровая кислота  $(\text{HOCN})_3$ . Термин «селективный» отражает избирательное протекание реакций между восстановителем и оксидами азота по сравнению с другими компонентами дымовых газов.

Восстановление монооксида азота  $\text{NO}$  с помощью  $\text{NH}_3$  до  $\text{N}_2$  протекает наиболее эффективно в присутствии избыточного кислорода в диапазоне температур  $870\text{--}1100^\circ\text{C}$  по реакции



Восстановитель в методе СНКВ вводится в поток дымовых газов через систему охлаждаемых инжекторов, которые располагаются на выходе из топочной камеры и внутри газоходов в необходимой температурной зоне (обычно между ширмовым и конвективным пароперегревателями). Степень снижения содержания оксидов азота при использовании методов СНКВ составляет  $60\text{--}70\%$ .

Метод селективного каталитического восстановления (СКВ) оксидов азота основан на реакции восстановления  $\text{NO}_x$  аммиаком на поверхности катализатора в присутствии кислорода при температуре газов  $300\text{--}400^\circ\text{C}$ . Реакция восстановления  $\text{NO}_x$  записывается в том же виде, как и в методе СНКВ.

В методе СКВ предусмотрено использование каталитического реактора, в активной зоне которого в несколько рядов размещаются модули с каталитическими элементами. Активная масса катализатора выполнена на основе диоксида титана  $\text{TiO}_2$ , пентаоксида ванадия  $\text{V}_2\text{O}_5$  с добавками триоксидов вольфрама  $\text{WO}_3$  или молибдена  $\text{MoO}_3$ . Порошковый материал катализатора закрепляется на поверхности металлического или керамического носителя. Наибольшее распространение получили два типа катал и заторных элементов: пластинчатый из легированной стали и сотовый из керамики. Срок службы катализатора составляет  $2\text{--}3,5$  года. Очистку поверхности катализатора от наружных загрязнений проводят с помощью специальных устройств, установленных перед каждым модулем.

Каталитические реакторы размещают в рассечку между водяным экономайзером и воздушным подогревателем либо после золоуловителя, однако при этом необходим подогрев дымовых газов до необходимой температуры.

СКВ является весьма эффективным (снижение содержания оксидов азота на  $90\%$ ), но и дорогим методом восстановления оксидов азота. Доля стоимости катализаторов составляет  $50\%$  стоимости всей установки СКВ, а их общая масса может достигать нескольких сотен тонн.

### ***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 основные методы снижения вредных газообразных выбросов на стадии сжигания топлива.
5. Перечислите методы снижения вредных газообразных выбросов на стадии охлаждения продуктов горения.

## **11. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ КОТЕЛЬНЫХ**

Энергетическая эффективность работы котельных обычно оценивается по значениям КПД котлов с учетом потерь топлива и теплоты при ее производстве и отпуске, а также затрат электроэнергии на привод механизмов и другие нужды, определяемых по данным приборов контроля и учета расхода ТЭР.

Необходимо отметить, что учет отпуска теплоты котельной осуществляется на границе раздела «котельная – тепловые сети». Теплотери в трубопроводах теплосетей, как правило, определяются расчетным путем без учета реального состояния трубопроводов, что обуславливает недостаточную достоверность определения количества теплоты, отпущенного котельной.

Максимальные потери теплоты при транспорте в тепловых сетях с традиционной конструкцией прокладки трубопроводов (канальной с теплоизоляцией из минеральной ваты) не превышают 12%. При использовании в тепловых сетях бесканальной прокладки предизолированных труб с пенополиуретановой изоляцией потери теплоты могут быть снижены в 2 раза и не превышать 5–8%.

Исходя из этого, можно считать, что потенциал энергосбережения при транспорте теплоты находится на уровне 3–5% от общего теплотребления, а общий потенциал энергосбережения при теплоснабжении с учетом снижения потерь в тепловых сетях составит 5–7%.

Достижение более высоких технико-экономических показателей возможно путем реализации энергосберегающих мероприятий, направленных как на совершенствование условий эксплуатации котлов, так и на реконструкцию котельных на основе передовых технологий.

Для котельных актуальными являются следующие мероприятия:

- применение горелочных устройств, обеспечивающих низкий выход оксидов азота и других токсичных компонентов;
- внедрение эффективной и надежной автоматики регулирования и защиты котлоагрегатов, вспомогательного и общекотельного оборудования;
- внедрение автоматизированных систем контроля и управления технологическими процессами производства и отпуска теплоты, учета

- потребления топлива и электроэнергии, отпуска тепловой энергии потребителям на базе современной микропроцессорной техники;
- корректировка управления процессами горения топлива по оптимальной сумме потерь теплоты с химическим недожогом и уходящими газами на основе внедрения регулируемого электропривода тягодутьевых машин;
  - применение современных технологий химической подготовки подпиточной, сетевой и котловой воды;
  - внедрение высокоэффективной технологии приготовления и сжигания в топках котлов водомазутных эмульсий, позволяющей сжигать высоковязкие и некондиционные обводненные мазуты;
  - внедрение электронасосных установок с широким диапазоном рабочих характеристик и применением регулируемого электропривода;
  - оборудование котельных эффективными утилизаторами теплоты уходящих дымовых газов, сбрасываемых потоков воды, пара и конденсата.

На современном этапе развития энергетики перспективным направлением в техническом перевооружении базовых РК является переоборудование их в мини-ТЭЦ для комбинированного производства тепловой и электрической энергии за счет надстройки газотурбинными или паротурбинными установками.

Ниже рассмотрены возможности повышения эффективности эксплуатации котельных и реализации потенциала энергосбережения за счет внедрения технических решений по отдельным направлениям и участкам.

**Мазутное хозяйство.** При работе котельной на природном газе резервное топливо (мазут) должно поддерживаться в состоянии готовности к его использованию, на что расходуется значительное количество теплоты.

Особенностью работы мазутных хозяйств котельных является неопределенность по времени потребления мазута, который может использоваться только при ограничении подачи природного газа. Такие ситуации случаются крайне редко, однако мазутное хозяйство все равно должно поддерживаться в работоспособном состоянии. Это достигается за счет работы насосно-циркуляционной системы подачи мазута и подогрева его паром до требуемой температуры от установленных для этой цели паровых котлов.

При подогреве высоковязкого мазута до 70–80°C происходит расслоение отдельных фракционных групп, образование различных агломератов и выпадение их в осадок. При повышении температуры нагрева мазута процессы образования и осаждения грубодисперсных частиц ускоряются с интенсификацией процессов коррозионного повреждения трубной системы, подогревателей и резервуаров. В условиях длительного хранения мазута (без его обновления и при периодическом подогреве) происходит ухудшение его свойств из-за полимеризации углеводородных и окисления неуглеродных компонентов. Несмотря на циркуляцию, при подогреве мазута в нижней части мазутных резервуаров образуется высоковязкий слой. Это может создать определенные трудности включения в работу мазутного хозяйства и

использования мазута в качестве резервного топлива котельной при форс-мажорных обстоятельствах, например, при аварийном отключении природного газа или снижении его давления. Для поддержания в работоспособном состоянии системы мазутного хозяйства целесообразно периодически проводить его производственные опробования (тренировки), особенно в холодные периоды года.

Современные технологии подготовки низкосортных некондиционных высоковязких мазутов направлены на поддержание стабильного их состояния и состава (равномерная обводненность, однородность и т.п.) и снижения тепловых потерь. При этом предусматривается холодное хранение мазута в резервных емкостях и при температуре его застывания с выделением незначительного локального прогретого объема.

Для улучшения экологических показателей работы котельных, а также с целью использования замазученных сточных вод и обводненных мазутов в котельных целесообразно организовать подготовку и сжигание водомазутных эмульсий.

**Химводоочистка.** В котельных не всегда соблюдается водно-химический режим водогрейных котлов и тепловых сетей. Жесткость сетевой воды и в контуре котлов превышает допустимые значения. Это происходит не только вследствие неудовлетворительной работы ХВО, но и из-за попадания воды в теплосеть от установок потребителей. Такие режимы приводят к преждевременному выходу из строя трубопроводов и поверхностей нагрева котлов. Доведение жесткости сетевой воды до нормативных значений компенсацией утечек подпиточной водой требует в эксплуатационных условиях длительного времени.

На многих объектах проводятся испытания работы паровых и водогрейных котлов на предмет коррозии и накипеобразования в водяном тракте при обработке воды реагентом, содержащим фосфонаты и акрилаты. При применении таких реагентов удалось существенно снизить количество и изменить химический состав солевых отложений на поверхностях нагрева котлов и облегчить их удаление с помощью продувок. Показано, что при использовании фосфонатов можно будет отказаться от водоподготовки подпиточной воды. Это позволит сократить эксплуатационные расходы на теплоснабжение объектов без снижения надежности тепловых сетей.

В условиях незначительной загрузки паровых и водогрейных котлов актуальным является применение эффективных способов консервации тепломеханического оборудования. Одним из эффективных мероприятий по консервации поверхностей водяного тракта является аминный (хеламинный) водный режим.

В соответствии с правилами технической эксплуатации тепловых сетей систем отопления и горячего водоснабжения, должен быть организован и постоянно осуществляться контроль качества сетевой и подпиточной воды. Их основными контролируемыми показателями являются жесткость, щелочность, содержание кислорода и железа. В результате несоблюдения воднохимического

режима тепловых сетей происходит коррозия трубопроводов, на поверхностях нагрева сетевых подогревателей образуются отложения, которые приводят к ухудшению процессов теплообмена и дополнительному расходу тепловой энергии. Кроме того, загрязнение сетевой воды отложениями и продуктами коррозии обуславливает увеличение гидравлического сопротивления трубопроводов и теплообменников, что приводит к росту потребления электроэнергии на транспорт тепловой энергии (может превышать в несколько раз проектные значения). Для защиты и пассивации поверхностей нагрева теплообменников и трубопроводов тепловых сетей можно применять поверхностно-активные вещества, с помощью которых удаляются отложения и продукты коррозии без повреждений защитных пленок. Для контроля степени загрязненности поверхностей нагрева сетевых подогревателей и трубопроводов следует периодически определять их приведенное гидравлическое сопротивление при расчетных и фактических значениях расходов сетевой воды и соответствующих давлениях.

**Тепловые сети.** Значительная экономия ТЭР может быть получена за счет сокращения потерь в тепловых сетях через теплоизоляцию и с утечками теплоносителя. При длительной эксплуатации трубопроводов, их внутренней и наружной коррозии происходит разрушение стенок трубопроводов и увеличиваются утечки теплоносителя. Кроме того, теплопроводность изоляционного материала из-за увлажнения и разрушения увеличивается, что приводит к росту тепловых потерь. Для снижения этих потерь необходимо организовать своевременное проведение диагностики состояния трубопроводов современными инструментальными методами без вскрытия теплотрасс, регулярно производить тепловые испытания с целью определения фактических тепловых потерь и реального состояния трубопроводов, выявления и оперативного устранения нарушений, а также планирования ремонтов тепловых сетей и оборудования систем теплоснабжения.

**Электроприводы.** Снижение не менее чем на 15-20% расхода электроэнергии сетевыми насосами при поддержании расчетных значений перепада давления и расхода воды в сети может быть достигнуто и при существующем состоянии оборудования тепловых сетей. Экономия электроэнергии, затрачиваемой на привод насосов и тягодутьевых установок котельной, может быть получена от следующих мероприятий, не требующих значительных капитальных затрат:

- приведение в соответствие напорной характеристики насосов (дымососов, вентиляторов) и сопротивления водяного (газо-воздушного) тракта (экономия электроэнергии – до 20%);
- осуществление регулирования производительности сетевых насосов на всасывающей патрубке вместо регулирования на напорном (экономия электроэнергии – 10–15%);
- систематическая проверка плотности (герметичности) подсоединений воздухопроводов к вентиляторам (дымососам).

В последние годы на оборудовании с переменным режимом работы широко применяется регулируемый электропривод (РЭП), позволяющий сократить электропотребление на 15–40%, в зависимости от условий эксплуатации. Внедрение РЭП рассматривается как эффективное энергосберегающее мероприятие и для котельных – для приводов насосов, вентиляторов и дымососов котлов, вентиляционных установок. Однако решение о применении РЭП следует принимать по результатам технико-экономического обоснования.

**Контактные теплообменники.** Для подогрева подпиточной, химочищенной, обратной сетевой воды, а также для подогрева воздуха после дутьевого вентилятора могут использоваться контактные теплообменники с активной насадкой (КТАН) для утилизации скрытой теплоты парообразования водяных паров дымовых газов. В последние годы проявляется интерес к переводу котлов, работающих на природном газе, в режим с конденсацией водяных паров, содержащихся в дымовых газах. Котлы такого типа («конденсационные» котлы) имеют КПД на 8–10% выше традиционных и широко применяются в системах теплоснабжения ряда зарубежных стран.

### ***Контрольные вопросы***

1. Как оценивается эффективность работы котельных?
2. Мероприятия по повышению энергетической эффективности в мазутном хозяйстве.
3. Мероприятия по повышению энергетической эффективности в схеме ХВО.
4. Мероприятия по повышению энергетической эффективности в тепловых сетях.
5. Мероприятия по повышению КПД котлов.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Следует отметить, что эффективность использования топлива на производственных котельных может быть повышена при внедрении в эксплуатацию средств технической диагностики состояния отдельных узлов котлоагрегатов и тепловых сетей, при оптимизации топочных режимов, режимов работы основного и вспомогательного оборудования, а также путем совершенствования метрологического обеспечения средств измерений технологических параметров.

Основной резерв повышения экономичности паровых и водогрейных котлов – в снижении потерь теплоты с уходящими газами. Направления работ по сокращению этих потерь общеизвестны и заключаются, главным образом, в поддержании оптимальных значений коэффициента избытка воздуха по газовому тракту котлов за счет снижения присосов воздуха, своевременной очистки внутренних и наружных поверхностей нагрева от загрязнений. Экономичная работа котельных установок зависит от соблюдения оптимальных

режимов эксплуатации и обеспечения расчетных значений технологических параметров.

Перечень и данные об ожидаемой экономии ТЭР основных энергосберегающих мероприятий при эксплуатации котлов приведены в таблице. Эти сведения могут быть использованы при разработке программ энергосбережения в котельных.

Для решения задач энергосбережения в котельных необходимо совершенствовать систему информационного обеспечения предприятий в вопросах повышения экономичности работы производственных котельных. В проектах реконструкции и модернизации необходимо предусматривать использование изобретений и патентов с материальным и моральным стимулированием их авторов и предприятий, использующих эти изобретения.

Для выполнения первоочередных задач по рациональному использованию ТЭР нужно создать условия формирования и функционирования механизма экономической мотивации энергосбережения при эксплуатации энергетических объектов, в том числе и производственных котельных.



Марка котла										
Наименование	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	
	каменные и бурые угли									
Расчетное топливо										
Объем топки и камеры догорания, м <sup>3</sup>	10,4	13,0	13,0	20,4	20,4	39,3	38,5	43,0	56,0	
Площадь поверхности зеркала горения, м <sup>2</sup>	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	305	300	300	310	310	390	390	
антраците АС и АМ	330	315	315	315	315	315	315	415	415	
древесных отходах	285	285	285	290	290	310	310	-	-	
фрезерном торфе	300	280	280	280	280	275	275	390	390	
мазуте	340	340	340	340	340	320	320	395	395	
газе	280	280	280	280	280	295	295	370	370	
топка	расчетный КПД, %									
ТОПЛИВО										
донецкий ПЖ	81,9	82,1	82,1	83,1	83,1	83,5	83,5	83,6	-	
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	
печорский ПЖ	-	-	-	84,0	-	84,5	-	82,8	-	
печорский ПЖ	-	-	-	-	-	-	-	85,0	83,6	
бурый уголь	-	-	-	78,0	-	76,0	-	79,0	77,2	
древесные отходы	80,5	81,5	-	82,5	-	82,1	-	-	-	
Померанцева										

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
системы Шершнева	фрезерный торф	81,5	82,0	-	82,7	-	85,0	-	85,4	-
	газ	90,0	90,8	-	91,8	-	91,8	-	90,6	91,1
	газوماзутная мазут	89,6	89,6	-	89,0	-	89,5	90,2	90,0	89,6
Расчетное газовое сопротивление, Па (кгс/см <sup>2</sup> ), 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)	-	-	-
	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

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- 250	ДКВР 20-13- 250	ДКВР 20-13- 250
Расстояние между осями барабанов, мм	2750							
Диаметр и толщина стенки передних опускных труб, мм	127x4	140x5	140x5	159x5	159x5	159x5	108x5	108x5
Количество труб экранов:								
боковых	46	60	60	74	74	58	154	154
фронтowego	-	-	-	-	-	20	33	33
заднего	-	-	-	-	-	20	20	20
Количество кипячительных труб, шт:								
по оси барабана	10+1	16+1	16+1	23+1	23+1	27+1	43	43
по ширине котла	20	20	20	22	22	22	20	20
Общее количество кипячительных труб, шт	200	320	298	506	457	594	894	820

Таблица П.2 – Двухбарабанные котлы типа ДКВР на избыточное давление 2,3 МПа (23 кгс/см<sup>2</sup>) Бийского котельного завода

Наименование	Марка котла по данным завода					
	ДКВР 6,5-23	ДКВР 6,5-23- 250	ДКВР 10-23	ДКВР 10-23- 250	ДКВР 20-23	ДКВР 20-23- 250
Номинальная производительность, т/ч	6,5	6,5	10	10	20	20
Температура пара, °С	насы- щен- ный	370	насы- щен- ный	370	насы- щен- ный	250
Температура питательной воды, °С	100					
Поверхность нагрева, м <sup>2</sup> : радиационная конвективная общая котла	27,9	27,9	47,9	47,9	51,3	73,5
	197,4	179	229,1	207,5	357,4	285
	225,3	208,9	277,0	255,4	408,7	358,5
Объем парового пространства, м <sup>3</sup>	2,55	2,55	2,63	2,63	1,84	1,84
Расчетное топливо	каменные и бурые угли					
Объем топки и камеры догорания, м <sup>3</sup>	20,4	20,4	39,3	38,5	43	56
Площадь зеркала горения, м <sup>2</sup>	6,3	6,3	8,7	8,7	12,9	12,9
Температура газов за котлом, °С	~ 300		~ 310		~ 390	
Расчетный КПД, %	76,7 - 83,1	76,7 - 83,1	77,5 - 83,5	77,5 - 83,5	77,2 - 83,6	77,2 - 83,6
Живое сечение для прохода газов, м <sup>2</sup> : в котельном пучке в пароперегревателе	1,24	1,19	1,28	1,25	2,84	2,84
	-	1,85	-	1,88	-	2,15
Газовое сопротивление котла, Па (мм вод.ст.): на каменных углях на бурых углях	237 (23,7)	221 (22,1)	387 (38,7)	354 (35,4)	-	190 (19,0)
	326 (32,6)	-	555 (55,5)	-	-	210 (21,0)

Таблица П.3 – Паровые котлы Е-14, Е-24 двухбаранные 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 <sup>2</sup> )	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 <sup>3</sup>	8,01	11,21	17,14	17,14	22,5	22,5	29,0
Площадь поверхности, м <sup>2</sup> : 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 -	63,3 -	110,0 -	110,0 15,02	154,0 -	144,0 10,08	209,8 -
Марка водяного чугунного экономайзера	94,4	141,6	236	236	330,4	330,4	808,2
Расход топлива: природного газа, м <sup>3</sup> /ч мазута, кг/ч	ЭП2-94 291 273	ЭП2-142 472 443	ЭП2-236 718 673	ЭП2-236 742 695	ЭП1-334 1154 1087	ЭП1-334 1202 1124	ЭП1-808 1792 1682
Теплонапряжение объема топки, кВт/м <sup>3</sup> (ккал/(м <sup>3</sup> ·ч)): на природном газе на мазуте	364 (313,2·10 <sup>3</sup> ) <sub>3</sub>	421 (362,9·10 <sup>3</sup> ) <sub>3</sub>	419 (361,6·10 <sup>3</sup> ) <sub>3</sub>	433 (373·10 <sup>3</sup> ) <sub>3</sub>	514 (442,1·10 <sup>3</sup> ) <sub>3</sub>	534 (460,5·10 <sup>3</sup> ) <sub>3</sub>	618 (532,7·10 <sup>3</sup> ) <sub>3</sub>
	366 (315,6·10 <sup>3</sup> ) <sub>3</sub>	426 (366,8·10 <sup>3</sup> ) <sub>3</sub>	422 (363,6·10 <sup>3</sup> ) <sub>3</sub>	437 (376·10 <sup>3</sup> ) <sub>3</sub>	520 (447,4·10 <sup>3</sup> ) <sub>3</sub>	538 (463,0·10 <sup>3</sup> ) <sub>3</sub>	625 (537,1·10 <sup>3</sup> ) <sub>3</sub>

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	
Температура газов, °С, на выходе из топки: на природном газе на мазуте	1009 967	1079 1044	1114 1069	1126 1070	1192 1145	1203 1142	1245 1196	
Температура газов, °С, за перегревателем: на природном газе на мазуте	- -	- -	- -	385 437	- -	650 691	- -	
Температура, °С, за котлом: на природном газе на мазуте	336 378	326 364	273 310	267 304	310 363	327 371	319 371	
Температура уходящих газов, °С: на природном газе на мазуте	164 197	162 195	146 174	147 173	147 173	159 196	142 172	
Расчетный КПД брутто, %: на природном газе на мазуте	90,94 89,63	91,15 89,84	92,1 90,99	91,92 90,89	91,92 90,89	91,71 90,18	92,3 91,09	

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
Газовое сопротивление котла, кПа (кгс/см <sup>2</sup> )	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 толщина стенки, мм	1000x13	1000x13	1000x13	1000x13	1000x13	1000x13	1000x13
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-25-14-225TM	E-10-24TM	E-10-24-250TM	E-16-24-250TM	E-25-24TM	E-25-24-225TM	E-25-24-250TM	E-25-24-380TM
Паропроизводительность, т/ч	25	10	10	16	25	25	25	25
Давление пара на выходе из котла, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	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 <sup>3</sup>	29,0	17,14	17,14	22,5	29,0	29,0	29,0	29,0

Наименование	Марка котла							
	E-25-14-225TM	E-10-24TM	E-10-24-250TM	E-16-24-250TM	E-25-24TM	E-25-24-225TM	E-25-24-250TM	E-25-24-380TM
Площадь поверхности, м <sup>2</sup> : нагрева радиацией нагрева конвекцией пароперегревателя водяного экономайзера Марка водяного чугунного экономайзера	60,46	39,02	39,02	48,13	60,46	60,46	60,46	60,46
	200,6	101,1	101,1	154,0	209,8	200,6	200,6	200,6
	10,08	15,02	15,02	10,08	-	10,08	10,08	-
	808,2	236	236	330,4	808,2	808,2	808,2	808,2
Расход топлива: природного газа, м <sup>3</sup> /ч мазута, кг/ч	ЭП1-808	ЭП2-236	ЭП2-236	ЭП1-334	ЭП1-808	ЭП1-808	ЭП1-808	ЭП1-808
	1202	718	718	1202	1792	1868	1868	-
Теплонапряжение объема топки, кВт/м <sup>3</sup> (ккал/(м <sup>3</sup> ·ч)): на природном газе на мазуте	1124	673	673	1124	1682	1740	1740	-
	646 (556·10 <sup>3</sup> )	419 (361,6·10 <sup>3</sup> )	433 (373·10 <sup>3</sup> )	534 (460,5·10 <sup>3</sup> )	618 (532·10 <sup>3</sup> )	618 (532·10 <sup>3</sup> )	646 (556·10 <sup>3</sup> )	-
	648 (557·10 <sup>3</sup> )	422 (363,6·10 <sup>3</sup> )	437 (376·10 <sup>3</sup> )	538 (463,0·10 <sup>3</sup> )	625 (537·10 <sup>3</sup> )	625 (537·10 <sup>3</sup> )	648 (557·10 <sup>3</sup> )	-

Наименование	Марка котла							
	E-25-14-225TM	E-10-24TM	E-10-24-250TM	E-16-24-250TM	E-25-24TM	E-25-24-225TM	E-25-24-250TM	E-25-24-380TM
Температура газов, °С, на выходе из топки: на природном газе на мазуте	1252 1196	1114 1069	1126 1070	1192 1145	1245 1196	1252 1203	1252 1203	- -
Температура газов, °С, за перегревателем: на природном газе на мазуте	834 860	- -	385 437	650 691	- -	834 860	834 860	- -
Температура, °С, за котлом: на природном газе на мазуте	321 366	273 310	267 304	310 363	319 371	321 366	321 366	- -
Температура уходящих газов, °С: на природном газе на мазуте	145 173	146 174	147 173	166 199	142 172	145 173	145 173	- -
Расчетный КПД brutto, % : на природном газе на мазуте	92,02 90,89	92,1 90,99	91,92 90,89	91,2 89,86	92,3 91,09	92,02 90,89	92,02 90,89	- -

Наименование	Марка котла							
	E-25-14-225TM	E-10-24TM	E-10-24-250TM	E-16-24-250TM	E-25-24TM	E-25-24-225TM	E-25-24-250TM	E-25-24-380TM
Газовое сопротивление котла, кПа (кгс/см <sup>2</sup> )	3,05 (305,1)	1,95 (195,7)	2,10 (210,4)	1,88 (188)	2,70 (270,3)	3,05 (305,1)	3,05 (305,1)	-
Диаметр и толщина стенки труб, мм:								
экрана	51x4	51x2,5	51x2,5	51x4	51x4	51x4	51x4	51x4
пароперегревателя	51x2,5	32x3	32x3	51x2,5	-	51x2,5	51x2,5	-
Бараны:	1000x22							
внутренний диаметр и толщина стенки, мм	1000x22							
длина цилиндрической части, мм	7500	4500	4500	6000	7500	7500	7500	7500
расстояние между центрами, мм	2750							
Габариты котла, мм:								
длина	10195	6573	6573	8655	10195	10195	10195	11500
ширина	5315	4300	4300	5205	5315	5315	5315	5980
высота	6098	5050	5050	6053	6098	6098	6098	4880

Таблица П.4 – 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 <sup>2</sup> )	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 <sup>2</sup> )	250 (2,5)	250 (2,5)	250 (2,5)
Топливо	Газ, мазут	Газ, мазут	Газ, мазут
Низшая рабочая теплота сгорания: МДж/м <sup>3</sup> (ккал/м <sup>3</sup> ), 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 <sup>3</sup> /ч, кг/ч	1260 / 1220	2520 / 2450	3860 / 3680
Объем топочной камеры, м <sup>3</sup>	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 <sup>2</sup> )	20 (0,2) 200 (2)	30 (0,3) 200 (2)	40 (0,4) 200 (2)
Площадь поверхности нагрева, м <sup>2</sup>	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

Окончание табл. П4

Наименование	Марка котла, принятая заводом-изготовителем		
	КВ-ГМ-10-150	КВ-ГМ-20-150	КВ-Г-30-150
КПД: на газе	92	89	89
на мазуте	88	87	87
Габаритные размеры, мм:			
длина	6500	9700	11800
ширина	3200	3200	3200
высота	7300	7300	7300
Масса в объеме поставки, кг	18400	26200	32400

Таблица П.5 – 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 теплопроизводительности 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.6 – Паровые подогреватели воды для тепловых сетей

Марка подогревателя		Площадь поверхности, м <sup>2</sup>	Теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	Диаметр корпуса, мм	Количество трубок	Длина трубок, мм	Давление пара, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Число ходов по воде	Расход воды, т/ч	Гидравлическое сопротивление при расчетном расходе воды, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )
с эллиптическими днищами	с плоскими днищами									
<b>Температурный график 70 / 150 °С</b>										
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	3000	0,7 (7)	4	29,4	
ПП 1-24-7-IV	ПП 2-24-7-IV	24,4	3,42 (2,94)	480	176	3000	0,7 (7)	4	41,7	
<b>Температурный график 70 / 130 °С</b>										
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	3000	0,7 (7)	2	59,0	
ПП 1-24-7-II	ПП 2-24-7-II	24,4	4,91 (4,22)	480	176	3000	0,7 (7)	2	83,5	
<b>Температурный график 70 / 95 °С</b>										
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	2000	0,2 (2)	2	53,4	
ПП 1-16-2-II	ПП 2-16-2-II	16,0	1,77 (1,52)	480	176	2000	0,2 (2)	2	76,0	
ПП 1-21-2-II	ПП 2-21-2-II	21,2	2,31 (1,99)	530	232	2000	0,2 (2)	2	103,5	

Таблица П.7 – Характеристики водо-водяных подогревателей

Марка секции подогревателя	Расход воды, т/ч	Тепловой поток,	Кол-во трубок	Поверхность нагрева, м <sup>2</sup>
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.8 – Технические характеристики пластинчатых разборных теплообменников «Теплотекс АПВ»



Наименование	Макс. расход воды, кг/с	Диаметр соединений, мм	Площадь пластины, м <sup>2</sup>	Макс. площадь теплообменника, м <sup>2</sup>
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.9 – Блочные чугунные водяные экономайзеры системы ВТИ

Наименование	Двухколонковые					
	ЭП2-94	ЭП2-142	ЭП2-236	ЭТ2-71	ЭТ2-106	ЭТ2-177
Поверхность нагрева, м <sup>2</sup>	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 сопл (рабочих) в обдувочном устройстве	24	32	48	24	32	48
Аэродинамическое сопротивление, Па (мм вод.ст.)	343 (35)					
Гидравлическое сопротивление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	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 <sup>2</sup>	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 <sup>2</sup> )	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.10 – Фильтры осветлительные вертикальные

Наименование	Марка фильтра							
	однокамерные						двух-камерные	трех-камерные
	ФОВ-1,0-0,6	ФОВ-1,5-0,6	ФОВ-2,0-0,6	ФОВ-2,6-0,6	ФОВ-3,0-0,6	ФОВ-3,4-0,6	ФОВ-2К-3,4-0,6	ФОВ-3К-3,4-0,6
Давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ): рабочее пробное гидравлическое	0,6 (6,0) 0,9 (9,0)							
Температура, °С	40							
Вместимость корпуса, м <sup>3</sup>	1,75	5,5	7,6	13,6	17,0	25,8	42,5	56,0
Производительность, м <sup>3</sup> /ч	10	23	30	50	70	90	200	300
Диаметр, мм	1000	1500	2000	2600	3000	3400		
Высота, мм	3055	3298	3430	3730	4075	4230	5500	7065
Толщина стенки, мм	6	8	10	12	12	14	10	12
Фильтрующая загрузка: высота слоя, м объем, м <sup>3</sup>	1,0						0,9x2	0,9x3
	0,8	1,75	4,34	7,86	11,0	14,7	23,8	33,8
Масса фильтрующей загрузки: кварцевого песка, $\gamma=1,6$ т/м <sup>3</sup> антрацита, $\gamma=0,8$ т/м <sup>3</sup>	1,3 0,7	2,8 1,4	6,95 3,50	10,28 5,14	15,27 7,62	23,32 11,66	38,2 19,1	54,2 27,1
Условный диаметр арматуры, мм, для: подвода исходной воды отвода обработанной воды	50 50	80 80	80 80	80 80	100 100	150 150	200 200	250 250

Наименование	Марка фильтра							
	однокамерные						двух-камерные	трех-камерные
	ФОВ-1,0-0,6	ФОВ-1,5-0,6	ФОВ-2,0-0,6	ФОВ-2,6-0,6	ФОВ-3,0-0,6	ФОВ-3,4-0,6	ФОВ-2К-3,4-0,6	ФОВ-3К-3,4-0,6
подвода промывочной воды	80	125	150	200	200	200	250	250
отвода промывочной воды	80	125	150	200	200	200	250	250
сброса первого фильтрата	50	80	80	80	100	150	100	100
гидровыгрузки фильтрующего материала	80	80	100	100	100	100	100	100

Таблица П.11 – 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 <sup>2</sup> ): рабочее	0,6 (6,0)	0,6 (6,0)	0,6 (6,0)
пробное гидравлическое	0,9 (9,0)	0,9 (9,0)	0,9 (9,0)
Температура, °С	40		
Вместимость корпуса, м <sup>3</sup>	1,1	2,27	5,32
Производительность, м <sup>3</sup> /ч	10	20	50
Фильтрующая загрузка: высота, м	2,0	2,0	2,0
объем, м <sup>3</sup>	0,77	1,6	3,54
Масса, т: сульфоугля при $\gamma=0,65-0,7$ т/м <sup>3</sup>	0,5 – 0,54	1,04 – 1,12	2,3 – 2,48
катионита КУ-2 при $\gamma=0,71$ т/м <sup>3</sup>	0,55	1,14	2,52
Внутренний диаметр корпуса, мм	700	1000	1500
Высота фильтра, мм	3320	3685	4000
Толщина стенки, мм	8	9	6
			8

Наименование	Марка фильтра		
	ФИПаI-0,7-0,6- Na	ФИПаI-1,0-0,6- Na	ФИПаI-1,5-0,6- Na
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  $\text{Na}^+$  производится 5–8%-м раствором  $\text{NaCl}$ . Продолжительность взрыхления 15–30 мин при интенсивности потока 3–4 л/м<sup>2</sup>.

Таблица П.12 – Техническая характеристика водород-катионитных фильтров

Наименование	Марка фильтра	
	ФИПаI-1,0-0,6-Н	ФИПаI-1,5-0,6-Н
Давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ):		
рабочее	0,6 (6,0)	
пробное гидравлическое	0,9 (9,0)	
Температура, °С	40	
Вместимость корпуса, м <sup>3</sup>	2,27	5,32
Производительность, м <sup>3</sup> /ч	20	50
Фильтрующая загрузка:		
высота, м	2,0	2,0
объем, м <sup>3</sup>	1,6	3,54
Масса, т:		
сульфоугля при $\gamma=0,65-0,71$ т/м <sup>3</sup>	1,04 – 1,12	2,3 – 2,48
катионита КУ-2 при $\gamma=0,71$ т/м <sup>3</sup>	1,14	2,52
Внутренний диаметр корпуса, мм	1000	1500
Высота фильтра, мм	3655	3928

Наименование	Марка фильтра	
	ФИПаI-1,0-0,6-Н	ФИПаI-1,5-0,6-Н
Толщина стенки, мм	6	8
Условный диаметр арматуры, мм, для:		
подвода исходной и отмывочной воды	50	80
отвода обработанной воды	50	80
подвода регенерационного раствора	50	50
подвода и отвода взрыхляющей воды	50	80
отвода регенерационного раствора, отмывочной воды и первого фильтрата	50	80
гидровыгрузки фильтрующего материала	80	80

Примечание. В зависимости от требований к качеству обработанной воды и состава исходной воды метод Н-катионирования осуществляется в схемах Н-катионирования с «голодной» регенерацией фильтров, Н-Na-катионирования (параллельного и последовательного) и частичного обессоливания.

Таблица П.13 – 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 <sup>2</sup> )	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 <sup>2</sup> )	0,3 (3,0)					
Допускаемое повышение давления при работе защитного устройства, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,17 (1,7)					
Полезная вместимость аккумуляторного бака, м <sup>3</sup>	0,6	1	2	4	8	15
Диаметр и толщина стенки аккумуляторного бака, мм	1116x8	1116x8	1212x6	1212x6	1616x8	2016x8
Поверхность охладителя выпара, м <sup>2</sup>	-	-	2	2	2	2

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

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

Учебное издание

**Сморodin Сергей Николаевич  
Белоусов Владимир Николаевич  
Иванов Александр Николаевич  
Мисютина Кристина Геннадьевна**

## **Производственные котельные**

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

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

Дата подписания к использованию 07.12.2021 г. Изд.№ 5280/21

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