

**Белорусский национальный технический университет**  
Энергетический факультет

Кафедра «Тепловые электрические станции»

---

---

## **Котельные установки**

Электронный учебно-методический комплекс  
для студентов специальности

1-53 01 04 «Автоматизация и управление теплоэнергетическими  
процессами»

Составитель: Ракевич Снежана Игоревна

Минск  
БНТУ  
2024

## Перечень материалов

### Теоретический раздел

- конспект лекций

### Практический раздел

- лабораторный практикум

- методическое пособие к практическим занятиям

### Контроль знаний

экзаменационные вопросы

### Вспомогательный раздел

содержание учебного материала;

список литературы

## Пояснительная записка

Целью ЭУМК «Котельные установки» является оказание помощи для приобретения студентами знаний о физико-химических процессах сжигания органических топлив, процессах, протекающих в газовоздушном и водяном трактах котельных установок, и о теплообмене с поверхностями нагрева.

ЭУМК содержит четыре раздела. В теоретическом разделе представлены лекционные материалы. Практический раздел включает методические рекомендации для проведения лабораторных и практических занятий. Раздел контроля знаний включает экзаменационные вопросы. Вспомогательный раздел содержит основные разделы учебного материала дисциплины и список рекомендуемой литературы.

Материалы учебно-методического комплекса представлены в формате *PDF*. Учебные материалы структурированы по разделам. Предусматривается навигация по разделам, что обеспечивает возможность быстрого поиска требуемой информации.

Может быть рекомендован для студентов энергетических специальностей

Открытие ЭУМК производится посредством запуска файла «Boiler\_installations.pdf» без предварительной инсталляции.

## Содержание

ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ .....	5
Раздел I. Энергетическое топливо .....	5
1.1. Элементарный состав топлива .....	5
1.2. Характеристики топливного балласта .....	16
Раздел II . Горение топлива и эффективность его использования .....	25
2.1. Материальный баланс процесса горения .....	25
2.2. Тепловой баланс парогенератора .....	31
Раздел III. Подготовка топлива к сжиганию.....	36
3.1. Классификация топочных устройств .....	36
3.2. Основные стадии подготовки твёрдого топлива к пылевидному сжиганию .....	55
3.3. Системы пылеприготовления .....	72
Раздел IV. Сжигание топлива в топках парогенераторов .....	80
4.1. Топки для сжигания газообразных и жидких топлив .....	80
4.2. Топки для сжигания пылевидного твердого топлива.....	105
Раздел V. Профили парогенератора. Компоновка и условия работы поверхностей нагрева.....	134
5.1. Основные профили парогенераторов и их особенности .....	134
5.2. Пароперегреватели и их классификация. Методы регулирования температуры перегретого пара .....	174
5.3. Низкотемпературные поверхности нагрева. Водяные экономайзеры и воздухоподогреватели .....	213
Раздел VI. Чистота пара и водный режим .....	230
6.1. Требования, предъявляемые к качеству питательной воды и пара ...	230
6.2. Водный режим парогенераторов .....	239
Раздел VII. Эксплуатация парогенераторов .....	259
7.1. Эксплуатационные режимы и показатели .....	259
Основные положения.....	259
7.2. Режимы пуска и останова парогенераторов .....	270
ПРАКТИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ .....	296

ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ.....	296
Лабораторная работа №1 .....	296
Определение содержания влаги твердого топлива .....	296
Лабораторная работа №2 .....	301
Определение зольности твердого топлива .....	301
Лабораторная работа №3 .....	305
Определение выхода летучих веществ .....	305
Лабораторная работа №4 .....	309
Определение относительного лабораторного коэффициента рамоиспособности твердого топлива .....	309
Лабораторная работа №5 .....	314
Определение содержания влаги жидкого топлива .....	314
Лабораторная работа №6 .....	317
Определение условной вязкости жидкого топлива .....	317
Лабораторная работа №7 .....	321
Определение температуры вспышки жидкого топлива .....	321
МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ К ПРАКТИЧЕСКИМ .....	324
ЗАНЯТИЯМ.....	324
1.Расчет элементарного состава топлива. ....	324
2. Расчет процессов горения. ....	328
3. Определение энтальпии газообразных продуктов сгорания .....	332
4. Расчёт теплового баланса котельного агрегата .....	333
5.Расчёт теплообмена в топочных устройствах .....	335
6.Расчёт конвективных поверхностей нагрева котельного агрегата .....	338
КОНТРОЛЬ ЗНАНИЙ.....	345
Список вопросов к экзамену по дисциплине «Котельные установки» .....	345
ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЙ РАЗДЕЛ.....	347
СОДЕРЖАНИЕ УЧЕБНОГО МАТЕРИАЛА .....	347
Список рекомендуемой литературы .....	351

# ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

## Раздел I. Энергетическое топливо

### 1.1. Элементарный состав топлива

#### Введение

В предмете «Котельные установки» одной из ключевых тем является элементарный состав топлива. Он определяет энергетическую ценность и эффективность сгорания топлива в котельных установках. Рассмотрим процесс пересчета элементарного состава с одной массы на другую и роли этого понятия в контексте теплоты сгорания топлива.

#### Пересчет состава топлива с одной массы на другую

**Энергетическое топливо** – горючие вещества, которые экономически целесообразно использовать для получения в промышленных целях больших количеств теплоты. Его основными видами являются органические топлива: угли, торф, горючие сланцы, древесина, продукты переработки нефти (мазута), природный газ.

**Угли ископаемые** – твердое горючее полезное ископаемое растительного происхождения. Характеристики и состав твердого топлива, в том числе и выход летучих веществ, спекаемость кокса, оказывают сильное влияние на процесс горения угля. С увеличением выхода летучих веществ и содержания в них более реакционноспособных газов воспламенение топлива становится легче, а кокс, благодаря большой пористости, получается более реакционноспособным.

**Торф** – горючее вещество бурого или черного цвета. Его горючая масса содержит очень большое количество кислорода, равное 33%. В торфе обычно мало серы, сравнительно немного золы ( $A_d = 5-10\%$ ), но очень много влаги. Влажность торфяной массы в залежах доходит до 80–85%, поэтому процесс добычи торфа состоит из двух этапов: извлечение из залежи и сушка на воздухе до влажности порядка 40–50%.

**Сланцы** – минеральные глинистые или мергелистые породы, пропитанные органическими веществами, содержащими клетчатку, воск, жирные кислоты и т.д. Куски сланцев обычно имеют серый цвет, легко делятся на слои. Зольность сланцев доходит до 50–60%, влажность также повышенная – 15–20%.

**Древесина (дрова)** – топливо, потребляемое только в мелких бытовых установках, в промышленных установках используются отходы производства и лесозаготовок (древесная щепа, опилки, обрезки, стружка, кора).

Древесное топливо представляет собой в основном клетчатку (C<sub>6</sub>H<sub>10</sub>O<sub>5</sub>), образующую стенки клеток, и лигнин – межклеточное вещество со сложной молекулярной структурой (C = 54–58%, H = 5,8–6,3%, O = 35–39%). Содержание в древесине клетчатки достигает 50–70%, лигнина – 20–30%, несколько процентов составляют воски, смолы, жирные кислоты.

**Мазут** – остаточный продукт нефтепереработки; в соответствии с ГОСТ 10585 применяется в качестве жидкого котельного топлива, бывает двух марок: 40 и 100. Марка топлива определяется предельной величиной вязкости при 80 °С

**Газообразное топливо** – смесь горючих и негорючих газов, содержащих некоторое количество примесей в виде водяного пара и пыли (механические примеси).

Природный газ чисто газовых месторождений состоит в основном из метана CH<sub>4</sub> (95–98%). В составе природных газов, сопутствующих нефтяным месторождениям (попутных газов), имеются относительно большие количества других углеводородов метанового ряда с общей формулой C<sub>n</sub>H<sub>2n+2</sub>. В искусственных газообразных топливах (газ доменных и коксовых печей, генераторный и водяной газ) метана содержится мало. Горючими составляющими в них являются в основном водород и окись углерода.

#### Пересчет состава топлива с одной массы на другую

Заданная масса	Искомая масса	
	Сухая	Рабочая
Органическая	$\frac{100 - (S_{л}^r + A^c)}{100}$	$\frac{100 - (S_{л}^r + A^p + W^p)}{100}$
Горючая	$\frac{100 - A^c}{100}$	$\frac{100 - (A^p + W^p)}{100}$
Сухая	1	$\frac{100 - W^p}{100}$
Рабочая	$\frac{100}{100 - W^p}$	1

Таблица 1.1 – Пересчет состава топлива с одной массы на другую (сухая, рабочая)

Заданная масса	Искомая масса	
	Органическая	Горючая
Органическая	1	$\frac{100 - S_{\text{д}}^{\text{г}}}{100}$
Горючая	$\frac{100}{100 - S_{\text{д}}^{\text{г}}}$	1
Сухая	$\frac{100}{100 - (S_{\text{д}}^{\text{г}} + A^{\text{с}})}$	$\frac{100}{100 - A^{\text{с}}}$
Рабочая	$\frac{100}{100 - (S_{\text{д}}^{\text{г}} + A^{\text{р}} + W)}$	$\frac{100}{100 - (A^{\text{р}} + W^{\text{р}})}$

Таблица 1.2 – Пересчет состава топлива с одной массы на другую(органическая, горючая)

### Теплота сгорания топлива

Теплота сгорания топлива - количество теплоты, выделяемое при полном сгорании единицы массы (кДж/кг) или объема (кДж/м<sup>3</sup>) топлива. Теплота сгорания является характеристикой, определяющей расход топлива для работы топливоиспользующего оборудования. Различают высшую и низшую теплотворные способности топлива. При проектировании котлов и технологических агрегатов, в которых не используется скрытая теплота конденсации водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания топлива, расчеты традиционно ведутся понизшей теплотворной способностью топлива.

Различают высшую и низшую теплоту сгорания топлива. Высшей теплотой сгорания топлива называется количество теплоты, выделяющееся при полном сгорании 1 кг твердого или жидкого топлива или 1 м<sup>3</sup>газообразного топлива. В эту теплоту сгорания входит теплота, выделяющаяся при конденсации водяных паров, которые содержатся в продуктах сгорания топлива. При температурах уходящих газов котельных агрегатов влага в продуктах сгорания находится в парообразном состоянии. Поэтому при тепловом расчете котельных агрегатов обычно пользуются низшей теплотой сгорания топлива, которая не учитывает скрытую теплоту парообразования водяного пара, содержащегося в продуктах сгорания топлива. Горючие элементы топлива – углерод, водород и сера – находятся в составе горючей массы топлива в сложных соединениях, что не позволяет рассчитать теплоту сгорания топлива. Определение теплоты сгорания любого

вида топлива осуществляют опытным путем с помощью калориметра (Рис. 1.1).

Калориметр состоит из металлического сосуда, заполненного водой (Рис. 1.1, а) и сосуда-бомбы (Рис. 1.2, б), внутри которых находится исследуемое топливо. Пещность сосуда-бомбы заполняется кислородом под давлением 2–3 МПа (20–30 кгс/с м<sup>2</sup>). Если сжечь топливо, воспламенив его электрическим током, то по повышению температуры воды в сосуде, измеряемой термометром (Рис. 1.1, в), можно найти количество выделившейся теплоты, отданной продуктами сгорания.

Полученная в калориметре величина сгорания топлива отличается от высшей на значение теплоты образования в бомбе азотной и серной кислоты, она не учитывает нагрев самого калориметра и его теплообмен с окружающей средой. Поэтому теплоту сгорания топлива, полученную в бомбе калориметра, называют теплотой сгорания по бомбе и для получения высшей теплоты сгорания, кДж/кг (ккал/кг), вводят следующие поправки:

$$Q_s^r = Q_b - 94S_{o+p}^r - 0,0042Q_b \quad (1.1)$$

Или

$$Q_s^r = Q_b - 2265S_{o+p}^r - 0,001 \quad (1.2)$$

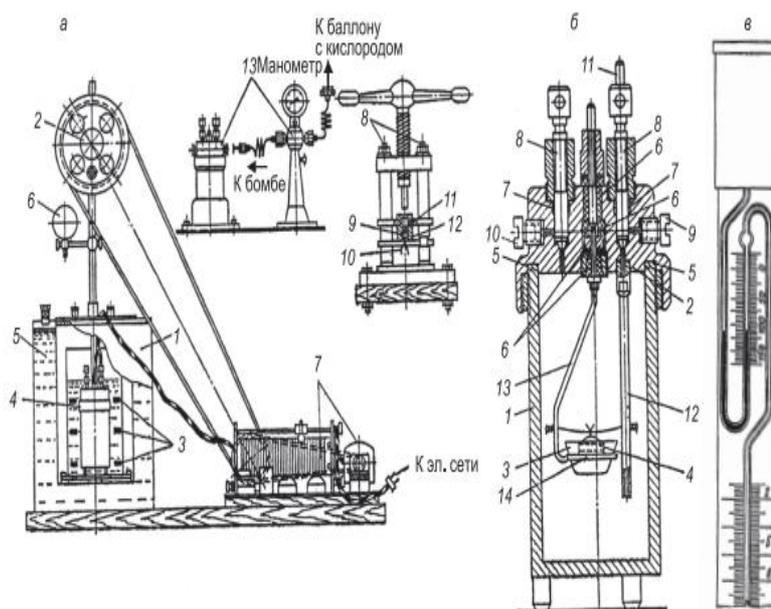


Рисунок 1.1.– Схема калориметрической установки, калориметрическая бомба и термометр: а – калориметрическая установка: 1 – оболочка (кожух); 2 – привод к мешалке; 3 – мешалка; 4 – калориметрическая бомба; 5 – калориметрический сосуд; 6 – лупа; 7 – электрощиток с мотором-трансформатором, реостатом и выключателями; 8 – пресс для брикетирования топлива; 9 – брикет топлива; 10 – нить для запала; 11 – зажим верхний; 12 – зажим нижний; 13 – установка для зарядки бомбы кислородом; б – калориметрическая бомба: 1 – корпус; 2 – крышка; 3 – тигель (чашечка); 4 – топливо; 5 – свинцовая прокладка; 6 – изоляционные прокладки; 7 – сальники; 8 – запорные вентили; 9 – канал для наполнения бомбы кислородом; 10 – канал для выпуска газов из бомбы; 11 – клеммы (электрические контакты); 12 – зарядная трубка; 13 – токоведущий штифт; 14 – кольцо; в – термометр переменного наполнения ртутью

где  $94S$  или  $22,5S$  – количество теплоты, выделяющееся в результате образования и растворения в воде окислов серы, кДж/0,01 кг (ккал/0,01 кг) содержания горючих соединений серы в топливе, %;  $0,0042 Q_b$  или  $0,001 Q_b$  – количество теплоты, условно принимаемое за счет выделения теплоты при образовании азотной кислоты.

Связь между высшей и низшей рабочей теплотой можно установить, если принять значение величины теплоты испарения воды  $2520$  кДж/кг или  $600$  ккал/кг.

Количество теплоты, необходимой для испарения воды из топлива, кДж/кг (ккал/кг), можно найти из выражений:

$$Q = 2520 \left( \frac{9H^r}{100} + \frac{W^r}{100} \right) = 25,2(9H^r + W^r) \quad (1.3)$$

$$Q = 600 \left( \frac{9H^r}{100} + \frac{W^r}{100} \right) = 6(9H^r + W^r) \quad (1.4)$$

Коэффициент 9 применяется потому, что при окислении одной массовой части водорода получается девять массовых частей воды.

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, кДж/кг (ккал/кг), равна:

$$Q_i^r = Q_s^r - 25,2(9H^r + W^r) \quad (1.5)$$

$$Q_i^r = Q_s^r - 54H^r - 6W^r \quad (1.6)$$

Теплота сгорания, кДж/кг:

сухой массы топлива:

$$Q_i^d = Q_i^r \frac{100}{100 - W^r} \quad (1.7)$$

сухой беззольной массы:

$$Q_i^{\text{daf}} = Q_i^r \frac{100}{100 - W^r - A^r} \quad (1.8)$$

При изменении влажности топлива от  $W_1^r$  до  $W_2^r$  и зольности от  $A_1^r$  до  $A_2^r$  для определения теплоты сгорания используются зависимости:

$$Q_{i2}^r = (Q_{i1}^r + 25,2W_1^r) \frac{100 - W_2^r}{100 - W_1^r} - 25,2W_2^r \quad (1.9)$$

$$Q_{i2}^r = Q_{i1}^r \frac{100 - A_2^r}{100 - A_1^r} \quad (1.10)$$

При одновременном изменении влажности и зольности

$$Q_{i2}^r = (Q_{i1}^r + 25,2W_1^r) \frac{100 - W_2^r - A_2^r}{100 - W_1^r - A_1^r} - 25,2W_2^r \quad (1.11)$$

Для определения теплоты сгорания газообразного топлива применяются калориметры различных систем. Наиболее распространенным из них является калориметр Юнкера (Рис. 1.2).

Исследуемый газ сжигается в газовой горелке, причем образующиеся продукты сгорания проходят через водоохлаждаемые трубки и, охладившись до окружающей температуры, уходят из калориметра. Водяной пар, содержащийся в продуктах сгорания, конденсируется, и образовавшийся конденсат, также охладившись в трубках до окружающей температуры, собирается в мерном цилиндре.

Измерение количества сжигаемого газа производится расходомером (газовыми часами), количество охлаждающей воды – тарировочным сосудом. Температура поступающей и выходящей воды измеряется термометрами. После приведения объема сожженного газа к нормальным условиям высшая теплота сгорания исследуемого газа определяется по формуле

$$Q_s = \frac{M(t_2 - t_1)}{V_0}, \text{ ккал/м}^3 \quad (1.12)$$

где  $M$  – масса прошедшей через калориметр охлаждающей воды, кг;  $t_1$ ,  $t_2$  – температура поступающей и выходящей воды, °С;  $V_0$  – нормальный объем сожженного газа, м<sup>3</sup>.

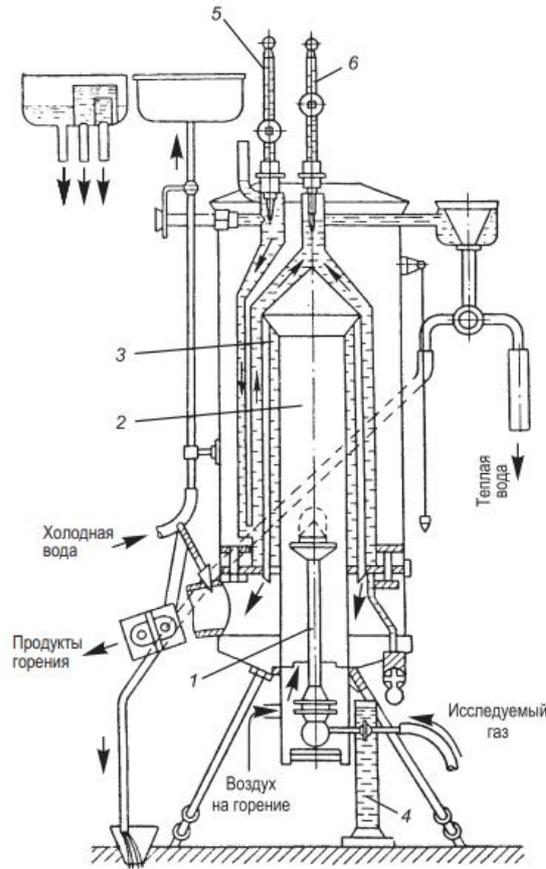


Рисунок 1.2. – Калориметр Юнкера: 1 – горелка; 2 – камера горения; 3 – дымоходные трубки; 4 – мерный цилиндр; 5, 6 – термометры

Низшая теплота сгорания определяется по формуле

$$Q_i = Q_s - \frac{600M_k}{V_0} \quad (1.13)$$

или

$$Q_i = 4,1868Q_s, \text{кДж/м}^3 \quad (1.14)$$

где 600 – скрытая теплота 1 кг водяного пара, ккал/кг;  $M_k$  – масса собранного конденсата, кг.

Теплоту сгорания топлива можно приблизительно определить на основании данных его элементарного состава.

Наиболее удачными в отношении простоты и точности являются формулы Д.И. Менделеева с эмпирически подобранными коэффициентами для соответствующих горючих элементов. Так, для определения низшей теплоты сгорания рабочей массы твердого и жидкого топлива, формулы имеют следующий вид:

$$Q_i^r = 340C^r + 1030H^r - 109(O^r - S_{o+p}^r) - 25,2W^r \text{ кДж/кг} \quad (1.15)$$

$$Q_i^r = 81C^r + 246H^r - 26(O^r - S_{o+p}^r) - 6W^r, \frac{\text{ккал}}{\text{кг}} \quad (1.16)$$

Теплота сгорания газообразного топлива, кДж/кг (ккал/ кг), может быть найдена с помощью калориметра или определена расчетом, если известно процентное содержание отдельных газов, входящих в состав 1 м<sup>3</sup> данного топлива.

$$Q_i^d = 0,01[Q_{H_2S}H_2S + Q_{CO} + \dots + \sum Q_{C_mH_n}C_mH_n] \quad (1.17)$$

где  $Q_{H_2S}$ ,  $Q_{CO}$  и т.д. – теплота сгорания каждого газа, входящего в состав топлива, кДж/м<sup>3</sup>  $H_2S$ ,  $CO$ ,  $H_2$  и т.д. – содержание соответствующего газа по объему, %.

Если газообразное топливо содержит влагу, то теплоту сгорания сухого газа, кДж/кг (ккал/кг), пересчитывают на рабочее топливо по формуле

$$Q_i^r = Q_i^d \frac{100 - W^r}{100} \quad (1.18)$$

Приведенные выше формулы для определения теплоты сгорания газообразного топлива даны для нормальных условий. При действительных условиях давления  $p$ , Па (мм рт. ст.) и температуре  $t$ , °С, отличающихся от нормальных, в величину теплоты сгорания вводят поправку на действительные давление и температуру:

$$Q_{ид}^r = Q_i^r \frac{p}{1,013} \frac{273}{(t+273)}, \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3} \quad (1.19)$$

или

$$Q_{ид}^r = Q_i^r \frac{p}{760} \frac{273}{(t+273)}, \text{ккал/м}^3 \quad (1.20)$$

### Условное топливо

**Условное топливо** – единица учета органического топлива, применяемая для сопоставления эффективности различных видов топлива и их суммарного учета.

Учет и планирование топлива ведут в пересчете на условное топливо, теплота сгорания которого принимается равной 29,33 МДж/кг (7000 ккал/кг). Этой величиной пользуются при суммировании различных топливных ресурсов, сравнении удельных расходов топлива на единицу энергии, выработанной и отпущенной потребителю, и при проведении техникоэкономических расчетов.

Пересчет расхода данного вида топлива в условное производят по формуле

$$V_{усл} = V_n \frac{Q_i^r}{Q_{усл}} \quad (1.21)$$

где  $B_{\text{усл}}$  – масса эквивалентного количества условного топлива, кг;  $B_{\text{н}}$  – масса натурального топлива, кг (твердое и жидкое топливо) или  $\text{м}^3$  (газообразное);  $Q_i^r$  – низшая теплота сгорания данного натурального топлива, ккал/кг или ккал/ $\text{м}^3$ .

Величину  $\frac{Q_i^r}{Q_{\text{усл}}}$  называют тепловым эквивалентом данного топлива, спомощью которого производится пересчет количества топлива данного вида в условное.

С увеличением внешнего балласта топлива теплота сгорания топлива уменьшается. Содержание влаги и золы не является достаточной мерой энергетической ценности топлива, так как различные топлива с одинаковым содержанием золы и влаги могут иметь неодинаковую теплоту сгорания. Более полными являются приведенные характеристики, отражающие содержание влаги и золы в топливе, отнесенное к единице низшей теплоты сгорания его рабочей массы.

Приведенные влажность  $W_{\text{пр}}$  и зольность  $A_{\text{пр}}$  определяются по следующим соотношениям:

$$W_{\text{пр}} = \frac{w^r}{Q_i^r} A_{\text{пр}} = \frac{A^r}{Q_i^r} \quad (1.22)$$

Более полной мерой оценки содержания серы в топливе является приведенная сернистость топлива  $S_{\text{пр}}$ , %/МДж,

$$S_{\text{пр}} = \frac{s^r}{Q_i^r} \quad (1.23)$$

Приведенные характеристики топлива  $W_{\text{пр}}$ ,  $A_{\text{пр}}$ ,  $S_{\text{пр}}$  показывают, сколько на 1 МДж низшей теплоты сгорания приходится влаги, золы и серы в процентах от рабочей массы топлива.

По приведенным характеристикам можно сравнивать различные виды топлива в сопоставимых единицах. Топлива с приведенной влажностью  $W_{\text{пр}} < 0,7\%$  кг/МДж ( $< 3\%$  кг/Мкал) считаются маловлажными (антрацит и каменные угли), с  $W_{\text{пр}} = 0,7-1,89\%$  кг/МДж ( $3-8\%$  кг/Мкал) – средней влажности (некоторые бурые угли, эстонские и гдовские сланцы), с  $W_{\text{пр}} = 1,89-6\%$  кг/МДж ( $8-25\%$  кг/Мкал) – высоковлажными (бурые угли украинских и башкирских месторождений, фрезерный торф). Топлива с приведенной зольностью  $A_{\text{пр}} \leq 1\%$  кг/МДж ( $\leq 4\%$  кг/Мкал) считаются малозольными. К ним относится антрацит, большая часть каменных и некоторые бурые угли. Большая часть бурых углей имеет приведенную зольность  $A_{\text{пр}} = 1,89-2,4\%$

кг/МДж (8–10% кг/Мкал), у горючих сланцев  $A_{пр} = 5–10\%$  кг/МДж (20–40% кг/Мкал).

### **Выход летучих веществ и свойства твердого горючего остатка**

При нагревании твердого топлива происходит распад термически неустойчивых молекул органических соединений горючей массы с выделением газообразных продуктов разложения и паров конденсирующихся веществ. Наиболее нестойкими при повышении температуры являются сложные углеводороды, в том числе те, в состав которых входит кислород. Температура начала выхода летучих веществ при подогреве топлива, количество и состав газообразных продуктов разложения зависят от химического состава топлива. Чем меньше степень углефикации топлива, тем больше оно содержит термически неустойчивых молекул и, следовательно, больше выделяет летучих веществ.

Количество летучих веществ, выделяемых топливом при нагревании, зависит от того, до какой температуры и в течение какого времени производится нагрев топлива. Согласно ГОСТу, выход летучих веществ в лабораторных условиях определяют путем прогрева без доступа воздуха навески аналитической пробы топлива при температуре  $850 \pm 25$  °С в течение 7 мин (при этом полного выделения летучих веществ не достигается). Получившуюся потерю в массе пробы топлива квалифицируют как выход летучих веществ, который выражают обычно на сухую беззольную массу топлива.

У разных видов топлива состав и теплота сгорания веществ различные. По мере увеличения химического возраста топлива содержание летучих веществ уменьшается, а температура их выхода увеличивается. При этом из-за уменьшения количества инертных газов теплота сгорания летучих веществ увеличивается. Для сланцев выход летучих веществ составляет 80–90% от сухой беззольной массы, торфа – 70%, бурых углей – 30–60%, каменных углей марок Г и Д – 30–50%, у тощих углей и антрацитов выход летучих веществ мал и соответственно равняется 11–13% и 2–9%. Поэтому содержание летучих веществ и их состав могут быть приняты в качестве признаков степени углефикации топлива и его химического возраста. углефикации топлива и его химического возраста.

Для торфа выход летучих веществ начинается при температуре примерно 100 °С, бурых и жирных каменных углей – 150–170 °С, горючих сланцев – 230 °С, тощих углей и антрацитов – примерно 400 °С и завершается при высоких температурах – 1100–1200 °С.

Летучие вещества состоят из горючих соединений – углеводородов, окиси углерода, водорода, и негорючих газов – углекислого газа и водяных паров. Так как для разных топлив количество отдельных компонентов в составе летучих веществ различно, то теплота сгорания последних неодинакова. Чем больше степень углефикации топлива, тем выше теплота сгорания летучих веществ.

Свойства твердого горючего (так называемого коксового) остатка топлива, образующегося после выхода летучих веществ, зависят от состава органических соединений, входящих в его горючую массу. Торф, бурые угли и антрацит дают порошкообразный твердый горючий остаток.

Большинство каменных углей спекается, хотя и не всегда сильно. Порошкообразный или слипшийся коксовый остаток дают каменные угли с очень большим выходом летучих веществ, достигающим 42–45% (длиннопламенные – Д), и угли с малым выходом летучих веществ – менее 17% (тощие – Т).

Характер твердого горючего остатка играет решающую роль при определении наиболее рационального пути использования топлива. Угли со сплавленным горючим остатком являются ценнейшим технологическим топливом и идут в первую очередь на производство металлургического кокса. Угли со спекающимся, слабоспекающимся и порошкообразным коксовым остатком могут использоваться для получения прочного металлургического кокса в смеси с коксующимися углями.

При сжигании топлива в пылевидном состоянии величина выхода летучих веществ и характер коксовой частицы оказывают большое влияние на процесс воспламенения и полноту его сгорания.

При сжигании топлив с малым выходом летучих веществ требуется поддержание высоких температур в зоне воспламенения.

Общее тепловыделение при сгорании топлива складывается из теплоты сгорания летучих веществ и коксового остатка. При сгорании топлив с малым выходом летучих веществ основное количество тепла выделяется при горении коксовой частицы.

У топлив с большим выходом летучих веществ коксовый остаток получается пористым, что придает ему высокую реакционную способность, т.е. способность легко вступать в реакцию с кислородом и восстанавливать  $\text{CO}_2$  в  $\text{CO}$ . Антрацит, полуантрацит и тощие каменные угли являются малореакционными топливами. Время пребывания их в топке должно быть достаточно продолжительным, а пыль очень мелкой (размер 90–95% пылинок не должен превышать 90 мк).

## 1.2 Характеристики топливного балласта

### Введение

Топливный балласт представляет собой несжимаемую часть топлива, которая не сгорает в процессе сжигания и не предоставляет энергии. Он может включать в себя различные компоненты, такие как влага, минеральные вещества, а иногда и некоторые легкие газы. Этот балласт может варьироваться в зависимости от типа топлива.

### Характеристики топливного балласта

**Влага** в топливе представляет собой один из основных компонентов топливного балласта. Она может присутствовать в виде свободной влаги или воды, ассоциированной с другими элементами топлива. Высокое содержание влаги может снизить теплоту сгорания топлива и создать проблемы с образованием коррозии в системах котельных.

**Зола** представляет собой минеральные остатки, остающиеся после полного сгорания топлива. Ее содержание в топливе влияет на образование отложений на поверхностях теплообмена и требует дополнительных усилий по очистке и обслуживанию котельных установок.

**Серав** топливе является еще одним важным компонентом топливного балласта. Высокое содержание серы может привести к образованию сернистых оксидов при сгорании, что не только загрязняет окружающую среду, но и требует применения дополнительных методов очистки дымовых газов.

**Летучие вещества** такие как летучие углеводороды, могут также вносить свой вклад в топливный балласт. Их высокое содержание может влиять на стабильность сгорания и требует точной регулировки подачи топлива в котельные установки.

### Минеральные примеси топлива

Негорючие минеральные примеси являются балластом топлива. Они уменьшают содержание горючей массы в рабочем топливе, следовательно, уменьшается теплота сгорания рабочего топлива, увеличивается его расход, возрастают затраты на его добычу и перевозку.

Негорючими примесями газообразных топлив являются углекислый газ, азот и водяные пары. Их содержание в природных газах невелико, а в искусственных доходит до 50–60%.

Несгоревшие примеси нефти – это преимущественно различные соли и окислы железа, попадающие в основном из буровых вод при ее добыче, из труб, применяемых при бурении скважин, из цистерн и нефтехранилищ.

Примеси твердого топлива образованы большим числом различных минеральных веществ, главными из которых обычно являются: алюмосиликаты (глинистые вещества, например, каолинит  $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ );

кремнезем  $\text{SiO}_2$  (основной компонент песка);

карбонаты  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{MgCO}_3$ ,  $\text{FeCO}_3$ ;

сульфиды  $\text{FeS}_2$ ,  $\text{CaS}$

сульфаты  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{MgSO}_4$ ,  $\text{FeSO}_4$ ;

окислы железа  $\text{FeO}$ ,  $\text{Fe}_3\text{C}_4$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ;

соли щелочных металлов – натрия и калия (хлориды, фосфаты и т.п.).

Некоторые из этих веществ объединены в минералы сложного состава, например шпаты (типа ортоклаза  $\text{K}_2\text{O} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 6\text{SiO}_2$ ), доломит  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$  и др.

О содержании минеральных примесей в топливе чаще всего судят по его зольности  $A_g$ , т.е. по количеству негорючего остатка – золы, образующейся при полном окислении всех горючих компонентов топлива в стандартных лабораторных условиях. Наиболее существенными характеристиками этих условий являются: температура, при которой производится озоление (сжигание) навески топлива ( $800^\circ\text{C}$ ), наличие неограниченного доступа воздуха к навеске и выдерживание навески при указанной температуре до достижения постоянной массы. Зольность горючих ископаемых варьируется в широких пределах. Несгоревшая часть топлива образует так называемые очаговые остатки, которые в разных частях топки и газоходов котла, а также в зависимости от условий сжигания могут принимать форму шлака или золы.

**Шлак** – минеральная масса, подвергшаяся высокотемпературному нагреву, в результате которого она приобретает значительную прочность за счет сплавления или спекания.

**Зола** – порошкообразный остаток топлива. Различают летучую золу (называемую также золой уноса или просто уносом) – пылевидные фракции, выносимые дымовыми газами из топки котла или осаждающиеся в его конвективных газоходах, и провал – более крупные фракции золы, выпадающие в холодную воронку топки.

На состав очаговых остатков влияют условия сжигания топлива в топке. К ним относятся: газовая среда в топке, наличие недожога, температура, кратковременность пребывания частиц топлива в зоне высоких температур,

сепарация золовых частиц в топочной камере, а также взаимодействие между отдельными компонентами минеральной части топлива.

Главными составляющими очаговых остатков являются окислы  $\text{SiO}_2$ ,  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{CaO}$ ,  $\text{MgO}$ , значительно меньшая доля приходится на сульфаты  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{MgSO}_4$ ,  $\text{FeSO}_4$ , в еще меньших количествах присутствуют фосфаты, окислы щелочных металлов  $\text{K}_2\text{O}$ ,  $\text{Na}_2\text{O}$  и другие соединения.

Среди окислов, образующих золу и шлаки, различают кислые –  $\text{SiO}_2$ ,  $\text{TiO}_2$ ,  $\text{P}_2\text{O}_5$ , основные –  $\text{CaO}$ ,  $\text{MgO}$ ,  $\text{FeO}$ ,  $\text{K}_2\text{O}$ ,  $\text{Na}_2\text{O}$  и амфотерные –  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ . Последние отличаются тем, что в сплавах с преобладанием основных окислов ведут себя, как кислые, а в кислых сплавах, как основные.

Соотношение, в котором шлак содержит окислы различного типа, выражают через его кислотность или основность. Кислотность  $K$  – отношение содержания в шлаке кислых окислов (обычно выраженного в процентах по массе) к суммарному содержанию основных и амфотерных окислов:

$$K = \frac{[\text{SiO}_2] + [\text{TiO}_2] + [\text{P}_2\text{O}_5]}{[\text{FeO}] + [\text{CaO}] + [\text{MgO}] + [\text{Al}_2\text{O}_3] + [\text{Fe}_2\text{O}_3]} \quad (1.24)$$

Основность  $O$  – аналогичное отношение содержания основных окислов к содержанию кислых и амфотерных окислов:

$$O = \frac{[\text{FeO}] + [\text{CaO}] + [\text{MgO}] + [\text{K}_2\text{O}] + [\text{Na}_2\text{O}]}{[\text{SiO}_2] + [\text{Al}_2\text{O}_3] + [\text{TiO}_2] + [\text{P}_2\text{O}_5] + [\text{Fe}_2\text{O}_3]} \quad (1.25)$$

Шлаки и зола, для которых  $K > 1$ , называют кислыми;  $O > 1$  – основными; не удовлетворяющие этим двум условиям – нейтральными.

Поведение очаговых остатков при высоких температурах (их размягчение, плавление, текучесть образующегося расплава) относится к числу важнейших технико-логических характеристик энергетического топлива. Эти характеристики существенно влияют на конструкцию котла, его надежность, а также на затраты при эксплуатации.

Очаговые остатки, будучи многокомпонентными системами, не имеют одной определенной температуры плавления.

Переход их из твердого состояния в жидкое и обратно происходит в некотором температурном интервале.

$\text{Al}_2\text{O}_3 = 2050$  °С, гематита  $\text{Fe}_2\text{O}_3 = 1562$  °С, окиси кальция  $\text{CaO} = 2585$  °С, окиси магния  $\text{MgO} = 2800$  °С). Однако для двух- и многокомпонентных систем за счет образования в них эвтектических сплавов появление жидкой фазы наблюдается при температурах, лежащих значительно ниже температур плавления чистых компонентов.

Наиболее распространенным методом оценки плавкости золы и шлака является метод конусов. Данные, полученные этим методом, включены в

нормы расчета котлов и приводятся в справочных таблицах в числе важнейших характеристик топливной золы.

Смысл метода конусов заключается в определении температур, соответствующих трем определенным степеням деформации стандартного образца при его нагревании. Образец представляет собой трехгранную пирамиду высотой 13 мм со стороной основания 6 мм. Деформация его происходит под действием силы тяжести. Для нагревания образцов чаще всего используют криптоловую печь, рабочая зона которой образована керамическим цилиндром, окруженным слоем дробленого электродного угля – криптола. Через этот слой, служащий нагревателем, пропускают электрический ток. В рабочей зоне такой печи создается полувосстановительная газовая среда (смесь  $N_2$ ,  $CO_2$ ,  $CO$ ,  $H_2$ ) вследствие проникновения газов из криптолового слоя. Рабочая зона снабжена окном, через которое ведут наблюдение за образцом во время опыта.

В ходе нагревания образца фиксируют следующие температуры (Рис. 1.3): температуру начала деформации  $t_a$ , которую определяют по появлению первых признаков оплавления конуса (округление его вершины); температуру размягчения  $t_b$ , при которой образец превращается в полусферу с высотой, примерно равной половине основания; температуру перехода в жидкоплавкое состояние  $t_c$ , при которой образец растекается по подставке. Указанные температуры лежат в пределах:  $t_A = 1000-1200$  °С,  $t_B = 1100-1400$  °С,  $t_C = 1200-1500$  °С.

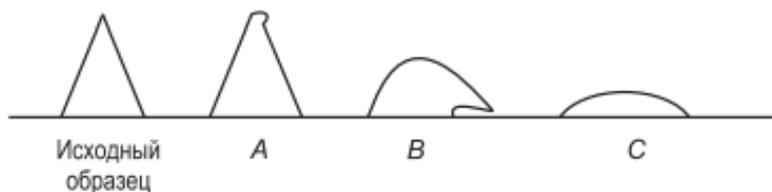


Рисунок. 1.3.– Характерные конфигурации образца при определении плавкости золы методом конусов

Шлакование котла – прогрессирующее накопление в его топке и газоходах отложений очаговых остатков, сопровождающееся упрочнением этих отложений вследствие их оплавления и спекания. Интенсивность шлакования зависит, с одной стороны, от конструктивных особенностей и режима эксплуатации котла, с другой – от состава и специфических свойств минеральной части сжигаемого топлива.

Наиболее надежным методом оценки шлакирующей способности минеральной части того или иного топлива является его опытное сжигание в реальных топочных устройствах или на имитирующих их стендах. В качестве характеристики шлакирующей способности топлива при проведении таких

опытов обычно определяют температуру нормального жидкого шлакоудаления  $t_{н.ш}$ , т.е. температуру жидкого шлака, при которой он свободно вытекает из отверстия. Для этой цели на разных участках газового тракта в горячий поток продуктов сгорания вводят зонды – трубы, на поверхности которых может поддерживаться заданная температура. Температура нормального жидкого шлакоудаления есть функция не только состава минеральной части топлива, но и условий его сжигания (коэффициента избытка воздуха, сепарации золовых частиц, времени их пребывания в высокотемпературной зоне и т.п.).

Основным показателем поведения шлака является его вязкость. Нормальное течение расплавленного шлака, находящегося в истинно-жидком состоянии, вдоль вертикальной или наклонной стенки имеет место при вязкости менее 200 П (пуаз). Температуры плавкости золы и характерные коэффициенты вязкости приводятся в таблицах энергетических топлив.

В процессе горения большая часть минерального состава топлива превращается в мелкую уносимую потоком газов летучую золу. В топках с различным тепловым режимом горения и шлакоудаления доля уноса летучей золы  $\alpha_{ун}$  меняется от 0,85–0,95 до 0,2–0,4. Остальная часть в виде шлака выпадает в нижнюю часть топки и удаляется из нее:  $\alpha_{шл} = 1 - \alpha_{ун}$ . Увеличение зольности топлива и количества летучей золы в потоке газов требует установки более дорогих золоулавливающих устройств после котла для защиты воздушного бассейна от загрязнения. При этом уменьшают скорость газов в конвективных газоходах во избежание истирания труб, а загрязнение поверхностей нагрева частицами золы ухудшает теплообмен и увеличивает температуру уходящих газов. Все это делает конструкцию котла более громоздкой. Увеличение зольности топлива снижает теплоту сгорания топлива.

По характеристикам плавкости золы энергетические угли подразделяются на три группы: с легкоплавкой золой  $t_{С} \leq 1350$  °С, с золой средней плавкости  $t_{С} = 1350-1450$  °С, с тугоплавкой золой  $t_{С} \geq 1450$  °С.

### **Влажность топлива**

Все виды твердого топлива способны удерживать в себе некоторое количество воды (влаги) за счет сил химического и физико-химического происхождения. В зависимости от конкретных форм связи с топливом различают несколько видов топливной влаги.

Воду, входящую в состав кристаллогидратов, которые присутствуют среди минеральных примесей топлива и представлены главным образом

силикатами (например  $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2 \text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$  или  $\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot 2 \text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ) и сульфатами ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{MgSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ) называют **гидратной**.

Ископаемые твердые топлива являются капиллярно-пористыми коллоидными телами. Для таких тел характерна способность удерживать влагу за счет сил межмолекулярного взаимодействия, которое может иметь место как на поверхности этих тел, так и в их объеме. Первое приводит к адсорбции молекул воды на поверхности раздела твердой и газовой фаз, т.е. к наличию в топливе так называемой **адсорбционной** влаги. Второе обуславливает коллоидно-химическую (гелевую) структуру органической части топлива, поэтому входящую в эту структуру воду называют **коллоидальной** влагой.

Содержание в топливе общей влаги  $W$  обычно определяют по потере массы пробы при полном ее высушивании на воздухе при температурах 105–140 °С и выражают в процентах от первоначальной массы. В найденную таким способом общую влагу не входит гидратная вода.

Рабочая влага  $W^r$  – общая влага топлива, находящегося в таком состоянии, в каком оно прибывает на электростанцию или находится в бункерах сырого топлива. Во избежание искажения результатов определения  $W^r$  пробу готовят к анализу в неотопливаемом помещении и начинают анализ (взвешивают) немедленно после доставки ее в лабораторию.

Влага, которую топливо теряет при переходе из рабочего состояния в воздушно-сухое, называется внешней влагой  $W_{\text{вн}}$ . Величины  $W^r$ ,  $W_{\text{л}}$ ,  $W_{\text{вн}}$  связаны между собой соотношением

$$W^r = W_{\text{вн}} + W_{\text{л}} \frac{100 - W_{\text{вн}}}{100} \quad (1.26)$$

учитывающим, что внешняя влага выражена в процентах от рабочей массы топлива, а лабораторная – в процентах от лабораторной пробы.

## Технические характеристики энергетических топлив

### Мазут

Качество мазута оказывает сильное влияние на организацию его сжигания на электростанциях. Свойства мазута можно разделить на изменяемые, которые в процессе его подготовки можно существенно изменить и привести к желаемым значениям (вязкость, реологические свойства, плотность, содержание влаги) и неизменяемые, практически не изменяющиеся в процессе подготовки мазута (зольность, температура застывания, температура вспышки и воспламенения).

**Вязкость.** Важнейшая техническая характеристика, определяющая возможность и условия применения мазута. Вязкость как физическую

величину выражают в виде динамической вязкости (коэффициента внутреннего трения)  $\eta$ , Нс/ м<sup>2</sup> либо в виде кинематической вязкости  $\nu$ , м<sup>2</sup> /с. При этом  $\nu = \eta/\rho$ , где  $\rho$  – плотность мазута, кг/ м<sup>3</sup> . При работе с нефтепродуктами широко используется другая характеристика – условная вязкость, выраженная в °ВУ и представляющая собой отношение времени истечения одинаковых объемов нефтепродуктов и дистиллированной воды при определенных условиях. Вязкость мазута существенно зависит от температуры. С понижением температуры вязкость возрастает – мазут загустевает и застывает.

**Плотность.** Практическое значение показателя плотности мазута весьма велико. В совокупности с другими физико-химическими характеристиками плотность является параметром, отражающим химическую природу, происхождение и товарное качество мазута. Показателем плотности пользуются в расчетах для определения вместимости мазутных резервуаров, расхода энергии на перекачку мазута и др.

**Зольность.** При переработке нефти содержащиеся в ней минеральные примеси концентрируются в более тяжелых фракциях, главным образом в мазуте. Чем выше содержание минеральных примесей в исходной нефти, тем больше минеральных примесей в мазуте. Зольность топочного мазута весьма невелика и обычно не превышает 0,1–0,3%, увеличиваясь с повышением его вязкости, что связано с углублением отбора от нефти легких малозольных фракций. В состав золы входят окислы кальция, магния, ванадия, натрия, железа и др., при этом присутствие в золе окислов щелочных и щелочноземельных металлов, а также пятиоксида ванадия обуславливает невысокую температуру его размягчения и интенсифицирует образование плотных отложений на поверхности нагрева.

**Влажность.** Содержание воды в мазуте колеблется в весьма широких пределах – от 0,5 до 5%, а в отдельных случаях и выше (обводненные мазуты). Как правило, содержание воды в мазутах, отправляемых потребителям с нефтеперегонного завода, не превышает норм, предусмотренных ГОСТ 10585–75. Значительное обводнение мазутов происходит в процессе доставки и приемки, в основном при их разогреве острым паром перед сливом из цистерны. В зависимости от температуры воздуха, температуры и вязкости мазута, а также параметров пара обводненность мазута при сливных операциях повышается до 4–10%.

**Сернистость.** Нефть и твердое топливо содержат серу в виде сложных серосодержащих соединений. При переработке нефти подавляющая часть сернистых соединений (70–90%) концентрируется в высококипящих

фракциях, составляющих основную часть мазута. Сера в мазуте входит в состав органических соединений и в меньшей части присутствует в виде сероводорода и серы элементарной. В процессе сжигания мазута и твердого топлива сера окисляется до SO<sub>2</sub> и небольшая ее часть при избытке кислорода в зоне горения образует полный оксид SO<sub>3</sub>, создающий коррозионную среду для низкотемпературных поверхностей нагрева.

Таблица 1.3. – **Физические свойства мазута**

Физические свойства	Марка мазута	
	40	100
Вязкость мазута при 80°C, ВУ	≤8	≤16
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	≤1000	≤980
Температура вспышки в открытом тигле, °C	≥90	≥110
Температура застывания обычного мазута, °C	10	25
Температура застывания высокопарафинистого мазута, °C	25	42

### Природный газ

В качестве газового топлива в энергетике используют преимущественно природный газ. В значительно меньших масштабах, главным образом в промышленной энергетике, находят применение различные виды искусственных горючих газов.

**Плотность.** Плотность газового топлива является показателем, от которого зависит выбор размеров газохранилищ (при заданной вместимости по количеству запасаемой энергии и при определенном давлении газа в хранилище). Соотношение плотностей газа и воздуха определяет возможность образования скопления газа в верхних или нижних частях помещений, колодцев при возникновении утечек газового топлива из газопроводов.

Для сопоставления различных газов между собой используют понятие относительной плотности газа  $\rho_{отн}$ , представляющее отношение плотности газа при нормальных условиях (0 °C, 1015 Па) к аналогичной плотности воздуха:

$$\rho_{отн} = \frac{\rho_{г}}{\rho_{в}} = \frac{\rho_{г}}{1,293} \quad (1.27)$$

где  $\rho_{г}$ ,  $\rho_{в}$  – плотность газа и воздуха при нормальных условиях, кг/ м<sup>3</sup> .

В Таблица 1.4. представлена характеристика компонентов газового топлива. Приведенные данные показывают, что метан и водород имеют плотность, меньшую, чем воздух; плотности этилена, этана, окиси углерода и сероводорода практически совпадают с плотностью воздуха, плотность остальных компонентов значительно выше.

Таблица 1.4. – Характеристика компонентов газового топлива

Наименование газа	Обозначение	Плотность $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>		Концентрационные пределы взрываемости, %
		При 0,101 Мпа и 273 К	По отношению к воздуху	
<b>Парафины</b>				
Метан	СН <sub>4</sub>	0,72	0,54	5-15
Этан	С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	1,34	1,03	3-12
Пропан	С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	1,97	1,51	2-10
Н-бутан	С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	2,6	2,0	2-8
<b>Олефины</b>				
Этилен	С <sub>2</sub> Н <sub>4</sub>	1,25	0,96	3-32
Пропилен	С <sub>3</sub> Н <sub>6</sub>	1,88	1,45	2-11
Н-бутилен	С <sub>4</sub> Н <sub>8</sub>	2,5	1,92	2-9
Водород	Н <sub>2</sub>	0,09	0,07	4-6
Окись углерода	СО	1,25	0,96	1-75
Сероводород	Н <sub>2</sub> С	1,52	1,17	4-45
<b>Балласты</b>				
Двуокись углерода	СО <sub>2</sub>	1,96	1,52	-
Азот	Н <sub>2</sub>	1,25	0,97	-

Плотность газовой смеси  $\rho_{см}$  может быть определена как средневзвешенная величина из плотностей всех ее компонентов, т.е. по закону аддитивности:

$$\rho_{отн} = \sum_{i=1}^k \frac{c_i}{100} \rho_i, \text{ кг/м}^3 \quad (1.28)$$

где  $k$  – количество компонентов в смеси;  $c_i$  – процентное содержание  $i$ -го компонента в смеси;  $\rho_i$  – плотность  $i$ -го компонента.

Концентрационные пределы взрываемости смесей газового топлива с воздухом характеризуют диапазон концентрации, в пределах которого эти смеси способны взрываться от внешнего источника зажигания. Взрывоопасные концентрации горючего газа в воздухе зависят от химического состава и свойств газа (Таблица 1.2).

Наиболее широкий интервал составов между пределами взрываемости имеют водород и окись углерода, а из углеводородов – этилен (показатели сероводорода можно не принимать во внимание, так как его содержание в топливе не бывает значительным). Для остальных углеводородов интервал взрываемости концентраций сужается по мере увеличения числа атомов углерода в молекуле.

Под токсичностью понимают способность газового топлива вызывать отравление. Наиболее опасными в этом отношении компонентами являются окись углерода  $\text{CO}$  и сероводород  $\text{H}_2\text{S}$ . Предельно допустимая концентрация  $\text{CO}$  в воздухе составляет 0,0024 об.%, или 0,03 мг/ м<sup>3</sup>. Опасна для жизни концентрация окиси углерода около 0,4 об.% при воздействии на человека в течение 5–6 мин. Даже незначительное содержание  $\text{CO}$  в воздухе (0,02 об. %) вызывает заметное отравление. Сернистые соединения в большинстве природных газов практически отсутствуют. В попутных газах некоторых месторождений содержится значительное количество сероводорода (до 2,5%). Он также весьма токсичен. Предельно допустимая концентрация сероводорода в воздухе 0,01 мг/ м<sup>3</sup>. Продукты окисления сероводорода в дымовых газах вызывают коррозию низкотемпературных поверхностей нагрева котла, а также загрязнение атмосферного воздуха. Периодически, не реже двух раз в смену, производят анализ воздуха на присутствие в нем метана  $\text{CH}_4$ , указывающего на утечку газа, содержащего ядовитые компоненты. Содержание метана в воздухе определяется прибором – метанометром. Почти все природные газы совсем не имеют запаха или имеют очень слабый запах. Для своевременного обнаружения утечки газа и принятия мер безопасности газовое топливо, не имеющее запаха, до поступления в газовую магистраль одорируют, т.е. насыщают веществами с резким запахом – обычно органическими сернистыми соединениями (сульфидами, дисульфидами, этилмеркаптаном и др.).

## **Раздел II . Горение топлива и эффективность его использования**

### **2.1. Материальный баланс процесса горения**

При нормальных условиях  $P = 0,1013$  МПа (760 мм рт. ст.) и  $0$  °С при взаимодействии углерода с кислородом имеем:



$$12,01 \text{ кг C} + 32 \text{ кг O}_2 = 44,01 \text{ кг CO}_2, \quad (2.2)$$

$$1 \text{ кг C} + \frac{32}{12,01\gamma_{O_2}} \text{ м}^3 \text{ O}_2 = \frac{44,01}{12,01\gamma_{CO_2}} \text{ CO}_2, \text{ м}^3. \quad (2.3)$$

Подставив соответствующие значения удельных весов, получим:

$$1 \text{ кг C} + 1,866 \text{ м}^3 \text{ O}_2 = 1,86 \text{ м}^3 \text{ CO}_2. \quad (2.4)$$

Аналогично запишем серы:



$$32,06 \text{ кг S} + 32 \text{ кг O}_2 = 64,06 \text{ кг SO}_2, \quad (2.6)$$

$$1 \text{ кг S} + 0,7 \text{ м}^3 \text{ O}_2 = 0,7 \text{ м}^3 \text{ SO}_2. \quad (2.7)$$

Суммируя затраты кислорода на сжигание горючих элементов, содержащихся в 1 кг топлива, и вычитая количество кислорода топлива, получим теоретически необходимое количество кислорода для сжигания 1 кг твердого или жидкого топлива:

$$V_{O_2}^0 = 1,866 \frac{C^r}{100} + 0,7 \frac{S_{p+o}^r}{100} + 5,55 \frac{H^r}{100} - \frac{O^r}{100p_{O_2}}, \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (2.8)$$

В воздухе содержится кислорода примерно 21% по объему, поэтому теоретически необходимое количество воздуха для горения  $V_{O_2}^0$ , м<sup>3</sup>/кг, т.е. количество воздуха, которое необходимо для полного сжигания 1 кг топлива при условии, что весь содержащийся в нем кислород прореагирует, составляет:

$$V_0^H = \frac{V_{O_2}^0}{0,21} = 0,0889(C^r + 0,375S_{p+o}^r) + 0,265H^r - 0,0333O^r, \text{ м}^3/\text{кг} \quad (2.9)$$

или

$$L_O^H = 0,115 (C^r + 0,375S_{p+o}^r) + 0,342H^r - 0,0431O^r, \text{ кг/кг} \quad (2.10)$$

Рассмотрение реакций окисления горючих соединений, входящих в состав газообразных топлив, позволяет подсчитать количество воздуха, теоретически необходимого для полного сжигания 1 м<sup>3</sup> сухого газа.

$$V_0^H = 0,0476 * [0,5CO + 0,5H_2 + 1,5H_2S + \sum \left( m + \frac{n}{4} \right) C_m H_n - O_2], \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (2.11)$$

Общее уравнение горения для случая, когда в дымовых газах из продуктов неполного горения имеется только СО, приводится без вывода и записывается в следующем виде:

$$RO_2(1+\beta) + CO(0,605 + \beta) + O_2 = 21\%, \quad (2.12)$$

где коэффициент  $\beta$  для твердых и жидких топлив равен:

$$\beta = 2,37 \frac{H^r + \frac{O^r}{8}}{C^r + 0,375S_{p+o}^r}, \quad (2.13)$$

а для газообразных топлив:

$$\beta \approx 0,21 \frac{0,01N_2 + 0,79V_O^H}{V_{RO_2}^H} - 0,79 \quad (2.14)$$

Из уравнения неполного горения можно определить содержание окиси углерода в продуктах сгорания:

$$CO = \frac{21 - RO_2(1+\beta) - O_2}{0,605 + \beta}, \% \quad (2.15)$$

Если в продуктах сгорания отсутствует CO, то получим уравнение полного горения:

$$RO_2(1+\beta) + O_2 = 21\% \quad (2.16)$$

Из этого уравнения можно получить расчетные формулы для определения содержания  $RO_2$  в дымовых газах.

При полном горении топлива при  $\alpha > 1$ :

$$RO_2 = \frac{21 - O_2}{1 + \beta}, \% \quad (2.17)$$

а при  $\alpha = 1$ :

$$RO_2^{max} = \frac{21}{1 + \beta}, \% \quad (2.18)$$

Таким образом, для каждого топлива в зависимости от его элементарного состава существует некоторое максимальное содержание трехатомных газов  $RO_2^{max}$ , которое образуется при полном сгорании топлива с теоретически необходимым количеством воздуха. Оно зависит только от элементарного состава топлива.

Коэффициент  $\beta$  и величина  $RO_2^{max}$  для некоторых топлив приводится в табл. 2.1.

Таблица 2.1 – Содержание  $RO_2^{max}$  в некоторых видах топлива

Топливо	$\beta$			$RO_2^{max}$	Топливо	$\beta$
Дрова	0,035			20,3	Спекающиеся	0,115
Торф	0,073			19,6	Тощие	0,108
Сланец каширский	0,21			17,4	Антрациты	0,044
Подмосковный уголь	0,088			19,3	Кузнецкие угли:	
					кемеровский	0,119
Уральские угли:					прокопьевский	0,115
челябинский	0,09			19,1	ленинский	0,143
кизеловский	0,145			18,3	араличевский	0,095
егоршинский	0,080			19,5		
Донецкие угли:					Мазут	0,3
длиннопламенные	0,123			18,7	Метан	0,79

паровичные	0,129			18,6	Саратовский природный газ	0,78
------------	-------	--	--	------	------------------------------	------

При коэффициентах избытка воздуха  $\alpha > 1$  содержание в дымовых газах трехатомных газов  $RO_2$  всегда меньше, чем  $RO_2^{max}$ .

Коэффициент избытка воздуха при полном горении можно определить по следующим приближенным формулам:

$$A \approx \frac{RO_2^{max}}{RO_2}, \quad (2.19)$$

или

$$\alpha \approx \frac{21}{21 - O_2}. \quad (2.20)$$

Следовательно, по содержанию в продуктах сгорания трехатомных газов  $RO_2$  или кислорода можно оценить избыток воздуха в газоходах котельного агрегата.

Эксплуатационный контроль за поддержанием необходимого избытка воздуха в топке и наблюдение за плотностью газоходов наиболее правильно вести по содержанию в дымовых газах  $O_2$ , а не  $RO_2$ . Это объясняется тем, что на электростанции топливо поступает не всегда постоянного состава. Так как меняется величина коэффициента  $\beta$ , следовательно, и  $RO_2^{max}$ , то оптимальные значения  $RO_2$  с точки зрения более экономичной работы котельного агрегата меняются.

В то же время содержание кислорода в дымовых газах зависит главным образом от избытка воздуха.

Коэффициент избытка воздуха при полном горении топлива можно определить также по формуле:

$$A = \frac{1}{1 - \frac{79 O_2}{21 N_2}}, \quad (2.21)$$

где  $N_2 = 100 - (CO_2 + O_2)$ , %.

При неполном горении топлива коэффициент избытка воздуха определяется по следующему выражению:

$$\alpha = \frac{1}{1 - \frac{79 O_2 - 0,5 CO - 0,5 H_2 - 2 CH_4}{N_2}}, \quad (2.22)$$

где  $N_2 = 100 - (CO_2 + SO_2 + O_2 + CO)$ .

Парциальное давление  $RO_2$  и  $H_2O$  определяется по формулам:

$$p_{RO_2} = \frac{V_{RO_2}^H}{V_r^H} P, \quad (2.23)$$

$$p_{HO_2} = \frac{V_{HO_2}^H}{V_r^H} P. \quad (2.24)$$

Масса продуктов сгорания складывается из беззольной массы топлива и воздуха, подаваемого на горение:

$$G_r = 1 - \frac{A^r}{100} + 1,306\alpha V_0^H, \text{ кг/кг.} \quad (2.25)$$

Концентрация золы в продукты сгорания:

$$\mu_{\text{зл}} = \frac{10 A^r a_{\text{уН}}}{V_r^H}, \text{ г/м}^3, \quad (2.26)$$

или

$$\mu_{\text{зл}} = \frac{A^r a_{\text{уН}}}{100 G_r}, \text{ кг/кг.} \quad (2.27)$$

При сжигании топлива в топках паровых и водогрейных котлоагрегатов в качестве окислителя используется воздух. Зная количество воздуха, необходимое для горения 1 кг каждого горючего элемента твердого и жидкого топлива или 1 м<sup>3</sup> каждого горючего газа, вводящего в газообразное топливо, можно определить теоретическое общее количество воздуха, необходимое для горения всех горючих элементов. Так как в 1 кг рабочей массы топлива содержится C<sup>P</sup>/100 кг углерода, H<sup>P</sup>/100 кг водорода, S<sup>P</sup><sub>л</sub>/100 кг серы (летучей) и O<sup>P</sup>/100 кг кислорода, то для сжигания твердого и жидкого топлива теоретическое количество воздуха, необходимое для полного сгорания (м<sup>3</sup> воздуха/кг топлива), определяется по формуле:

$$V^0 = 0,0889(C^P + 0,375S_{OP+K}^P) + 0,265H^P - 0,0333O^P \quad (2.28)$$

а при сжигании газообразного топлива, состав которого задан процентным содержанием отдельных горючих газов, – по формуле (м<sup>3</sup> воздуха/м<sup>3</sup> газа):

$$V^0 = 0,0476[0,5CO + 0,5H_2 + 1,5H_2S + \sum(m + \frac{n}{4}) C_mH_n - O_2] \quad (2.29)$$

Из приведенных уравнений ясно, что теоретическое количество воздуха, необходимое для полного сгорания 1 кг твердого и жидкого топлива или 1 м<sup>3</sup> газообразного топлива, зависит только от его химического состава.

При полном сжигании топлива в теоретических условиях образуются продукты сгорания, представляющие собой газовую смесь, состоящую из CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O. Диоксид углерода и сернистый ангидрид принято объединять и называть «сухие трехатомные газы», обозначая через RO<sub>2</sub>, т.е.

$$RO_2 = CO_2 + SO_2 \quad (2.30)$$

Теоретический объем азота в продуктах сгорания (м<sup>3</sup>/кг):

$$V_{N_2}^0 = 0,79V^0 + 0,8\frac{N^P}{100} \quad (2.31)$$

Наличие водяных паров в продуктах сгорания обусловлено горением водорода и испарением влаги, содержащейся в топливе, а также влаги, поступающей вместе с воздухом.

Теоретический объем водяных паров ( $\text{м}^3/\text{кг}$ ):

$$V_{H_2O}^0 = 0,111H^P + 0,0124W^P + 0,0161V^0 \quad (2.32)$$

В уравнении влагосодержание воздуха  $d_0 = 10 \text{ г/кг}$ .

При сжигании газообразного топлива теоретический объем трёхатомных газов ( $\text{м}^3/\text{м}^3$ ):

$$V_{RO_2}^0 = 0,01(CO_2 + CO + H_2S + \sum mC_mH_n) \quad (2.33)$$

Теоретический объем азота ( $\text{м}^3/\text{м}^3$ ):

$$V_{N_2}^0 = 0,79V^0 + \frac{N_2}{100} \quad (2.34)$$

Теоретический объем водяных паров ( $\text{м}^3/\text{м}^3$ ):

$$V_{H_2O}^0 = 0,01(H_2S + H_2 + \sum \frac{n}{2}C_mH_n + 0,124d_{\text{Г.ТЛ}}) + 0,0161 V^0 \quad (2.35)$$

где  $d_{\text{Г.ТЛ}}$  – влагосодержание газообразного топлива,  $\text{г/м}^3$ .

Для обеспечения полного сгорания топлива в топку необходимо подавать воздуха больше, чем требуется теоретически. Действительный объем воздуха, поступивший в топку:

$$V_d = \alpha_T \cdot V^0, \quad (2.36)$$

Где  $\alpha_T$  – коэффициент избытка воздуха в топке.

Масса дымовых газов, кг газов на кг сожженного топлива, при сжигании твердого топлива и мазута составляет:

$$M_{\text{Г}} = 1 - 0,01 \cdot A^P + 1,306\alpha V^0 \quad (2.37)$$

Энтальпия — это свойство вещества, указывающее количество энергии, которую можно преобразовать в теплоту.

Энтальпия теоретического объема газов при температуре  $\vartheta$ , °С, подсчитывается по формуле:

$$H_r^0 = (V_{RO_2}^H c_{RO_2} + V_{ON_2}^H c_{N_2} + V_{OH_2O}^H c_{H_2O})\vartheta, \text{ кДж/кг}. \quad (2.38)$$

Энтальпия продуктов сгорания при  $\alpha > 1$ :

$$H_r = H_r^0 + (\alpha - 1) H_B^0 + H_3, \quad (2.39)$$

Где  $H_B^0 = V_0^H c_B \vartheta$  – энтальпия теоретического объема воздуха, кДж/кг;

$$H_{3л} = a_{\text{ул}} \frac{A^r}{100} c_3 \vartheta_3 - \text{энтальпия золы, кДж/кг}. \quad (2.40)$$

Энтальпия золы учитывается, если приведенная величина уноса золы из топки  $\frac{a_{\text{ул}} A^r}{Q_1} > 1,43\%$ , кг/МДж.

Рециркуляция газов в расчетах объемов и энтальпий продуктов сгорания учитывается на всех участках тракта от места ввода рециркуляции газов в котел до места их отбора.

Коэффициент рециркуляции:

$$R = \frac{V_{\text{рц}}^H}{V_{\text{г.отб}}^H}, \quad (2.41)$$

Где  $V_{\text{рц}}^{\text{H}}$ ,  $V_{\text{г.отб}}^{\text{H}}$  – объемы газов, отбираемых на рециркуляцию и в сечении газохода за местом отбора,  $\text{м}^3/\text{кг}$  ( $\text{м}^3/\text{м}^3$ ).

Объем газов в промежуточной точке тракта от места возврата до места отбора:

$$V_{\text{г.рц}}^{\text{H}} = V_{\text{г}}^{\text{H}} + rV_{\text{г.отб}}^{\text{H}}, \text{ м}^3/\text{кг} (\text{м}^3/\text{м}^3). \quad (2.42)$$

Где  $V_{\text{г}}^{\text{H}}$  – объем газов в данном сечении тракта без учета рециркуляции,  $\text{м}^3/\text{кг}$  ( $\text{м}^3/\text{м}^3$ ).

Масса продуктов сгорания при сжигании 1 кг твердого (жидкого) топлива:

$$G_{\text{г.рц}} = \left(1 - \frac{A^r}{100}\right)(1 + r) + 1,306(\alpha + \alpha_{\text{отб}}r)V_0^{\text{H}}, \text{ кг/кг}, \quad (2.43)$$

То же при сжигании 1  $\text{м}^3$  газа:

$$G_{\text{г.рц}} = \left(\rho_{\text{г.тл}}^c + \frac{d_{\text{г.тл}}}{1000}\right)(1 + r) + 1,306(\alpha + \alpha_{\text{отб}}r)V_0^{\text{H}}, \text{ кг/м}^3, \quad (2.44)$$

где  $\alpha_{\text{отб}}$  – коэффициент избытка воздуха в месте отбора газов на рециркуляцию.

Энтальпия газов в месте возврата рециркулирующих газов после смешения:

$$H_{\text{г.рц}} = H_{\text{г}} + rH_{\text{г.отб}}, \text{ кДж/кг}. \quad (2.45)$$

Температура газов после смешения:

$$\Theta_{\text{г.рц}} = \frac{H_{\text{г.рц}}}{(Vc)_{\text{г.рц}}}, \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (2.46)$$

где  $(Vc)_{\text{г.рц}}$  – суммарная теплоемкость продуктов сгорания 1 кг ( $1 \text{ м}^3$ ) топлива после смешения.

$$(Vc)_{\text{г.рц}} = (Vc)_{\text{г}} + r(Vc)_{\text{г.отб}}, \text{ кДж/кг}, \quad (2.47)$$

где  $H_{\text{г}}$ ,  $(Vc)_{\text{г}}$  – энтальпия и суммарная теплоемкость газов перед смешением;  $H_{\text{г.отб}}$ ,  $(Vc)_{\text{г.отб}}$  – энтальпия и суммарная теплоемкость газов за местом отбора.

На последующих участках тракта до места отбора температура газов вычисляется с использованием суммарной теплоемкости  $(Vc)_{\text{г.рц}}$ , где  $(Vc)_{\text{г}}$  и  $(Vc)_{\text{г.отб}}$  принимаются по температуре в рассчитываемом сечении газохода. При отборе газов из нижней части топки для сушки топлива и возврате их в нее объемы и энтальпии рассчитываются без учета рециркуляции.

## 2.2. Тепловой баланс парогенератора

Эффективность использования топлива в паровом котле определяется следующими основными факторами: полнотой сгорания топлива в топочной камере, глубиной охлаждения продуктов сгорания при прохождении

поверхностей нагрева и снижением сопутствующих процессу горения потерь теплоты в окружающую среду.

Большая часть теплоты, вносимой в котельный агрегат, воспринимается поверхностями нагрева и передается рабочему телу. За счет этой теплоты производится подогрев воды до температуры кипения, ее испарение и перегрев пара. Это и есть полезно используемая теплота.

Остальная теплота, составляющая в мощных паровых котлах примерно 8–12%, не используется для получения перегретого пара. Это происходит из-за различного рода потерь теплоты, сопутствующих работе парового котла.

Распределение вносимой в котельный агрегат теплоты на полезно используемую и отдельные потери производится путем составления теплового баланса. В общем виде уравнение теплового баланса парового котла при установившемся режиме записывается следующим образом:

$$Q_p + Q_{в.вн} + Q_{\phi} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6, \text{ кДж/кг (кДж/м}^3\text{)}, \quad (2.48)$$

$$Q_p = Q_i^r + H_{\text{тл}} + (1-k)Q_{\text{крб}}, \text{ кДж/кг}, \quad (2.49)$$

$$Q_p = Q_i^d + H_{\text{тл}}, \text{ кДж/м}^3. \quad (2.50)$$

где  $Q_p$  – располагаемая теплота 1 кг твердого (жидкого) или 1 м<sup>3</sup> газообразного топлива, определяется соответственно по формулам;  $Q_i^r$ ,  $Q_i^d$  – низшая теплота сгорания рабочей массы твердого (жидкого) и сухой массы газообразного топлив, кДж/кг (кДж/м<sup>3</sup>);  $Q_{в.вн}$  – теплота, внесенная в топку воздухом, при его подогреве вне котла: паром из отборов, отработанным теплом и т.п.;  $Q_{\phi}$  – теплота, вносимая в топку с паром, используемым для распыла мазута, кДж/кг;  $Q_1$  – полезно используемая теплота, кДж/кг (кДж/м<sup>3</sup>);  $Q_2$  – потеря теплоты с уходящими газами, кДж/кг (кДж/м<sup>3</sup>);  $Q_3$  – потеря теплоты от химической неполноты сгорания топлива, кДж/кг (кДж/м<sup>3</sup>);  $Q_4$  – потеря теплоты от механической неполноты сгорания топлива, кДж/кг (кДж/м<sup>3</sup>);  $Q_5$  – потеря теплоты от наружного охлаждения парового котла, кДж/кг (кДж/м<sup>3</sup>);  $Q_6$  – потеря с физической теплотой шлаков, кДж/кг (кДж/м<sup>3</sup>).

Физическая теплота топлива:

$$H_{\text{тл}} = c_{\text{тл}} t_{\text{тл}}, \text{ кДж/кг (кДж/м}^3\text{)}. \quad (2.51)$$

В отсутствие постороннего подогрева  $t_{\text{тл}} = 0$  для всех видов твердых топлив, кроме бурых углей и торфа ( $t_{\text{тл}} = 20$  °С);  $c_{\text{тл}}$  – теплоемкость топлива, кДж/(кг\*К).

Физическая теплота топлива учитывается также при сушке по разомкнутому циклу. При замкнутой схеме пылеприготовления теплота подогрева и подсушки топлива в мельничной системе в балансе не принимается в расчет.

Теплоемкость рабочей массы твердого топлива определяется по формуле:

$$c'_{\text{ТЛ}} = 4,19 \frac{W_1^r}{100} + c_{\text{ТЛ}}^d \frac{100 - W_1^r}{100}, \text{ кДж/(кг*К)}. \quad (2.52)$$

Теплоемкость сухой массы топлива  $c_{\text{ТЛ}}^d$  принимается по табл. 2.2:

Таблица 2.2

Топливо	Температура, °С				
	0	100	200	300	400
	Теплоемкость сухой массы топлива, кДж/(кг*К)				
Антрациты и тощий уголь	0,92	0,96	1,05	1,13	1,17
Каменный уголь	0,96	1,09	1,26	1,42	–
Бурый уголь	1,09	1,26	1,47	–	–
Сланцы	1,05	1,13	1,30	–	–
Фрезерный торф	1,30	1,51	1,80	–	–

Теплоемкость мазута при температуре  $t$  определяется:

При  $t < 100^\circ\text{C}$   $c_{\text{ТЛ}} = 1,89 + 0,0053t$ , кДж/(кг·К);

При  $t = 100 - 150^\circ\text{C}$   $c_{\text{ТЛ}} = 1,30 + 0,0112t$ , кДж/(кг·К).

Теплоемкость газообразного топлива, отнесенная к  $1 \text{ м}^3$  сухого газа:

$$c_{\text{ТЛ}}^r = 0,01(c_{\text{H}_2} \text{H}_2 + c_{\text{CO}} \text{CO} + c_{\text{CH}_4} \text{CH}_4 + c_{\text{CO}_2} \text{CO}_2 + \dots) + 0,0012c_{\text{H}_2\text{O}} d_{\text{ТЛ}}^r, \text{ кДж/(м}^3\text{*К)}. \quad (2.53)$$

Теплота, затраченная на разложение карбонатов при сжигании сланцев:

$$Q_{\text{крб}} = 40k(\text{CO}_2)_{\text{крб}}^r, \text{ кДж/кг}. \quad (2.54)$$

Теплота, внесенная в топку воздухом при его внешнем подогреве в калориферах:

$$Q_{\text{в.вн}} = (\beta' - \beta'_{\text{изб}})(H'_{0\text{вп}} - H_{0\text{x.в}}), \text{ кДж/кг(кДж/м}^3\text{)}, \quad (2.55)$$

где  $\beta'$  – отношение количества воздуха на входе в воздухоподогреватель к теоретически необходимому;  $\beta'_{\text{изб}}$  – отношение количества избыточного воздуха, отдаваемого «на сторону», к теоретически необходимому.

Теплота, внесенная в топку паровым дутьем (распыл мазута паровыми форсунками):

$$Q_{\text{ф}} = G_{\text{ф}}(h_{\text{ф}} - 2400), \text{ кДж/кг}, \quad (2.56)$$

где  $G_{\text{ф}} = 0,3 - 0,35$  кг/кг – расход пара в кг на 1 кг мазута;  $h_{\text{ф}}$  – энтальпия пара, подаваемого в форсунку, кДж/кг.

Уравнение теплового баланса может быть выражено в процентах по отношению к величине располагаемой теплоты:

$$q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6 = 100\%, \quad (2.57)$$

где  $q_2 = \frac{Q_2}{Q_p} * 100\%$  и т.д.

Отношение полезно использованной теплоты к располагаемой – есть коэффициент полезного действия (брутто) котла (по прямому балансу):

$$\eta_k = q_1 = \frac{Q_1}{Q_p} \cdot 100\%. \quad (2.58)$$

Коэффициент полезного действия котла может быть рассчитан и по обратному балансу:

$$\eta_k = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6), \%. \quad (2.59)$$

Коэффициент КПД показывает, насколько полно используется располагаемая теплота в котельном агрегате. Для современных мощных котлов величина КПД находится в пределах 88–94%, для котлов малой мощности – обычно ниже.

Затраты энергии на собственные нужды котла (на питательные насосы, дутьевые вентиляторы, дымососы, размол топлива, обдувку поверхностей нагрева и т.д.) и потери теплоты с продувкой котла КПД котла  $\eta_k$  не учитывает. Поэтому значение  $\eta_k$  называют КПД брутто котла.

Коэффициент полезного действия котла с учетом расхода электроэнергии и теплоты на собственные нужды называют КПД нетто:

$$\eta_{л}^H = \eta_k - q_{с.н}, \%. \quad (2.60)$$

где  $q_{с.н}$  – суммарный расход энергии на собственные нужды, %.

Определение коэффициента полезного действия брутто по прямому балансу требует непосредственного измерения всех величин, характеризующих подводимую располагаемую теплоту  $Q_p$  и полезно используемую в котельном агрегате теплоту  $Q_1$ .

Определение КПД парового котла методом обратного баланса, т.е. через установленные суммы значений его тепловых потерь, может быть выполнено с большей точностью, чем по прямому балансу, так как сумма потерь составляет примерно 1/10 часть  $Q_p$  и каждая из них определяется достаточно надежно. Этот метод является единственным при оценке тепловой экономичности проектируемого парового котла.

Теплота сгорания топлива – основная составляющая располагаемой теплоты  $Q_p$ . В СНГ и других странах Европы (кроме Англии) все расчеты по тепловому балансу принято производить по низшей теплоте сгорания рабочей массы топлива  $Q_i^r$ . В США и Англии расчеты ведутся по высшей теплоте сгорания топлива  $Q_s^r$ . Это объясняется тем, что в названных странах сжигаются преимущественно высококалорийные и маловлажные топлива, характеризующиеся небольшим превышением высшей теплоты сгорания над низшей, а в СНГ, как и в большинстве других стран Европы, используется

очень большая гамма топлив: от антрацита с влажностью  $W_i^r = 4-5\%$  до бурых углей с влажностью  $W_i^r = 45-50\%$ .

Для анализа эффективности работы котлов, работающих на топливах такого широкого диапазона по влажности, значительно удобнее производить все расчеты без учета теплоты парообразования водяных паров, которая в котлах не используется, т.е. по низшей теплоте сгорания топлива. При сравнении величины КПД и потерь теплоты отечественных котлов с аналогичными данными, публикуемыми в технической литературе США и Англии, необходимо пользоваться пересчетным коэффициентом, равным отношению располагаемой теплоты, подсчитанной по низшей теплоте сгорания, к располагаемой теплоте, подсчитанной по высшей теплоте сгорания.

С некоторым приближением его можно заменить отношением теплоты сгорания.

Полезно использованная теплота в котле в общем случае может быть подсчитана по следующей формуле:

$$Q_1 = D(h_{п.п} - h_{п.в}) + D_{пр}(h'_s - h_{п.в}) + \sum D_{п.п}(h''_{п.п} - h'_{п.п}) + \sum D_{в.пр}^{п.п}(h''_{п.п} - h_{в.пр}^{п.п}),$$

кВт, (2.61)

где  $D$ ,  $D_{п.п}$ ,  $D_{пр}$ ,  $D_{в.пр}^{п.п}$  – соответственно расходы перегретого пара, пара на входе в тракты промежуточного перегрева, воды на продувку (при  $D_{пр} < 0,02D$  теплоту продувочной воды можно не учитывать), вспысков в промежуточные пароперегреватели с энтальпией  $h_{в.пр}^{п.п}$ ,  $h_{п.п}$ ,  $h_{п.в}$ ,  $h'_s$ ,  $h''_{п.п}$ ,  $h'_{п.п}$  – энтальпии перегретого пара, питательной воды, воды на линии насыщения при давлении в барабане, пара на выходе и входе трактов промежуточного перегрева, кДж/кг.

Расход топлива на котел определяется по формуле:

$$B = \frac{Q_1}{\frac{Q_{p\eta_k}}{100} + Q_{в.вн} + Q_{\phi}}, \text{ кг/с (м}^3\text{/с)},$$

(2.62)

где  $Q_{в.вн}$  – теплота, внесенная в топку воздухом при его внешнем подогреве в калориферах, кДж/кг (кДж/м<sup>3</sup>);  $Q_{\phi}$  – теплота, внесенная в топку паровым дутьем (распыл мазута паровыми форсунками), кДж/кг.

Вследствие механической неполноты сгорания не все топливо, поступающее в топку, полностью сгорает. Поэтому суммарный объем газов, получающийся при сгорании часового расхода топлива, будет несколько меньше. Так как расчет объемов и энтальпий продуктов сгорания производится на 1 кг рабочего топлива, то для учета механического недожога условно полагают, что в топку поступает несколько меньшее количество

топлива, т.е. тепловой расчет котла производят по расчетному часовому расходу топлива, равному:

$$B_p = B \frac{100 - q_4}{100}, \text{ кг/с (м}^3/\text{с)}. \quad (2.63)$$

В дальнейшем во все формулы для определения объемов и количества теплоты подставляется величина  $B_p$ . Расчет тяги и дутья тоже ведется по расчетному расходу топлива  $B_p$ .

## Раздел III. Подготовка топлива к сжиганию

### 3.1 Классификация топочных устройств

Сжигание топлива в котлах и в различных технологических аппаратах осуществляется в топочных устройствах (топках).

По назначению все топки можно разделить на *тепловые, силовые и технологические*.

**Тепловые топки** предназначены для преобразования химической энергии топлив в физическую теплоту высокотемпературных газов для последующей передачи теплоты этих газов через поверхности нагрева нагреваемой среде (воде, пару).

**Силовые топки** служат для получения продуктов сгорания не только с высокой температурой, но и с повышенным давлением. Эти продукты сгорания используются непосредственно для силовых целей в газовых турбинах и т.д.

В **технологических топках** сжигание топлива или протекание экзотермических реакций по переработке сырья совмещаются с использованием в элементах котла выделяющейся при этом теплоты.

Тепловые топки подразделяются на слоевые для сжигания кускового топлива и камерные – для сжигания газообразного и жидкого топлива, твердого топлива в пылевидном состоянии, а также для сжигания смеси топлив.

Слоевые и камерные топки, в свою очередь, классифицируются по ряду других признаков.

При сжигании твердых органических топлив наиболее важным является признак аэродинамического характера организации сжигания потому, что им определяется подвод окислителя к реагирующей поверхности, что в наибольшей мере влияет на удельную производительность и экономичность топочного процесса.

## **Классификация слоевых топок**

Слоевые топки предназначены для сжигания твердого кускового топлива. Они просты в эксплуатации, пригодны для различных сортов топлива, не требуют больших объемов топки, могут работать при значительных колебаниях тепловой нагрузки, отличаются относительно небольшим расходом энергии на собственные нужды и, главное, не требуют дорогих пылеприготовительных устройств.

Для сжигания твердого топлива в плотном слое применяют разнообразные топочные устройства, различающиеся как теплотехническими характеристиками (способами подвода топлива и воздуха, организацией смесеобразования, тепловой подготовкой), так и конструктивным исполнением. Обслуживание топки, в которой топливо сжигается в слое, сводится к следующим основным операциям: подача топлива в топку; шурование слоя, т.е. перемещение кусочков топлива относительно друг друга и колосниковой решетки, на которой топливо сжигается, для улучшения условий подвода окислителя и удаления из топки шлака.

В зависимости от степени механизации указанных операций топочные устройства можно разделить на немеханизированные (все три операции выполняются вручную); полумеханические (механизированы одна или две операции); механические (механизированы все три операции).

По режиму подачи топлива в плотный слой различают топочные устройства с периодической и непрерывной загрузкой топлива.

По организации тепловой подготовки и воспламенения топлива в слое различают топки с нижним, верхним и смешанным воспламенением.

### **Характеристики процесса горения твердого топлива в плотном слое**

Структура горящего слоя твердого топлива, неподвижно лежащего на колосниковой решетке, при верхней загрузке топлива приведена на рис. 3.1, а. В верхней части слоя после загрузки находится свежее топливо, ниже располагается горящий кокс, а непосредственно над решеткой – шлак. По мере движения при горении топливо и продукты его горения постепенно проходят все зоны. После загрузки на слой горящего кокса свежей порции топлива она постепенно нагревается, при этом происходит испарение влаги, выделение летучих веществ. На рис. 3.1, б показано примерное распределение температуры по высоте слоя. Область наиболее высокой температуры

соответствует зоне горения кокса, т.е. здесь и выделяется основное количество теплоты.

Образующийся при горении топлива шлак в виде жидких капель стекает с раскаленных кусочков кокса навстречу потоку воздуха. Оказавшись в слоях более низких температур, шлак охлаждается и колосниковой решетки он достигает уже в твердом состоянии. Его периодически удаляют с решетки, хотя он служит защитой от перегрева и, кроме того, служит источником теплоты для подогрева воздуха, способствует распределению воздуха по слою.

Воздух, поступающий в слой топлива через решетку, называют первичным. Если первичного воздуха не хватает для полного сгорания топлива и над слоем имеются продукты неполного сгорания, то организуют дополнительную подачу воздуха в надслойное пространство. Такой воздух называют вторичным.

При верхней загрузке топлива на решетку осуществляются нижнее воспламенение топлива и встречное движение газозвдушного и топливного потоков. Этим достигаются эффективное зажигание топлива и благоприятные условия его горения.

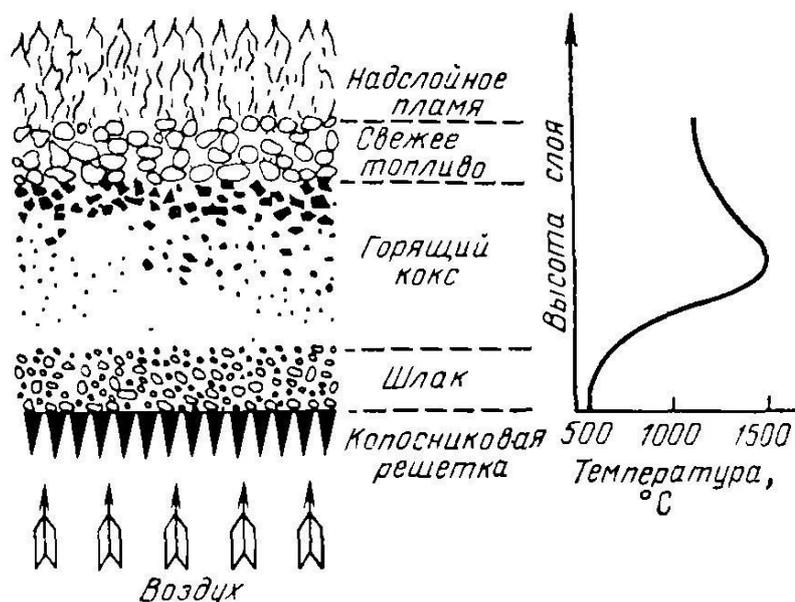


Рисунок 3.1 - Структура (а) горящего слоя твердого топлива и график (б) распределения температуры  $T$  по его высоте  $h$

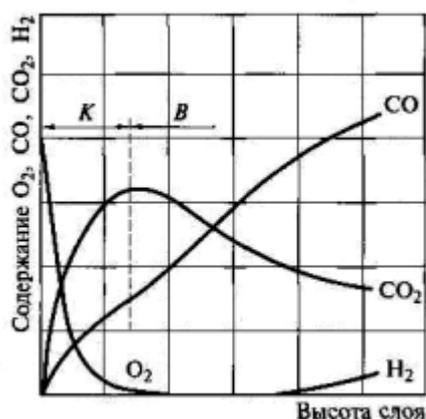


Рисунок 3.2 - Газообразование в слое горящего топлива:

К – кислородная зона; В – восстановительная зона; O<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub> – кривые изменения содержания кислорода и продуктов горения топлива в слое.

Первичные химические реакции между топливом и окислителем O<sub>2</sub> происходят в зоне раскаленного кокса. Характер газообразования в слое горящего топлива показан на рис. 3.2. У основания слоя, в кислородной зоне К, в которой происходит интенсивное расходование кислорода, одновременно образуются CO<sub>2</sub> и CO. К концу кислородной зоны содержание O<sub>2</sub> снижается до 1...2 %, а концентрация CO<sub>2</sub> достигает своего максимума. Температура слоя в кислородной зоне резко возрастает, имея максимум там, где устанавливается наибольшая концентрация CO<sub>2</sub>.

В восстановительной зоне В кислород практически отсутствует. В этой зоне происходит восстановление CO<sub>2</sub> на раскаленном углероде по реакции



По высоте восстановительной зоны содержание CO<sub>2</sub> в газе уменьшается, тогда как содержание CO соответственно увеличивается.

Толщины кислородной и восстановительной зон зависят, в основном, от типа и размеров кусков горящего топлива и температурного режима. С увеличением крупности топлива толщины зон увеличиваются. Установлено, что толщина кислородной зоны составляет примерно 3-4 диаметра горящих частиц. Восстановительная зона толще кислородной в 4-6 раз.

### Топки для сжигания твердого топлива в слое

Слоевые топki с неподвижной колосниковой решеткой и неподвижным слоем топлива. Топки слоевого сжигания с неподвижным слоем на неподвижной колосниковой решетке (рис. 3.3) применяются в котлах малой мощности, как правило, с ручным обслуживанием и периодической загрузкой

топлива. Они содержат решетку из чугунных колосников 2, опирающихся на балки 4, заделанные в ее кирпичные стены 3. Под решетку подают специальным воздухопроводом 6 (с помощью вентилятора или за счет естественной тяги) воздух, используемый для горения топлива. В колосниках имеются отверстия круглого или щелевидного сечения, расширяющиеся вниз, чтобы исключить застревание в них шлака, проваливающегося в бункер 5. Свежие порции топлива забрасывают равномерным слоем на решетку через загрузочное окно 1, закрываемое дверцей.

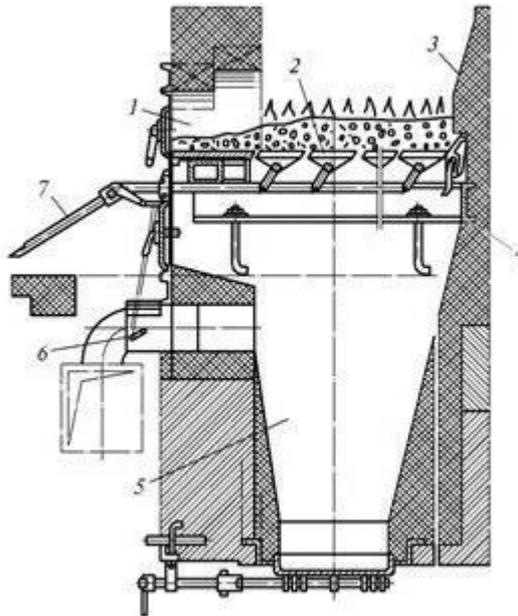


Рисунок 3.3 - Топка с колосниковой решеткой с ручным обслуживанием:

1 – загрузочное окно; 2 – колосник; 3 – стена топки; 4 – опорная балка; 5 – бункер; 6 – воздухопровод; 7 – привод решетки

Обслуживание ручных слоевых топок связано со значительными интенсивными затратами тяжелого физического труда. Частичная механизация ручной топки может быть достигнута установкой поворотных или качающихся колосников (рис. 3.4). Этим облегчается одна их наиболее трудоемких печных операций – очистка решетки от шлака.

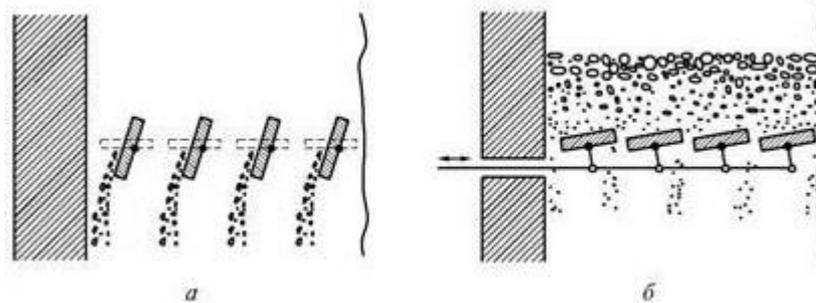


Рисунок. 3.4 - Схема действия поворотных (а) и качающихся (б) колосников

При установке поворотных колосников колосниковая решетка составляется из 3-4 отдельных секций, каждая из которых состоит из поворотных колосников, закрепленных на общем валу. Для очистки топки от шлака секции поочередно включаются на выжиг топлива, после чего поворотом колосников шлак со всей секции сбрасывается в шлаковый бункер, установленный под решеткой.

В отличие от поворотных колосников, где с решетки после выжига удаляется весь шлак, при работе с качающимися колосниками при периодическом их покачивании достигаются разрыхление шлака и удаление лишь низлежащего наиболее выгоревшего слоя. Процесс горения слоя топлива, находящегося выше, при этом не нарушается.

Полную очистку топки от шлака при наличии качающихся колосников проводят через 1...3 суток, а не 1-2 раза в смену, как это имеет место при неподвижных колосниках. Для поворотных и качающихся колосников применяют как ручной, так и механизированный приводы.

Облегчение труда машиниста, а также улучшение условий работы слоя достигаются механизацией загрузки топлива на решетку с применением различных забрасывателей. В этом случае перед фронтом топки устанавливают бункер, из которого топливо поступает к забрасывателю, который подает его на слой. Используемые на практике забрасыватели топлива подразделяют на механические, пневматические и пневмомеханические. Схемы забрасывателей показаны на рис. 3.5. Обычно по ширине топки устанавливают несколько забрасывателей топлива.

При использовании механического забрасывателя (рис. 3.5, а) подача топлива на решетку осуществляется непрерывно вращающимся со скоростью 550...800 мин<sup>-1</sup> лопастным метателем 2, к которому топливо поступает с помощью дозирующего устройства 1.

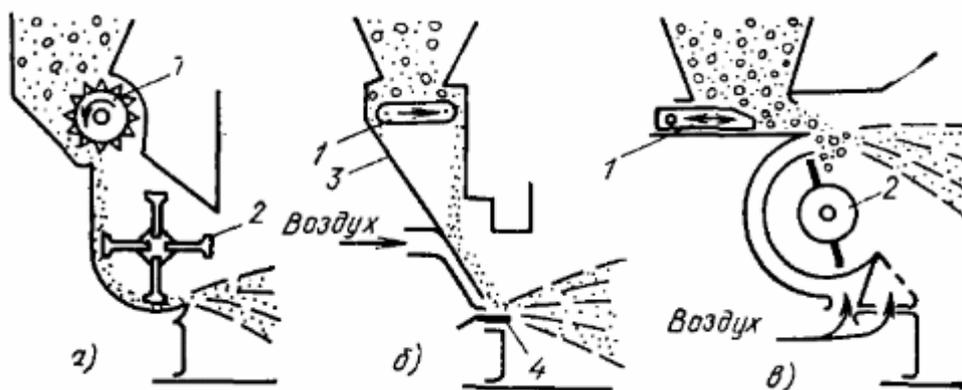


Рисунок 3.5 - Забрасыватели топлива:

а – механический; б – пневматический; в – пневмомеханический: 1 – дозирующее устройство; 2 – метатель; 3 – разгонная плита; 4 – распределительная плита

В пневматическом забрасывателе (рис. 3.5, б) топливо с разгонной плиты 3 сдувается на решетку воздухом, потоки которого устремляются из сопел круглой или щелевидной формы.

Расход воздуха составляет 0,2...0,25 м<sup>3</sup> /кг топлива, скорость истечения воздуха – 30...80 м/с. В паровых пневматических забрасывателях используют пар, выходящий из сопел со скоростью около 400 м/с.

Забрасыватели дают неравномерное по фракционному составу распределение топлива по длине решетки, что нежелательно. Механические забрасыватели подают более крупные куски топлива на заднюю часть решетки, а мелкие – на переднюю. Пневматические (паровые) забрасыватели, наоборот, загружают более крупные куски топлива ближе к фронту топки, а более мелкие куски – в заднюю часть топки.

По принципу действия пневмомеханический забрасыватель (рис. 3.5, в) сочетает в себе механическое и пневматическое воздействие на кусочки топлива, в результате чего достигается более равномерное распределение топлива разных фракций по длине решетки.

### **Топки с неподвижной колосниковой решеткой и перемещающимся слоем топлива**

Для сжигания твердого кускового топлива используют топки с неподвижными наклонными решетками с перемещающимся слоем топлива (рис. 3.6, а). Топливо из бункера 1 сползает или подается дозатором в вертикальную шахту 9 и далее – на наклонно установленные колосниковые решетки 8. Для горения под решетки вводятся по каналам 7 воздух, который пронизывает слой лежащего топлива.

По мере выгорания топливо перемещается на подпирющие (горизонтальные или слабонаклонные) дожигательные решетки 6, под которыми располагается золовый бункер 5. Для дожигания топлива в объеме топки 4 на ее стенах 2 предусмотрены сопла 3 для подачи вторичного воздуха. На рис. 3.6, б приведена топка скоростного горения с вертикально перемещающимся зажатым слоем топлива, предназначенная для сжигания древесных отходов. Вертикальную шахту 9 образуют фронтальная кирпичная стена и зажимающая стена 11 с отверстиями, отделяющая топливо от топочной камеры 4. Окна 10 в верхней части до шахты обеспечивают

проникновение в слой движущегося топлива топочных газов, интенсифицирующих протекание начальных фаз горения (нагрева топлива и выделения летучих). Подаваемый по воздушным каналам 7 воздух проходит через вертикальный слой топлива в сторону зажимающей стены и участвует в горении летучих и частично кокса. Продукты горения выводятся через отверстия в зажимающей стене. Часть воздуха подается на наклонную дожигательную решетку 6 и в объем топки через сопла 13.

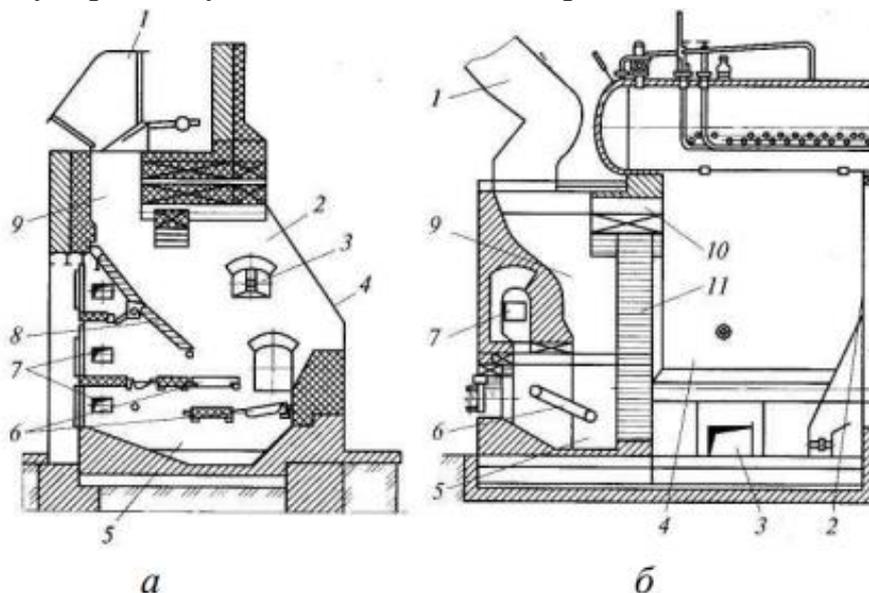


Рисунок 3.6 - Топки с неподвижными наклонными решетками с перемещающимся (а) и зажатым (б) слоями топлива:

1 – угольный бункер; 2 – стена топки; 3 – воздушное сопло; 4 – топочная камера (топка); 5 – золовый бункер; 6 – дожигательная решетка; 7 – воздушные каналы; 8 – колосниковая решетка; 9 – шахта; 10 – окно; 11 – зажимающая стена шахты.

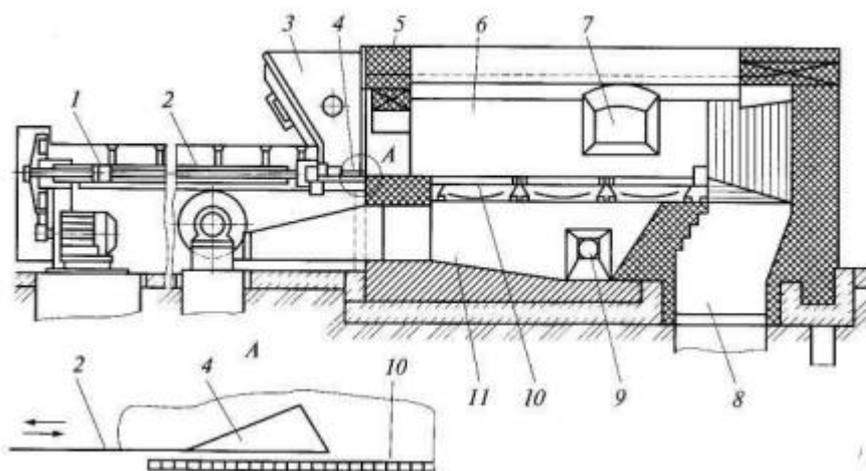


Рисунок 3.7 - Топка с шурующей планкой:

1 – привод планки; 2 – штанга; 3 – бункер топлива; 4 – шурующая планка; 5 – стена топки; 6 – топка; 7 – рабочее окно; 8 – шлаковый бункер; 9 – воздушный короб; 10 – колосниковая решетка; 11 – подина.

Принцип слоевого сжигания в периодически перемешиваемом и перемещаемом слое реализуется в топках с шурующей планкой (рис. 3.7), в которой механизированы все три операции: подачи топлива в топку, шуровки слоя и удаления шлака. Топливо из бункера 3 поступает на горизонтальную неподвижную колосниковую решетку 10 с помощью шурующей планки 4, связанной штангой 2 с приводом 1.

Специфическая форма планки 4 с более крутым подъемом в сторону топки и пологая в обратном направлении позволяет осуществлять переталкивание свежих порций топлива к противоположной стене топки 6 по колосниковой решетке 10 с подпорным уступом перед шлаковым бункером 8. Частичное перемещение раскаленного топлива в сторону свежего при обратном ходе планки способствует более раннему его зажиганию. Периодическое перемещение и перемешивание топлива при движении шурующей планки благоприятствует более равномерному его распределению по решетке, интенсификации горения, разрушению образующейся на колосниках шлаковой корки и более равномерному распределению воздуха, поступающего под полотно решетки из коробов 9. При шуровке наиболее мелкая зола может просыпаться через колосниковую решетку на подину 11, с которой она периодически удаляется.

### Топки с движущейся колосниковой решеткой

В механизированных топках с движущимися колосниковыми решетками горение происходит в плотном слое топлива, неподвижном относительно движущейся решетки. Свежие порции топлива либо подаются непосредственно на поступающую в топку часть полотна, либо разбрасываются сверху по полотну решетки с помощью специальных разбрасывателей.

В настоящее время применяются механические топки (рис. 3.8) с колосниковыми решетками прямого и обратного хода. В топке с решеткой прямого хода полотно с топливом перемещается от фронта топки к задней стенке (рис. 3.8, а), а в топке с решеткой обратного хода – от задней стенки к фронту (рис. 3.8, б).

В механических топках с цепными решетками полотно решетки 3 состоит из отдельных колосников, укрепленных на шарнирных цепях, надетых на две пары звездочек 6. Ведущая пара приводится во вращение электродвигателем через редуктор. Скорость движения решетки можно изменять от 1 до 18 м/ч.

Топливо из загрузочного ящика 1 поступает на движущуюся решетку. Желаемую толщину слоя топлива устанавливают шибером 2, который может перемещаться по вертикали. Необходимый для горения воздух подводится под решетку (между полотнами) и поступает в слой через зазоры в колосниках. По мере продвижения решетки топливо выгорает. Образующийся шлак сбрасывается с решетки шлакоснимателем 4 в шлаковый бункер 5.

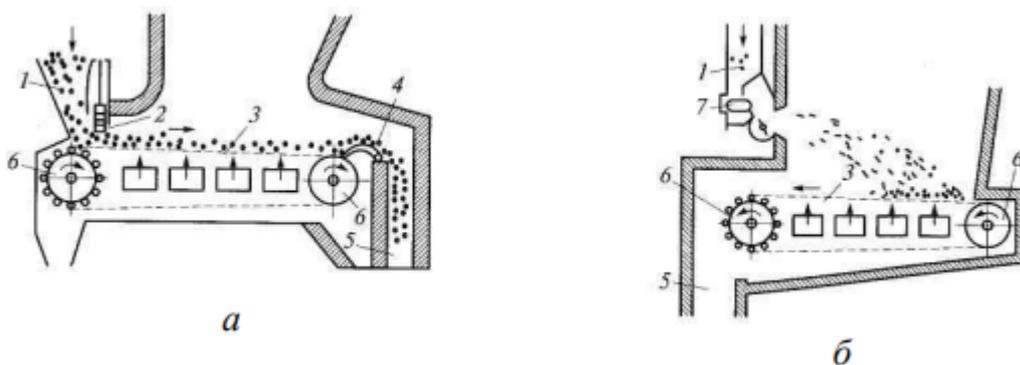


Рисунок 3.8 - Механические топки с колосниковыми решетками:

- а – прямого хода; б – обратного хода; 1 – загрузочный ящик; 2 – шибер; 3 – полотно решетки; 4 – шлакосниматель; 5 – шлаковый бункер; 6 – звездочки; 7 – пневмомеханический забрасыватель топлива.

Чешуйчатая цепная решетка (рис. 3.9) состоит из полотна 1, набранного из наклонно расположенных беспровальных колосников. Кусочки провала (несгоревшие кусочки топлива) собираются в карманах 6 нижней части колосников. При ходе полотна вниз колосники опрокидываются и уловленный провал сбрасывается в бункер. Воздух проходит в слой через узкие щели в местах прилегания колосников одного к другому.

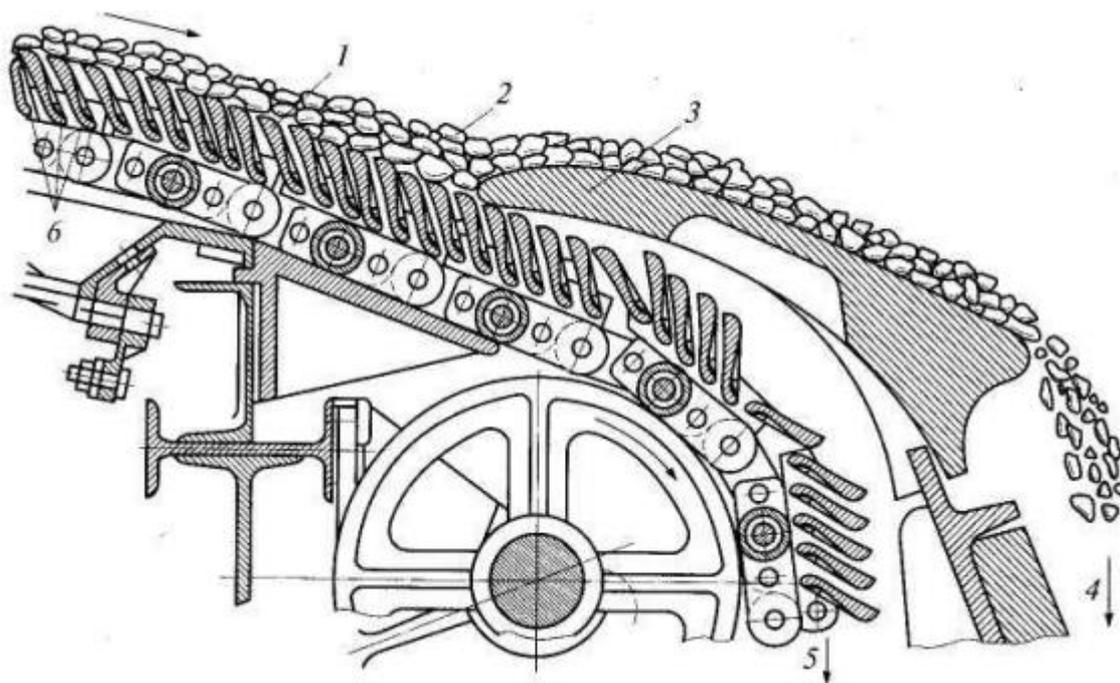


Рисунок 3.9 - Чешуйчатые беспровальные колосники и шлакосниматель:

1 – полотно решетки; 2 – шлак; 3 – шлакосниматели; 4 – сброс шлака в шлаковый бункер; 5 – сброс провала; 6 – карманы для сбора провала

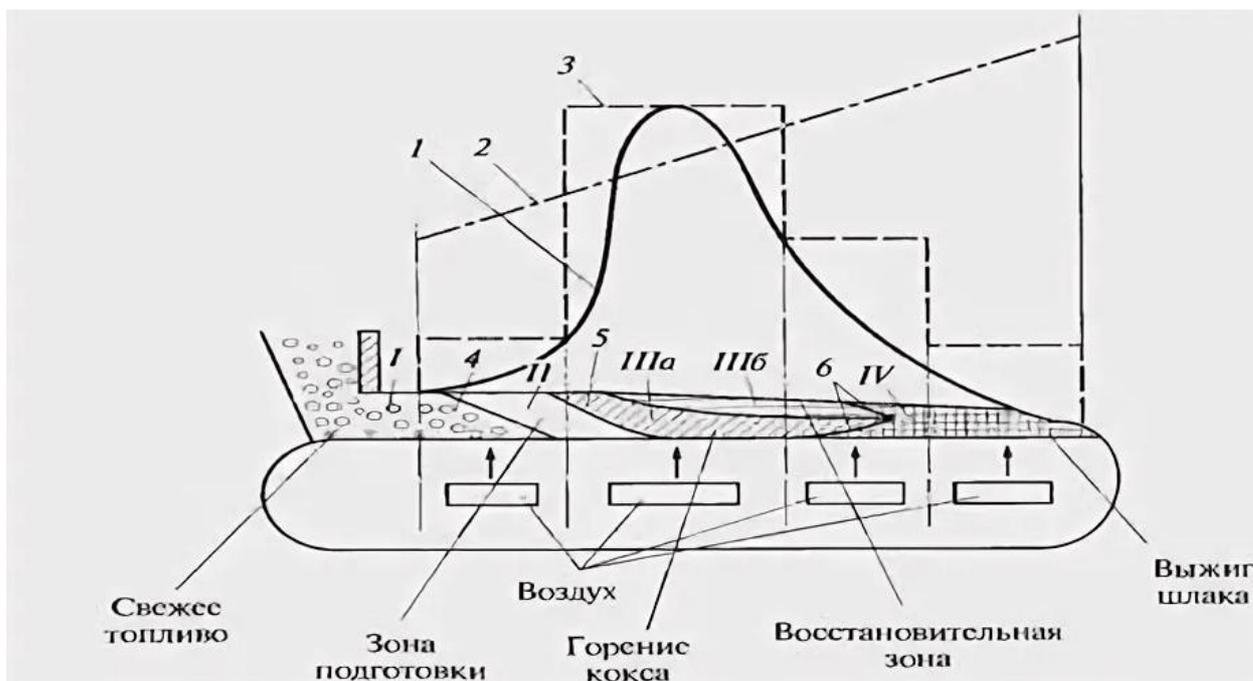


Рисунок 3.10 - Схема организации процесса горения на решетке прямого хода и графики распределения расхода воздуха по ее длине:

1 – потребный для горения расход воздуха; 2 – распределение воздуха по длине решетки без регулирования; 3 – расход воздуха при регулируемой его подаче; 4, 5 – границы, соответственно, начала и завершения выделения летучих; 6 – граница завершения горения топлива; I – зона сушки; II – зона выделения летучих; III а – окислительная зона горения кокса; III б – то же, восстановительная; IV – зона шлака.

В топках с решетками обратного хода (см. рис. 3.8, б) применяют цепные решетки типа ТЧЗ (чешуйчатые с забрасывателем топлива), а также ТЛЗМ (ленчатые моноблочные с забрасывателем топлива).

Топливо поступает на решетку прямого хода на относительно холодные колосники. Прогрев его происходит в основном за счет теплоты излучения надслойно горящих газов, разогретой обмуровки топки и лишь частично от впереди расположенного на решетке горящего топлива. Таким образом, в топках прямого хода имеется и верхнее зажигание, при котором первоначально прогреваются и начинают гореть верхние слои топлива, а затем происходит разогрев и горение нижерасположенных слоев, переместившихся за время задержки горения на некоторое расстояние. Поэтому границы отдельных зон на начальном участке расположены в виде наклонных плоскостей: 4 – граница начала зоны II выделения летучих и 5 – граница конца выделения летучих и начала зоны III горения кокса.

По мере выгорания топлива (кокса) расход воздуха начинает превышать количество воздуха, потребное для горения, температура в слое устанавливается достаточно высокая и процесс горения начинает распространяться из середины слоя как вниз (окислительная зона III а), так и вверх (восстановительная зона III б). Кривая б – граница зоны завершения горения основной массы топлива, далее находится зона IV шлака с небольшим количеством несгоревшего топлива.

При горении топлива потребность в воздухе по длине меняется (см. кривую 1): в процессе сушки в зоне I и в конце зоны IV она минимальна, а в зонах выделения летучих и горения кокса (II, III а, III б) наибольшая.

При общем подводе воздуха под решетку, вследствие уменьшения сопротивления слоя топлива на решетке его расход по мере выгорания топлива возрастал бы в соответствии с кривой 2 на рис. 3.6.10, т.е. использовался бы неэффективно. Поэтому для сжигания топлива воздух под решетку подают позонно, через секции, что позволяет контролировать соответствие его расхода степени развития процесса горения по кривой 3.

Топка с цепной решеткой обратного хода (см. рис. 3.8, б) оснащена пневмомеханическими забрасывателями 7, установленными перед фронтальной стеной и разбрасывающими топливо по полотну 1 решетки. Для горения топлива подается воздух, распределяемый по длине решетки в соответствии с интенсивностью горения топлива в отдельных зонах. Так как новые порции топлива подаются на слой уже горящего топлива, они поджигаются как снизу (нижнее зажигание), так и сверху (верхнее зажигание). Интенсивность горения топлива в этих топках выше, чем в топках с прямым ходом решетки.

Газы, выходящие из горящего на цепной решетке слоя топлива, наряду с продуктами полного сгорания содержат горючие составляющие и кислород. Для снижения потерь теплоты от химической неполноты сгорания необходимо горючие компоненты и кислород, имеющиеся в топке, хорошо перемешать для завершения горения.

Весьма эффективным способом интенсификации перемешивания газов в топке является применение «острого» дутья, т.е. вдувание воздуха в топочную камеру с большой (50...80 м/с) скоростью в виде относительно тонких струй. Расход воздуха на «острое» (вторичное) дутье составляет 5...10 % общего его расхода.

Для уменьшения потерь теплоты от механической неполноты сгорания необходимо всемерно интенсифицировать выжиг топлива на шлаковом участке решетки. Эффективными в этом отношении являются низко

расположенные в этой зоне горячие кирпичные своды. При налаженном процессе горение на решетке должно полностью заканчиваться примерно на расстоянии 0,3...0,5 м от места сброса шлака с решетки. В месте схода шлака устанавливают шлакосниматель, который несколько замедляет движение шлака, способствуя его выжигу, а также защищает решетку от оголения.

Чтобы избежать образования наростов шлака на боковых стенах топочной камеры, на уровне верхнего полотна цепной решетки с боковых ее сторон устанавливают водоохлаждаемые панели, представляющие собой коллекторы, включенные в систему циркуляции котла.

Применение горячего дутьевого воздуха способствует интенсификации горения топлива в слое. Предел подогрева воздуха лимитируется условиями работы решетки. Так, при сжигании на решетке антрацита – угольного топлива с малым выходом летучих, для которого тепловыделение происходит в основном в слое, – применяют подогрев воздуха до 150...170 °С. При сжигании топлив с высоким выходом летучих (бурые, каменные угли), для которых тепловыделение в значительной степени переносится в топочный объем, применяют воздух, подогретый до 200...250 °С.

### **Топки с кипящим слоем**

Эффективное сжигание твердого мелкозернистого (0...20 мм) топлива может быть достигнуто при использовании принципа кипящего слоя. При подаче воздуха под решетку плотный фильтруемый слой при определенных скоростях воздуха начинает расширяться, и при некотором дальнейшем увеличении скорости воздуха частицы приходят в движение.

Объем слоя в результате этого увеличивается в 1,2-1,8 раза в зависимости от интенсивности дутья и размера частиц топлива. Частицы топлива совершают возвратно-поступательное движение по высоте слоя, превращая слой топлива в подобие кипящей жидкости (рис. 3.11, а). По мере выгорания мелкие частицы выносятся в объем топки и там сгорают.

В кипящем слое в отличие от плотного слоя температура горения ниже (до 1000...1200 °С). Температуру кипящего слоя поддерживают на уровне, исключающем плавление золы, во избежание шлакования слоя. Это может быть достигнуто установкой в слое охлаждающих поверхностей, рециркуляцией дымовых газов. Кусочки топлива в кипящем слое интенсивно обдуваются воздухом, что способствует высокой скорости их сжигания.

На рис. 3.11, б показана схема топки с кипящим слоем, в которой топливо из бункера 4 подается в топку 3 на решетку 1. Под решетку

вентилятором 8 нагнетается воздух. Из бункера 5 в топливо добавляется размолотый доломит для связывания образующихся при сжигании оксидов серы. Крупные частицы топлива, уносимые из топки в газоход, улавливаются в высокотемпературном циклоне и возвращаются на дожигание в топку.

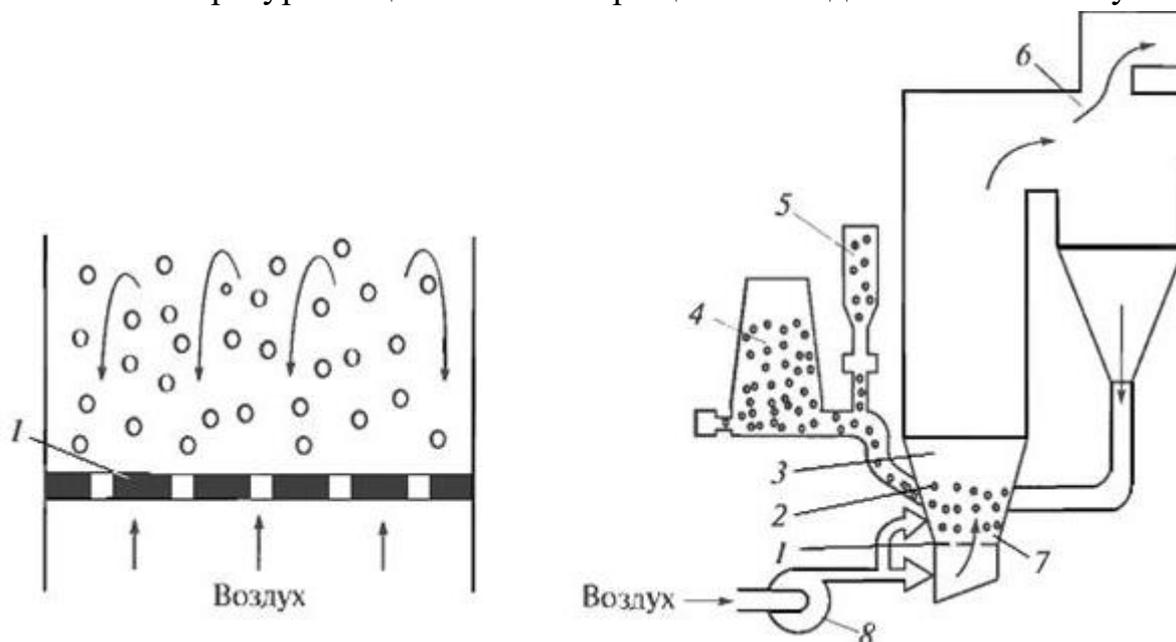


Рисунок 3.11 - Топки для сжигания топлива в кипящем слое:

а – схема сжигания топлива; б – конструкция с высокотемпературным циклоном; 1 – решетка; 2 – топливо; 3 – топка; 4 – бункер угля; 5 – бункер присадки; 6 – высокотемпературный циклон; 7 – погруженная поверхность нагрева; 8 – вентилятор.

Особый интерес к организации сжигания топлив в кипящем слое вызван следующим. Во-первых, для сжигания в кипящем слое пригодны различные твердые топлива, включая низкосортные, крупностью 0...20 мм. При этом значительно сокращаются расходы на топливоприготовление. Расположение погруженной поверхности нагрева 7 в кипящем слое, где коэффициент теплоотдачи составляет 200...300 Вт/(м<sup>2</sup> · К), обеспечивает существенное снижение металлоемкости установки. Работа с относительно низкотемпературным слоем приводит к значительному уменьшению загрязнения атмосферы, так как большая часть серы, содержащейся в топливе, остается в слое и удаляется вместе с золой. Благодаря более низкой температуре процесса отходящие из кипящего слоя газы практически не содержат токсичных оксидов азота.

## Камерные (факельные) топки

Камерные топки (рис. 3.12) применяют для сжигания твердого, жидкого и газообразного топлива. При этом твердое топливо должно быть предварительно размолото в тонкий порошок в специальных пылеприготовительных установках - углеразмельных мельницах, а жидкое топливо - распылено на очень мелкие капли в мазутных форсунках. Газообразное топливо не требует предварительной подготовки.

Факельный способ позволяет сжигать с высокой надежностью и экономичностью самые различные и низкосортные виды топлива. Твердые топлива в пылевидном состоянии сжигают под котлами паропроизводительностью от 35 т/ч и выше, а жидкое и газообразное под котлами любой паропроизводительности.

Камерные (факельные) топки представляют собой прямоугольные камеры призматической формы, выполняемые из огнеупорного кирпича или огнеупорного бетона. Стены топочной камеры изнутри покрывают системой кипяtilьных труб - топочными водяными экранами. Они представляют собой эффективную поверхность нагрева котла, воспринимающую большое количество тепла, излучаемого факелом, в то же время предохраняют кладку топочной камеры от износа и разрушения под действием высокой температуры факела и расплавленных шлаков.

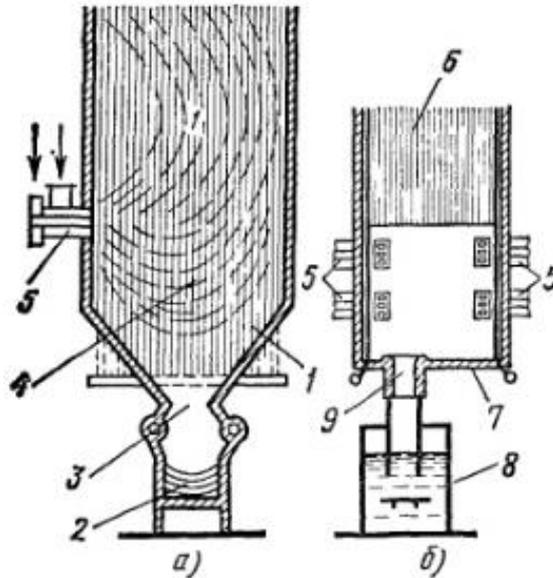


Рисунок. 3.12 - Схемы камерных (факельных) топков:

а - для пылевидного топлива с твердым; шлакоудалением, б - для пылевидного топлива с жидким шлакоудалением, 1 - шлаковая холодная воронка, 2 и 8 - шлакоприемные устройства и ванна, 3 - горловина, 4 и 6 - топки, 5 - горелка, 7 - под, 9 - летка

По способу удаления шлака факельные топки для пылевидного топлива разделяют на два класса: с твердым и жидким шлакоудалением.

Камера топки с твердым шлакоудалением (рис. 3.12, а) снизу имеет воронкообразную форму, называемую холодной воронкой 1. Капли шлака, выпадающие из факела, падают в эту воронку, затвердевают вследствие более низкой температуры в воронке, гранулируются в отдельные зерна и через горловину 3 попадают в шлакоприемное устройство 2. Камеру топки б с жидким шлакоудалением (рис. 3.12, б) выполняют с горизонтальным или слегка наклонным подом 7, который в нижней части топочных экранов имеет тепловую изоляцию для поддержания температуры, превышающей температуру плавления золы. Расплавленный шлак, выпавший из факела на под, остается в расплавленном состоянии и вытекает из топки через летку 9 в шлакоприемную ванну 8, наполненную водой, затвердевает и растрескивается на мелкие частицы. Топки с жидким шлакоудалением делят на однокамерные и двухкамерные.

В двухкамерных топка разделена на камеру горения топлива и камеру охлаждения продуктов горения. Камеру горения надежно покрывают тепловой изоляцией для создания максимальной температуры с целью надежного получения жидкого шлака.

Факельные топки для жидкого и газообразного топлива иногда выполняют с горизонтальным или слегка наклонным подом, который иногда не экранируют. Расположение горелок в топочной камере делают на передней и боковых стенках, а также по углам ее.

Способ сжигания топлива выбирается в зависимости от вида и рода топлива, а также паропроизводительности котельного агрегата.

### **Циклонные и вихревые топки**

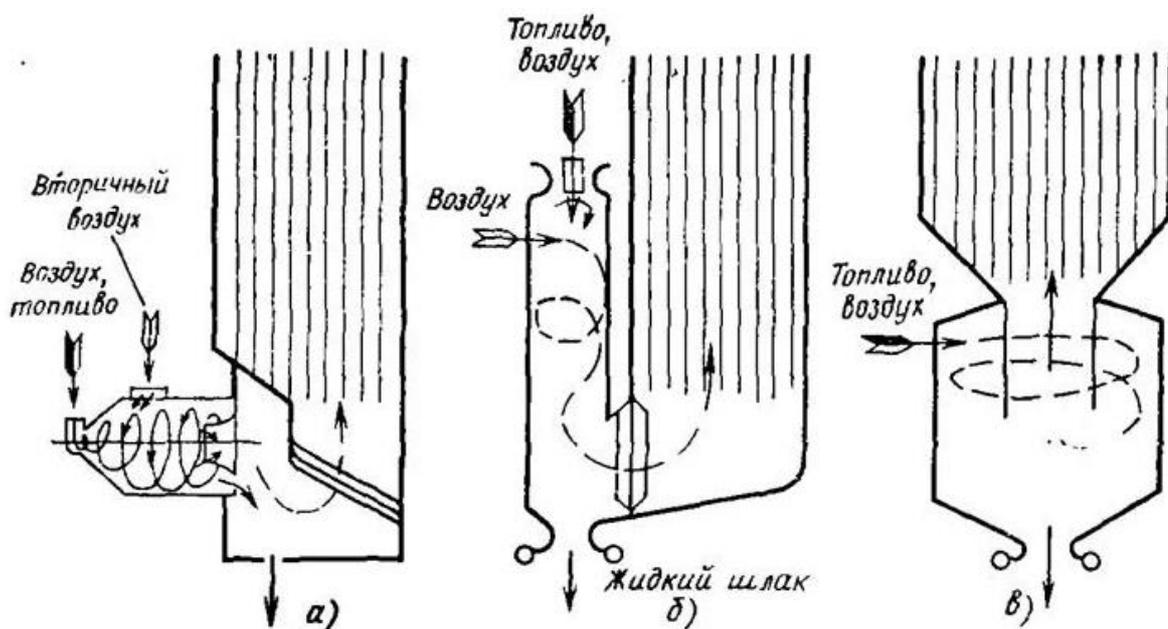


Рисунок 3.13 - Схема циклонных топок с жидким шлакоудалением

а – горизонтальная топка; б – вертикальная топка с нижним выводом газов; в – вертикальная кольцевая топка с верхним выводом газов

Принципиальная схема циклонной топки с горизонтальным расположением камеры и жидким шлакоудалением показана на рис. 3.13, а. Топливо подают в циклонную камеру с первичным воздухом. На схеме показан ввод топливно-воздушной смеси через улитку в центральную часть камеры. По оси вводится только дробленка. При сжигании угольной пыли она вводится через тангенциальные сопла.

Вторичный воздух подают в камеру тангенциально через сопла-щели с большой скоростью (более 100 м/с), обеспечивая движение топливных частиц к стенкам камеры. Образующиеся в циклонной камере вихри способствуют интенсивному смесеобразованию и горению топлива как в объеме циклона, так и на его стенках. Развиваемая в циклонной камере высокая температура (1700-1800 °С) приводит к расплавлению золы и образованию на стенках шлаковой пленки. Жидкий шлак вытекает из камеры через летку. Улавливание золы в пределах камеры составляет 85-90 % и более. Отбрасываемые на стенки свежие частицы топлива прилипают к шлаковой пленке, где они интенсивно выгорают при обдувании их воздушным потоком.

В выходной части циклонной камеры имеется пережим (ловушка), через который продукты горения поступают в камеру дожигания. Наличие пережима приводит к уменьшению уноса. Крупные частицы циркулируют в камере до полной газификации. Выносимые из циклона мельчайшие частицы топлива догорают в камере дожигания. Циклонные камеры работают с

высокими объемными плотностями тепловыделения и плотностью теплового потока на сечение циклона при малом коэффициенте избытка воздуха в циклоне.

Аэродинамическая картина потока в циклонной камере отличается сложным пространственным полем скоростей. Для характеристики движения потока в циклоне главный вектор скорости обычно представляют в виде трех составляющих: осевой (расходной) скорости  $w_x$ , тангенциальной  $w_T$  и радиальной  $w_r$ . На рис. 3.8.18 показано примерное распределение осевой и тангенциальной скоростей в циклонной камере, свидетельствующее о сложной аэродинамической структуре потока.

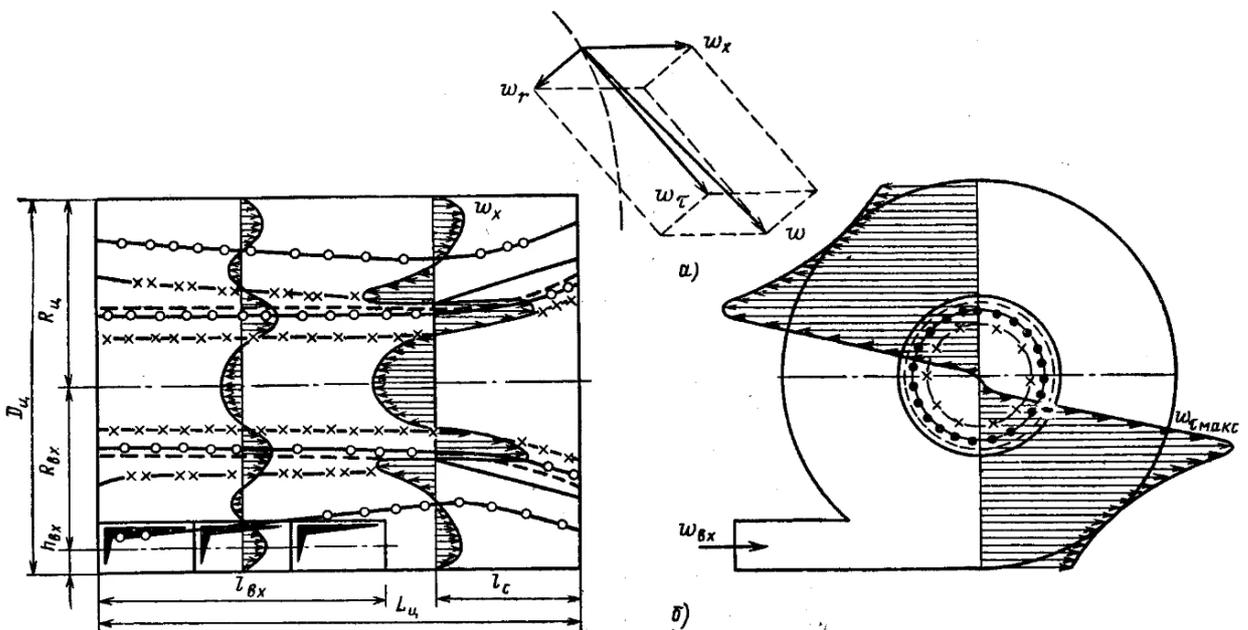


Рисунок 3.14 - Принципиальная схема потока в циклонной камере:

а – составляющие скорости циклонного потока; б – характер распределения тангенциальной и осевой скоростей по сечению потока

Длина циклонной камеры составляет 1,2-1,5 ее диаметра. Схема вертикальной циклонной топки (предтопка) с нижним выводом газов показана на рис. 3.13, б, а схема вертикальной циклонной топки с верхним выводом газов - на рис. 3.13, в.

Циклонные и вихревые топki горизонтальные и вертикальные нашли широкое распространение за рубежом. Длительная эксплуатация циклонных топок с жидким шлакоудалением показала высокую их эффективность. Основными их преимуществами являются: высокая объемная плотность

тепловыделения, измеряемая несколькими мегаваттами на кубический метр, что приводит к сокращению габаритов установки; улавливание в пределах камеры и удаление в жидком виде около 85-90 % золы топлива, что дает возможность интенсифицировать работу конвективных поверхностей нагрева и в ряде случаев отказаться от установки газоочистительных устройств; возможность работы с малым коэффициентом избытка воздуха ( $\alpha = 1,05/1,1$ ), что приводит к снижению потери теплоты с уходящими газами; возможность работы на дробленом топливе или пыли грубого помола, что позволяет упростить систему пылеприготовления и снизить расход электроэнергии на топливоприготовление.

Циклонные и вихревые топki имеют следующие недостатки: затруднения при сжигании углей с малым выходом летучих, а также высоковлажных углей; увеличение потери теплоты с физическим теплом шлака (более 2%); повышенный расход энергии на дутье; относительно повышенный выход оксидов азота в связи с высокой температурой в циклонной камере.

### **3.2 Основные стадии подготовки твёрдого топлива к пылевидному сжиганию**

До поступления топлива в мельницы оно подвергается в тракте топливоподачи предварительному дроблению, так как мельницы любого типа не приспособлены к измельчению крупных кусков топлива.

В дробильных установках оно измельчается до размеров кусков не более 15 мм, а при высокой влажности топлива – не более 25 мм. При поступлении на электростанции топлива с размерами кусков (плит) до 800–1000 мм и более применяют последовательное дробление топлива за два раза, т.е. сначала в первой ступени дробилок, доводящих максимальный конечный размер кусков до 200–250 мм, а затем в дробилках второй ступени, измельчающих крупные куски до требуемого размера (15–25 мм). Такая схема измельчения называется двухступенчатым дроблением топлива.

При работе на мелком топливе, например на АШ, торфе, продуктах мелкого обогащения каменных углей, шлама и отсевах, предусматривается возможность подачи топлива помимо дробилок или дробилки вообще не устанавливаются. Дробилка измельчает топливо до определенного фракционного состава. Показателем дробления служит кратность дробления  $e$ , под которой понимается отношение максимальных размеров кусков угля до и после дробления.

Кратность дробления зависит от конструкции дробилок. Для дробления топлива в энергетике наибольшее распространение получили валковые и молотковые дробилки. Перед дробилкой всегда должен устанавливаться питатель, дозирующий подачу топлива в нее. В тракте топливоподачи такую роль выполняют ленточные конвейеры. Дробление топлива обычно производится централизованно в специальном помещении, расположенном в тракте топливоподачи.

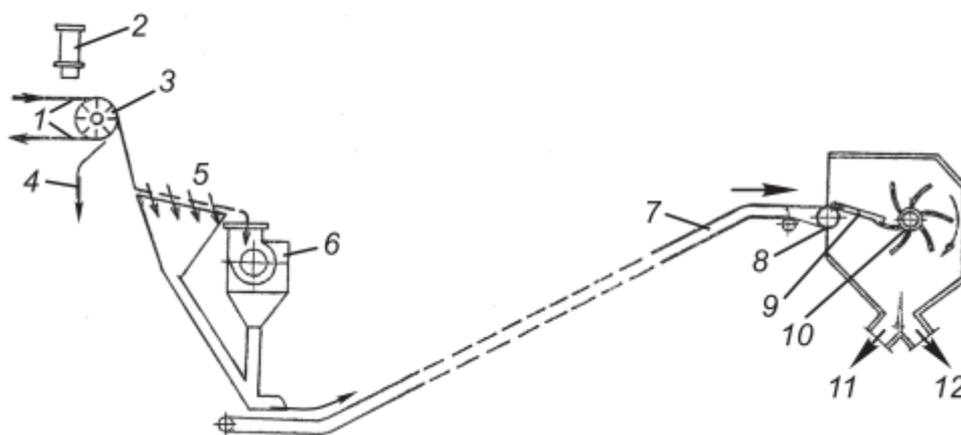


Рисунок. 3.15 - Схема дробильной установки:

1, 7 – ленточные конвейеры; 2 – подвесной электромагнитный сепаратор; 3 – барабанный электромагнитный сепаратор; 4 – отвод металлических предметов; 5 – грохот; 6 – дробилка; 8 – приводной барабан конвейера 7; 9 – щелевая решетка; 10 – щеполоуловитель; 11 – отвод топлива в бункер; 12 – отвод щепы.

На рис. 3.15 показана схема одноступенчатой дробильной установки с молотковыми дробилками. Топливо поступает по ленточному конвейеру на грохот, через который просеивается мелочь. Перед грохотом топливо очищается от магнитных примесей шкивным магнитным сепаратором, объединенным с приводным барабаном ленточного транспортера. Кроме того, предусмотрен подвесной магнитный сепаратор, который устанавливается над лентой с помощью тельфера. Куски топлива большего, чем отверстия в грохоте, размера, сыпаются по нему и по течкам подаются для измельчения в дробилку. Отсеянная на грохоте мелочь отводится по течкам помимо дробилки, затем смешивается с дробленым топливом, прошедшим дробилку, поступает на конвейер и далее в щеполоуловитель. Щеполоуловитель представляет собой гребенчатый барабан, получающий вращение от вала приводного барабана конвейера. Вращающийся гребенчатый барабан, прочесывая поток угля, захватывает щепу и сбрасывает ее в отдельную течку. Перед

гребенчатым барабаном установлена щелевая решетка, через которую дробленое топливо проваливается в бункер. Коэффициент улавливания щепы достигает 80–90%.

### **Валковые дробилки**

Валковые дробилки применяют при слоевом сжигании, так как в этом случае нежелательно иметь большое количество мелочи, получающейся при дроблении топлива в молотковых дробилках. При пылевидном сжигании валковые, а за последнее время и дискозубчатые, дробилки высокой производительности используются в основном в схемах двухступенчатого дробления в качестве первой ступени для дробления очень крупных угольных плит. В остальных случаях преимущественно применяются молотковые дробилки. Стадия грубого дробления твердого топлива предполагает наличие дробилок грубого дробления в том случае, если топливо на станцию поступает в виде крупных кусков. Мелкое дробление твердого топлива осуществляется в тракте топливоподачи электростанций, работающих на всех видах твердого топлива, в том числе и на фрезерном торфе. Для этой цели устанавливаются молотковые дробилки тонкого дробления, обеспечивающие измельчение топлива до кусков размером 25 мм. При этом остаток на сите с ячейками размером 25 мм не должен превышать 5%. Топливо на электростанциях может дробиться в одну стадию, если размеры кусков не превышают 25 мм (исключается стадия грубого дробления). Дробилки грубого дробления устанавливают в начале тракта топливоподачи в приемно-разгрузочном устройстве, а дробилки мелкого дробления – перед подачей топлива в главный корпус электростанции. Для грубого дробления топлива используют дискозубчатые и валковые зубчатые дробилки, а для тонкого дробления – молотковые. Дискозубчатая дробилка состоит из двух горизонтальных роторов, вращающихся навстречу друг другу, на которые насажены и жестко закреплены диски с зубьями. Поступающие в дробилку куски топлива захватываются зубьями, раскалываются или разламываются ими и измельченные выбрасываются в разгрузочную воронку. Каждый ротор приводится во вращение отдельным электродвигателем через клиноременный привод. Кроме дискозубчатых дробилок на стадии грубого дробления могут использоваться валковые дробилки. Согласно ГОСТ 14916–82 валковая дробилка – устройство, дробление в котором осуществляется сжатием материала между вращающимися валками или между валком и неподвижной плитой. Валковые зубчатые дробилки выполняются с двумя горизонтальными параллельно расположенными и вращающимися навстречу друг другу

цилиндрическими валками с зубьями на рабочей поверхности. Подшипники вала одного из валков могут смещаться в горизонтальном направлении по специальным салазкам с мощными пружинными амортизаторами.

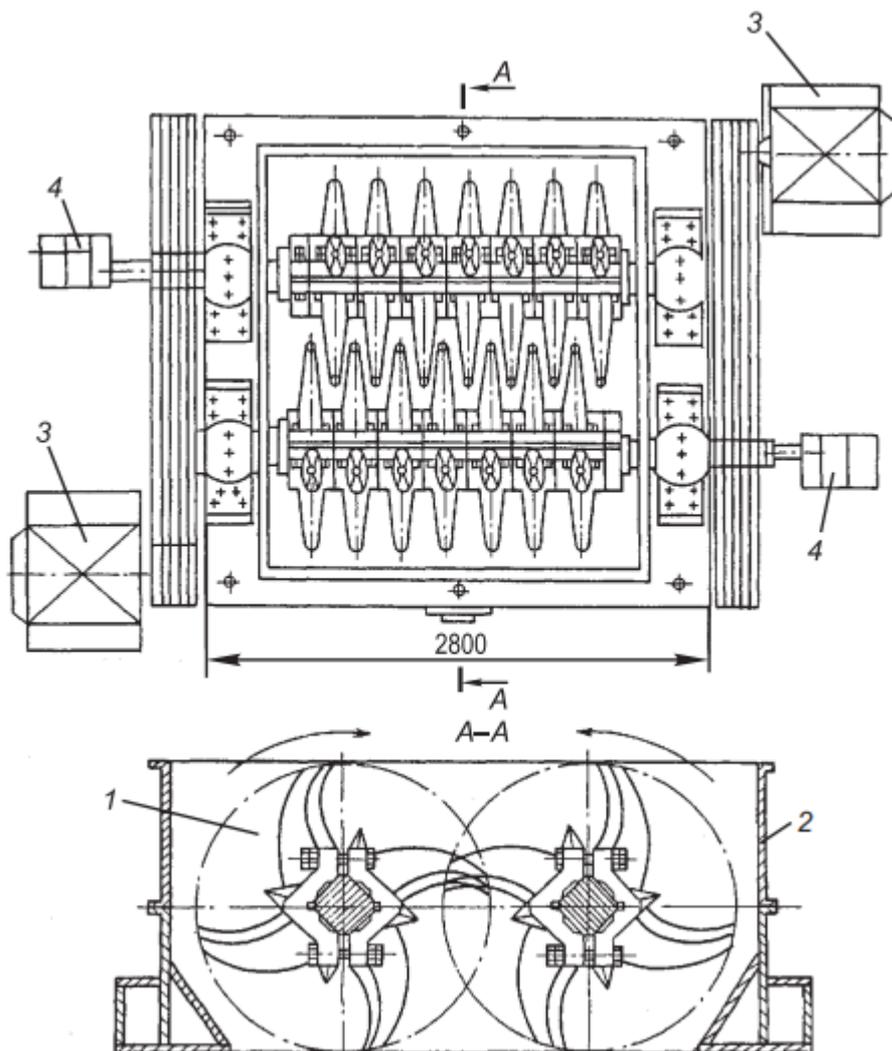


Рисунок 3.16 - Дискзубчатая дробилка:

1 – ротор; 2 – корпус; 3 – электродвигатели; 4 – механическое реле регулирования

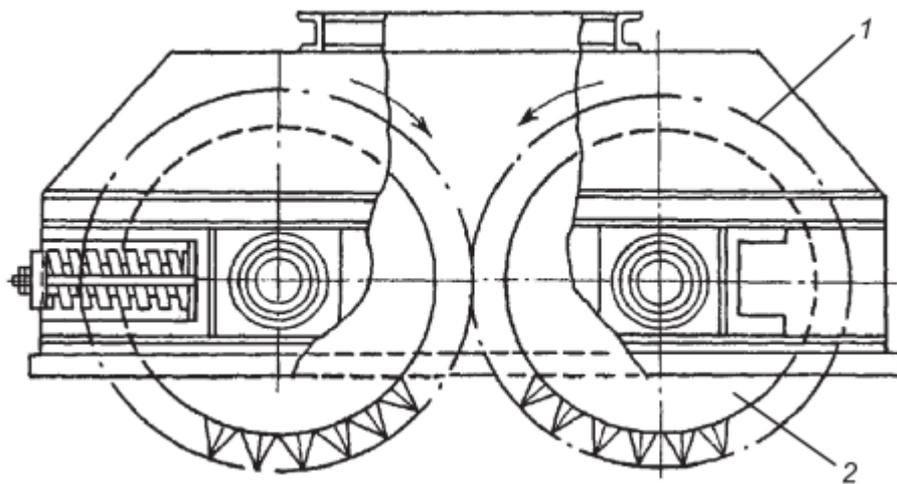


Рисунок 3.17 - Валковая зубчатая дробилка:

1 – корпус дробилки; 2 – валок с зубьями

Топливо в дробилку поступает сверху непосредственно на вращающиеся валки, за счет силы трения оно затягивается между валками, раздавливается ими и раскалывается зубьями. При попадании вместе с топливом твердой породы или кусков металла подвижный валок отжимается от неподвижного, что предохраняет дробилку от поломок. Удельный расход электроэнергии на дробление составляет 0,15–0,3 кВт·ч/т, кратность дробления в валковых дробилках невелика и не превышает 3–5. Роторы валковых дробилок могут быть конусными. В конструкции валковой дробилки для повышения эффективности работы и обеспечения прохода габаритной фракции дробимого материала без дополнительного дробления дробящие элементы выполнены в виде конусных валов с ребрами, расположенными по винтовой линии, причем каждый конусный вал установлен под углом к вертикальной оси дробилки. Кроме того, сами роторы валковых дробилок могут иметь различную форму.

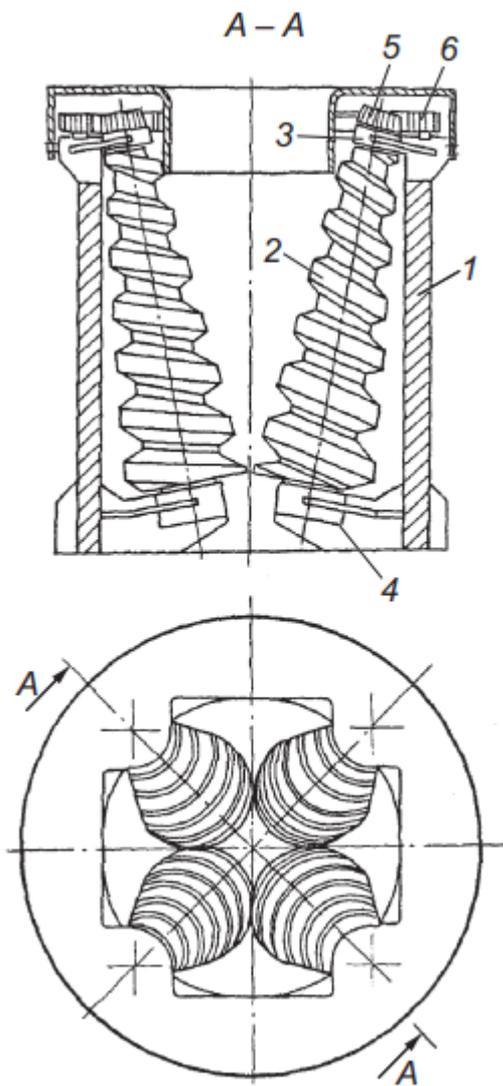


Рисунок 3.18 - Валковая дробилка:

1 – корпус; 2 – дробящие элементы; 3 – верхний опорный подшипник; 4 – нижний опорный подшипник; 5 – шестерня; 6 – венцовая шестерня.

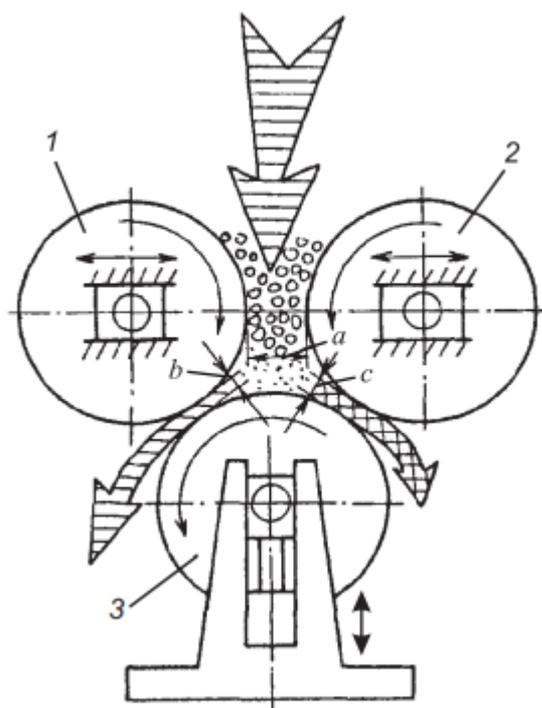


Рисунок 3.19 - Схема измельчения материала в трехвалковой дробилке: 1–3 – валки

Некоторые конструкции валковых дробилок предусматривают установку не двух, а трех валков (рис. 3.19). Материал предварительно измельчается в зазоре между парой встречно вращающихся валков с одновременным подпором измельчаемого материала третьим валком, установленным снизу. Последующее измельчение материала осуществляется в зазорах между валками.

### Молотковые дробилки

Мелкое дробление твердого топлива осуществляется в молотковых дробилках (рис. 3.20), выполняемых, как правило, с одним ротором, представляющим собой вал с насаженными на него дисками. На некотором расстоянии от центра дисков равномерно по окружности располагается несколько осей, на которые между дисками свободно подвешены молотки (била) – основные рабочие элементы дробилки.

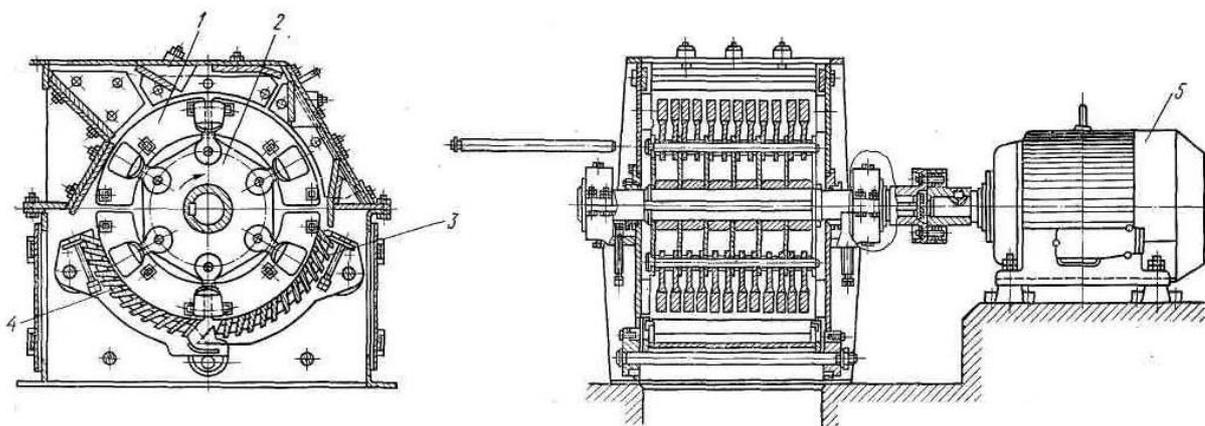


Рисунок 3.20 - Молотковая дробилка:

1 – корпус; 2 – вал; 3 – била; 4 – диски; 5 – отбойные плиты; 6 – решетка

В верхней части корпус облицован отбойными плитами, в нижней – металлическими плитами с отверстиями (решетками). Уголь, поступающий в дробилку через верхнее отверстие, дробится билами и отбрасывается на отбойную плиту, ударяясь о которую, дополнительно измельчается. Окончательное измельчение угля происходит на решетке, размеры щели которой определяют крупность дробления.

Производительность молотковой дробилки, удельный расход электроэнергии и тонкость дробления зависят от физических свойств и состава поступающего топлива, т.е. от влажности угля, количества примесей глины в нем, начальной крупности топлива и т.д. Для каждой данной конструкции дробилки эти характеристики зависят от размеров щелей и отверстий в решетках, зазоров между молотками и решетками, числа оборотов ротора, количества установленных молотков и т.п. Максимальный размер кусков, поступающих в дробилку, зависит от типа дробилки. Удельный расход энергии составляет не более 2,3 кВт·ч/т. Потребляемая мощность находится в пределах 0,6–1,5 кВт·ч/т при кратности дробления 6–12 и зависит от сорта угля.

Расход изношенного металла составляет 10–20 г/т топлива. Длительность работы бил зависит от их материала и абразивных свойств топлива. При увеличении зазора между билами и решеткой до 20–30 мм била заменяют. Нормальное расстояние от решетки до бил составляет около 5–10 мм. Чем меньше этот зазор, тем тоньше дробление. Молотковые дробилки выпускаются нескольких типоразмеров производительностью до 1200 т/ч.

### Тонкость размола и зерновая характеристика пыли

Угольная пыль представляет собой сухой тонкий полидисперсный порошок с размерами частиц от самых мелких (0,1 мкм) до 300–500 мкм. Тонкость размола, или дисперсность, угольной пыли определяют обычно рассевом пробы пыли 25–50 г в течение 20 мин на рассевочной машинке, оснащенной набором сит. Для ситового анализа топливной пыли стандартизированы сита с размерами отверстий 1000, 800, 400, 200, 120, 90, 75 и 60 мкм. На электростанциях часто ограничиваются рассевом пыли на двух или трех ситах (90, 200, 1000 мкм). Часть навески, которая при расसेве остается на сите, называется остатком и выражается в процентах от первоначальной массы навески. Величина остатка обозначается буквой  $R$ , а размер ячейки сита указывается в индексе. Например,  $R_{200}$  означает остаток на сите 200 мкм,  $R_{90}$  – остаток на сите 90 мкм. Та часть пыли, которая проходит через сито, называется проходом и обозначается буквой  $D$ , также с указанием в индексе размера ячейки этого сита. Для каждого сита справедливо уравнение

$$R_x + D_x = 100\%.$$

В энергетике принято характеризовать пыль величиной остатка на ситах. Полный ситовый анализ проводят путем просева отобранной пробы через 4–5 сит с постепенно убывающим размером ячейки. При анализе относительно тонкой пыли с  $R_{90} < 30\%$  чаще всего применяют сита с размерами ячеек 60, 75, 90, 120 и 200 мкм. При анализе грубой пыли с  $R_{90} > 30\%$  используют сита с более крупными ячейками: 90, 200, 400, 800, 1000 мкм. При эксплуатационном контроле качества пыли при сжигании АШ, ПА и каменных углей обычно ограничиваются рассевкой пыли только на двух ситах с размерами ячеек 90 и 200 мкм. При сжигании бурых углей остатки на ситах 200 и 500 мкм (или 1000 мкм) используются как нормативные характеристики тонкости пыли. Собранный комплект сит для просевки угольной пыли показан на рис. 3.21. По данным рассева строится кривая зависимости остатков на разных ситах от размера частиц  $x$ , называемая интегральной зерновой характеристикой (рис. 3.22). Интегральные зерновые характеристики пыли бурого угля, полученной из мельниц двух основных типов: кривая для пыли из молотковой мельницы ( $R_{90} = 55\%$ ,  $R_{200} = 12\%$ ,  $\mu = 1,5$ ); кривая для пыли из шаровой барабанной мельницы ( $R_{90} = 35\%$ ,  $R_{200} = 12\%$ ,  $\mu = 0,85$ ). Суждение о тонкости пыли только по одному остатку, в частности на сите 200 мкм, идентичному в обеих зерновых характеристиках, может создать представление об одинаковой дисперсности представленных образцов пыли, что является неправильным. При равенстве одного остатка (в данном случае  $R_{200}$ ), но при разном  $\mu$  дисперсность образцов пыли различна. Более высокое значение коэффициента

полидисперсности пыли  $\mu$  обозначает не только меньшую удельную затрату энергии на размол, но и меньшую потерю тепла от механического недожога. Отсюда понятно стремление иметь более высокий коэффициент полидисперсности пыли, выдаваемой размольными устройствами.

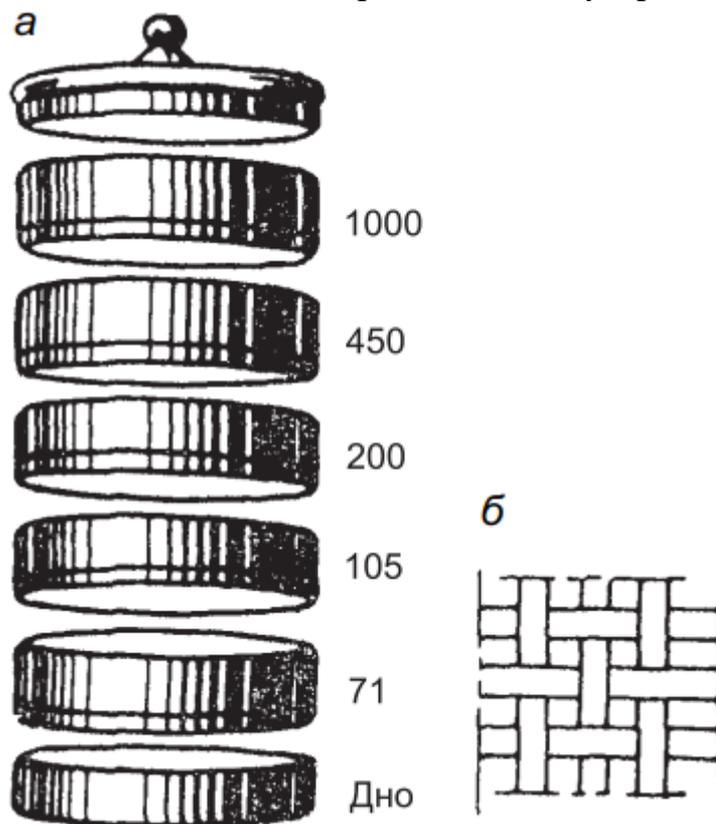


Рисунок 3.21 - Набор сит для просевки угольной пыли (а) и плетение сетки сита (б)

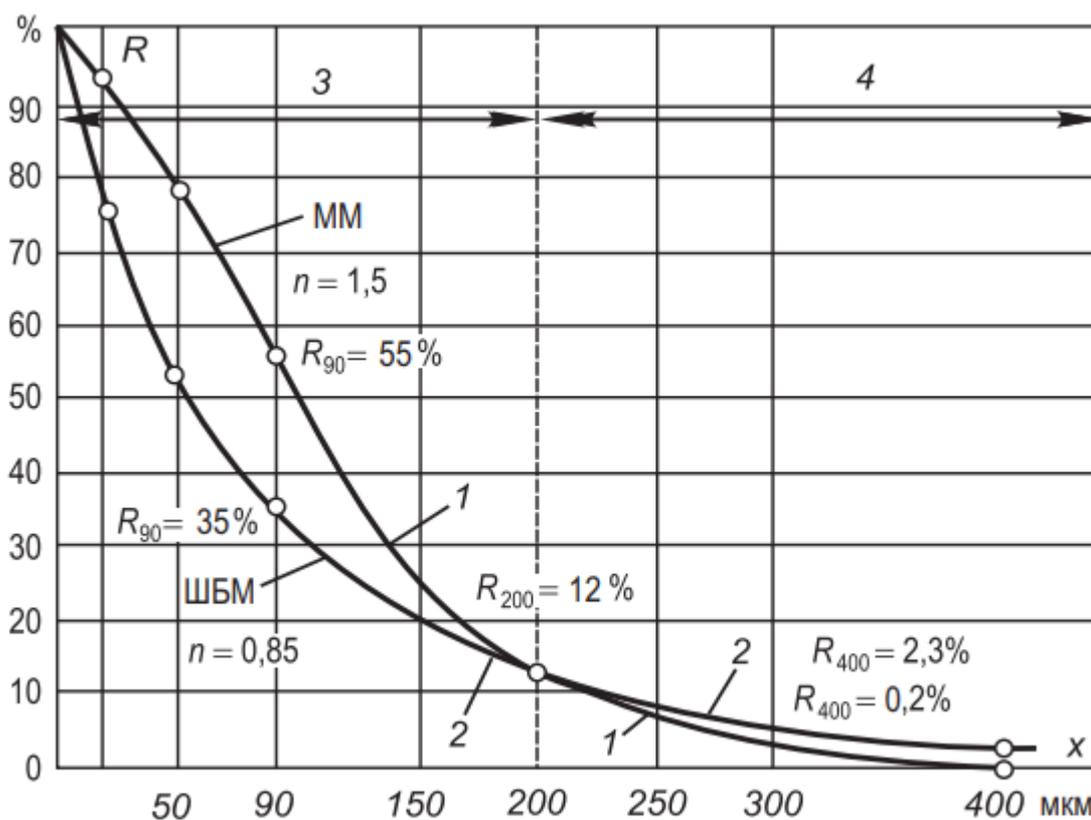


Рисунок. 3.22 - Полные зерновые характеристики пыли бурого угля, полученной на двух типах мельниц:

1 – размол в молотковой мельнице; 2 – размол в шаровой барабанной мельнице; 3 – область тонких фракций пыли; 4 – область грубых фракций пыли

Анализ многочисленных зерновых характеристик размола различных видов топлива показал, что все кривые описываются уравнением:

$$R_x = 100e^{-bx^n}, \%$$

где  $x$  – размер частиц (отверстий сита), мкм;  $e$  – основание натурального логарифма;  $b$  и  $n$  – постоянные коэффициенты, характеризующие соответственно тонкость размола и равномерность зернового состава.

Чем больше  $b$ , тем тоньше пыль. Числовое значение коэффициента  $b$  в промышленных мельницах колеблется от  $4 \cdot 10^{-3}$  для грубой пыли до  $40 \cdot 10^{-3}$  для тонкой пыли. Очень важную роль играет коэффициент  $n$ , называемый коэффициентом полидисперсности пыли, характеризующий структуру пыли с точки зрения равномерности размола топлива. Чем выше  $n$ , тем меньше отличаются своим размером частицы пыли друг от друга. В предельном случае, когда все частицы имеют одинаковый размер, пыль называется

монодисперсной и характеризуется значением  $n = 8$ . Величина  $n$  определяется соотношением остатков на двух ситах с малыми  $R_{90}$  и большими  $R_{200}$  отверстиями. Чем больше разница этих остатков, тем круче проходит кривая интегральной зерновой характеристики и выше коэффициент полидисперсности, а следовательно, пыль больше приближается к монодисперсной.

Для обычной полидисперсной пыли, выдаваемой существующими мельницами, коэффициент полидисперсности составляет:

- в шаровых барабанных мельницах (ШБМ) – 0,7–1 (в среднем 0,85);
- в молотковых мельницах (ММ) – 1,1–1,5 (в среднем 1,3);
- в среднеходных мельницах с вращающимся сепаратором (СМ) – 1,1–1,3 (в среднем 1,2);
- в быстходно-бильных (ББМ, аэробильных) и мельницах-вентиляторах (М-В) – около 0,9.

### **Поверхность пыли**

Пользуясь кривой распределения пыли по крупности в зависимости от размера пылинок при заданном коэффициенте полидисперсности  $n$  при условии, что пылинки имеют форму шара или куба, можно определить всю поверхность пылинок  $f_{\text{теор}}$  по упрощенной формуле:

$$f_{\text{теор}} = \frac{450}{\rho_{\text{каж}}} \frac{1}{n} \left( \ln \frac{100}{R_{90}} \right), \text{ м}^2/\text{кг}$$

где  $\rho_{\text{каж}}$  – удельная плотность размалываемого топлива,  $\text{т}/\text{м}^3$ . Например, для воркутинского угля  $\rho_{\text{каж}} = 1,41 \text{ т}/\text{м}^3$ , для назаровского угля  $\rho_{\text{каж}} = 1,22 \text{ т}/\text{м}^3$ . Однако частицы пыли никогда не имеют точной формы шара или куба.

Экспериментальные данные показали, что значение  $m_{\text{ср}}$  для угольной пыли можно принимать в среднем 1,75. Коэффициент  $m_{\text{ср}}$  всегда больше единицы, так как форма шара имеет максимальный объем при минимальной поверхности. При одной и той же производительности мелющей установки расход энергии на измельчение будет тем выше, чем больше вновь полученная поверхность пыли и чем меньше кажущаяся плотность топлива. Поэтому для снижения расхода энергии на измельчение и для повышения производительности мельниц необходимо уменьшить суммарную поверхность получаемой пыли. Величина последней определяется количеством наиболее мелких пылинок. Следовательно, для уменьшения удельного расхода электроэнергии на размол нельзя допускать чрезмерного измельчения пыли.

Чтобы обеспечить эффективное выгорание пыли в современных камерных топках, нет никакой необходимости доводить пыль до размера меньше 10–15 мкм. В то же время появление в пыли частиц повышенной крупности противопоказано. Удовлетворительное выгорание топлива достигается, если пыль антрацитов и тощих углей не содержит частиц размером больше 250 мкм, а пыль углей с большим выходом летучих веществ не содержит частиц крупнее 600–1000 мкм. Таким образом, требования экономичного сжигания сводятся к тому, чтобы фракционный состав пыли был более однородным, т.е. не содержал ни чрезмерно мелких, ни чрезмерно крупных частиц топлива. Чем круче протекает зерновая характеристика пыли или чем меньше остаток пыли на крупном сите (например, 200, 500 или 1000 мкм) при одном и том же остатке на более мелком сите (например, 90 мкм), тем равномернее помол и благоприятнее структура зерновой характеристики пыли. Ее поверхность при этом получается меньше, следовательно, удельный расход электроэнергии на размол должен быть ниже.

### **Плотность пыли**

Величина насыпной плотности пыли используется при расчете емкости пылевых бункеров, в которых хранится поступающая из пылевых циклонов системы пылеприготовления свеженасыпанная пыль, состоящая из смеси собственно угольных пылинок и воздушных промежутков между ними, а также при расчете производительности пылепитателей, забирающих угольную пыль из пылевого бункера и подающих ее в пылепроводы к горелкам.

Угольная пыль энергично адсорбирует воздух, вследствие чего ее насыпная плотность всегда меньше единицы. Пыль не выдерживает сосредоточенной нагрузки, поэтому в пылевом бункере можно утонуть, и при проведении работ в нем (ремонт уровнемера и пр.) должны быть приняты меры предосторожности. Насыпная плотность свеженасыпанной пыли колеблется в пределах 500–700 кг/м<sup>3</sup>, а уплотненной – 800–900 кг/м<sup>3</sup>. Насыпная плотность пыли определяется по отношению массы и общего объема с указанием степени уплотнения пыли во время опыта. Кажущаяся плотность пыли является более стабильной характеристикой и зависит от рода топлива.

Числовые значения для трех типовых энергетических топлив: АШ – 1500 кг/м<sup>3</sup>, тощего – 1350 кг/м<sup>3</sup>, подмосковного – 1000 кг/м<sup>3</sup>. Величина кажущейся плотности пыли применяется при расчете пылевых циклонов,

пылеугольных сепараторов, пневмотранспортных устройств подачи пыли и при расчетном определении поверхности угольной пыли, так как во всех этих случаях имеет значение только плотность самих угольных частиц (с внутренними порами в них), но без воздушных промежутков между ними. Кажущуюся плотность пыли определяют либо с помощью волюмометра – стеклянной колбы с длинным узким горлышком, на котором нанесены деления в миллилитрах, либо с помощью прибора Лермонтова, а истинную плотность – волюмометром.

Истинная (действительная) плотность – усредненное значение плотности твердых составных частей топлива. Ее значение необходимо при выяснении строения топлива, определении его пористости, а также для технологических расчетов пневмотранспорта, гравитационной сепарации, горения угольных частиц и др. Из-за сложной пористой структуры топлива определение истинной плотности связано с известной условностью.

Истинная плотность топлива зависит от плотности его органической массы, содержания и характера присутствующих в нем минеральных примесей. Плотность последних всегда превышает плотность органической массы, поэтому увеличение содержания минеральных компонентов приводит к росту истинной плотности.

### **Влажность пыли**

Конечная влажность пыли оказывает большое влияние на бесперебойность и точность ее подачи в топку, экономичность сжигания, производительность мельницы и безопасность работы установки. При высокой влажности пыли в эксплуатации возникает ряд следующих затруднений: слеживание и комкование пыли при хранении в бункерах, забивание пылепитателей, замазывание течек, плохое развеивание пыли в топке, недостаточно быстрое воспламенение и ее неполное сгорание. Чтобы угольная пыль обладала текучестью, она должна быть достаточно сухой. Вместе с тем сухая пыль бурых и ряда каменных углей весьма склонна к самовозгоранию при доступе воздуха, что создает опасность воспламенения и взрыва. Однако при слишком глубокой подсушке пыли влажных и относительно мягких углей ограничивается производительность мельницы. Таким образом, конечная влажность пыли размалываемого угля должна устанавливаться с учетом надежности ее хранения и транспорта, экономичности сжигания и размола. Применительно к сорту размалываемого угля и схеме пылеприготовления величина допустимой влажности пыли

может быть различной. Практикой подтверждено, что влажность пыли определяется в зависимости от гигроскопической влажности размалываемого угля. Поэтому для тощих углей, полуантрацитов и АШ рекомендуется выбирать влажность пыли примерно равной или ниже гигроскопической влажности угля, для каменных углей не ниже 50% гигроскопической и не выше  $W_{пл} = W_{гиг}$ , для бурых углей и сланцев не ниже гигроскопической  $W_{гиг}$  и не выше  $W_{пл} = W_{гиг} + 8\%$ , для фрезерного торфа  $W_{пл} = 35\%$ . Для установок с прямым вдуванием влажность пыли бурых углей и сланцев можно принимать по верхнему пределу. В эксплуатации производят систематический отбор проб пыли для определения ее влажности. Ориентировочным косвенным показателем влажности пыли, размалываемой в вентилируемых мельницах, может служить температура отработавшего сушильного агрегата за мельницей.

При размоле антрацита, подсушиваемого обычно до  $W_{пл} = 0,5\%$ , величина конечной температуры не ограничивается, но она не должна превышать температуру, допустимую по условиям надежной работы подшипников вентиляторов (120–140 °С).

Для других топлив по условиям взрывобезопасности температура сушильного агента на выходе из мельницы согласно Правилам технической эксплуатации не может быть выше следующих величин:

- для установок с бункером пыли при сушке воздухом и размоле:
  - тощего угля и полуантрацитов – 130 °С;
  - экибастузского угля – 110 °С;
  - каменных и бурых углей – 70 °С;
- для установок с бункером пыли при сушке смесью воздуха с дымовыми газами: – бурых и каменных углей, кроме экибастузского, – 80 °С;
- для молотковых и других мельниц в схеме с прямым вдуванием при сушке воздухом (смесью дымовых газов с воздухом) и размоле:
  - каменных углей – 130 °С (170 °С);
  - бурых углей и сланцев – 100 °С (140 °С);
  - фрезерного торфа – 80 °С (120 °С).

Для антрацитов возможна любая температура. При подаче пыли в топку горячим воздухом температура для всех топлив не ограничивается, кроме каменных углей с  $V^{daf} > 15\%$ . Для них начальная температура горячего воздуха допускается такой, при которой температура его у входных патрубков горелки не превышает 160 °С.

## Взрываемость пыли

Угольная пыль большинства топлива, за исключением АШ, обладает склонностью к образованию вместе с воздухом взрывоопасной смеси. Взрывоопасными являются частицы пыли размерами менее 0,2 мм (для торфа и сланца), менее 0,15 мм (для бурых углей) и менее 0,12 мм (для каменных углей). Самая опасная – пыль кизеловского, донецкого и кузнецкого газовых каменных углей, подмосковного и украинского бурых углей и фрезерного торфа.

Факторы, определяющие большую или меньшую взрывоопасность пыли, – содержание летучих веществ и серы, влажность и зольность топлива, окисляемость угля. Установлено, что угольная пыль тем легче воспламеняется, чем больше в ней горючих летучих веществ и чем выше их калорийность. Угли, в которых содержание летучих веществ меньше 10%, можно считать для обычных условий размола невзрывоопасными. Повышение влаги и зольности углей при прочих равных условиях понижает их взрывоопасность.

Кроме свойств топлива на воспламеняемость пыли оказывают влияние тонкость пыли, влажность и температура воздуха и пыли, концентрация последней в аэросмеси. Чем меньше влажность и выше температура воздуха и пыли, тем легче она воспламеняется. Явления слеживания и застревания в бункерах пыли повышенной влажности ограничивают верхний предел ее влажности. В то же время взрывоопасность пыли тем ниже, чем меньше пыль пересушена. Поэтому в эксплуатации не следует допускать пересушки пыли ниже влажности, достаточной для нормального хранения пыли в бункерах и ее транспортировки. Пересушка пыли облегчает ее воспламенение, так как при этом температура пыли повышается. Чем грубее пыль, тем меньше воспламеняемость, потому что при угрублении пыли ее реагирующая поверхность уменьшается. Следовательно, в эксплуатации нельзя допускать уменьшения тонкости пыли сверх установленной для данного топлива и данного агрегата.

Способность угольной пыли, находящейся во взвешенном состоянии, к взрыву ограничивается двумя предельными концентрациями пыли в воздухе. Наиболее опасны концентрации от 0,3–0,6 кг пыли на 1 м<sup>3</sup> воздуха, возникающие при эксплуатации мельниц. Воспламенение пыли в пылеприготовительной установке обычно происходит из-за самовозгорания и значительно реже от постороннего источника, например искры из топки, лучистой теплоты топки и т.п. Горение, вспышка и взрыв – результаты одной и той же реакции окисления, но длительность их различна. Взрыв угольной

пыли является следствием воспламенения выделяющихся при нагревании пыли летучих горючих газов, вступающих в реакцию с кислородом газовоздушной среды, в которой пыль находится. При недостаточном содержании кислорода взрыв невозможен. Предельное содержание кислорода в сушильном агенте, при котором пыль уже не взрывается, составляет: для торфяной и сланцевой пыли – 16%, для пыли бурых углей – 18%, для пыли каменных углей – 19%.

### Размол топлива

Топливо представляет собой хрупкий материал, который при механическом воздействии крошится на части. Измельчение топлива в дробилках и мельницах происходит главным образом за счет удара, раздавливания и истирания.

В различных устройствах эти способы разрушения топлива сочетаются по-разному. В результате разрушения топлива создаются новые поверхности. Свободная поверхность пыли зависит от фракционного состава. Чем тоньше раздроблено топливо, тем больше свободная поверхность.

Процесс размола топлива как хрупкого материала подчиняется закону Риттингера, согласно которому затраты энергии на измельчение материала пропорциональны величине образующейся поверхности пыли. Чем больше тонких частиц, тем больше поверхность и, следовательно, больше затраты на размол:

$$\mathcal{E}_{\text{пов}} = A(f_{\text{пл}} - f_{\text{др}})$$

где  $\mathcal{E}_{\text{пов}}$  – удельный расход электроэнергии на размол топлива, т.е. на образование новых поверхностей пыли (собственно на измельчение), кВт·ч/кг;  $A$  – коэффициент пропорциональности, характеризующий твердость материала;  $f_{\text{пл}}$  – конечная поверхность 1 кг пыли, м<sup>2</sup>/кг;  $f_{\text{др}}$  – первоначальная поверхность 1 кг дробленки, м<sup>2</sup>/кг.

Непосредственное определение коэффициента пропорциональности  $A$  затруднено, поэтому оценку размольных свойств топлива ведут по коэффициенту размолоспособности, определяемому экспериментально. Общий расход электроэнергии на размол топлива  $\mathcal{E}_{\text{рзм}}$  складывается из полезной затраты  $\mathcal{E}_{\text{пов}}$  на образование новых поверхностей пыли, т.е. собственно на измельчение (менее 5%), и из расхода энергии на потери, сопутствующие процессу размола, – на упругое деформирование частиц угля  $\mathcal{E}_{\text{упр.деф}}$ , износ поверхностей мелющих устройств  $\mathcal{E}_{\text{изн}}$  (сумма последних двух

потерь составляет 70%) и на преодоление потерь трения в элементах приводного механизма от электродвигателя до мельницы  $\mathcal{E}_{\text{прив}}$  (около 25–30%). Тогда общий расход электроэнергии на размол топлива определится по следующей формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{рзм}} = \mathcal{E}_{\text{пов}} + \mathcal{E}_{\text{упр.деф}} + \mathcal{E}_{\text{изн}} + \mathcal{E}_{\text{прив}}$$

Из анализа этой зависимости можно определить пути снижения затрат энергии на измельчение топлива и повышение экономичности мельничных установок.

Для снижения составляющей  $\mathcal{E}_{\text{пов}}$  необходимо уменьшить твердость топлива, что частично можно достичь в процессе сушки (подсушенное топливо становится более хрупким и поэтому легче размалывается, чем сырое топливо, обладающее значительной упругостью). При этом уменьшается также составляющая  $\mathcal{E}_{\text{упр.деф}}$ . С другой стороны, снижение поверхности пыли достигается путем предотвращения излишнего переизмельчения пыли, что контролируется по значениям  $R_{90}$  и  $R_{200}$  и коэффициенту полидисперсности пыли  $n$ . При этом уменьшение общего расхода энергии на размол  $\mathcal{E}_{\text{рзм}}$  осуществляется как за счет снижения расхода энергии на собственно образование пыли и сопутствующих затрат  $\mathcal{E}_{\text{упр.деф}}$  и  $\mathcal{E}_{\text{изн}}$ .

Повысить экономичность мельничной установки можно, совершенствуя процесс размола путем организации своевременного выноса готовой пыли из зоны размола, применяя более модернизированные конструкции пылеугольных сепараторов, являющихся частью мельничного устройства (например, установка вращающихся сепараторов вместо неподвижных центробежных), улучшая конструкции привода.

### 3.3 Системы пылеприготовления

Системы приготовления пыли разделяются на индивидуальные и центральные. Индивидуальные пылесистемы связаны непосредственно с котлом по сушильному агенту и готовой пыли. Они делятся на схемы с прямым вдуванием (пыль из мельниц направляется в топку) и с промежуточным бункером (большая часть пыли – 85–90% собирается в промежуточные бункера пыли). Индивидуальные пылесистемы бывают замкнутыми, когда отработанный сушильный агент подается вместе с пылью в топку, полуразомкнутыми, в которых пыль из бункера и пыль в отработанном сушильном агенте поступают соответственно в основные и сбросные горелки, и разомкнутыми, когда отработанный сушильный агент после отделения от

него пыли сбрасывается в атмосферу или газоход за котлом. Размыкание системы выполняется как после размола топлива, так и после сушки.

По виду сушильного агента различают воздушную, газозвушную и газовую сушку топлива. Газовую и газозвушную сушку осуществляют отбором газов из газохода котла или топки. При чисто газовой сушке часто используют смесь газов, состоящую из высокотемпературных продуктов сгорания и холодных газов, отбираемых за котлом.

В пылесистемах с промежуточным бункером пыль подается в котел не только отработанным сушильным агентом, но и горячим воздухом по пылепроводам, в том числе с повышенной концентрацией пыли (ПВК). Последние могут находиться под давлением (ПВКД) или разрежением (ПВКР). Давление создается компрессором, разрежение – паровым эжектором. Замкнутые схемы приготовления пыли с прямым вдуванием (рис. 3.23) являются наиболее простыми. В них пыль и отработанный сушильный агент подаются непосредственно в горелки котла. В замкнутых схемах с прямым вдуванием используются молотковые, среднеходные мельницы и мельницы-вентиляторы. В них топливо из бункера сырого угля поступает на питатель сырого угля, с помощью которого регулируется количество угля, подаваемого в мельницы, и далее в устройство нисходящей сушки, откуда попадает в мельницу.

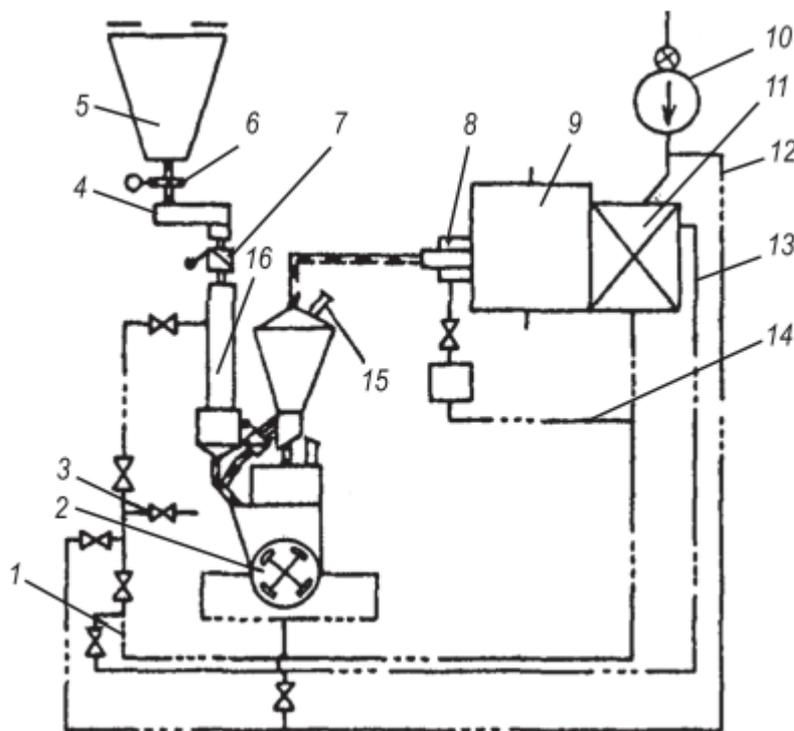


Рисунок 3.23 - Индивидуальная система пылеприготовления прямого вдувания с молотковыми мельницами и воздушной сушкой:

1 – короб горячего воздуха; 2 – мельница (с сепаратором); 3, 12 – присадка холодного воздуха; 4 – питатель сырого топлива; 5 – бункер сырого топлива; 6 – шиберы; 7 – клапанмигалка; 8 – горелка; 9 – котел; 10 – дутьевой вентилятор; 11 – воздухоподогреватель; 13 – присадка слабоперегретого воздуха; 14 – короб вторичного воздуха; 15 – взрывной клапан; 16 – устройство нисходящей сушки

Для исключения проникновения холодного воздуха в мельницу на течке устанавливают затвор с плотным клапаном (клапан-мигалка). Сушка и транспортировка пыли производятся горячим воздухом или газоздушной смесью. Вентиляция мельницы (движение сушильного агента) осуществляется главным образом за счет напора дутьевого вентилятора.

В схемах с прямым вдуванием производительность мельниц определяет нагрузку котла. При регулировании производительности котла нагрузка мельниц изменяется в зависимости от подачи сырого угля и сушильного агента. При повышенном сопротивлении мельницы и сепаратора дополнительно устанавливают мельничный вентилятор. Достоинства схемы с прямым вдуванием – простота, компактность пылеприготовительного оборудования, небольшой расход электроэнергии на транспорт аэропыли, простая система автоматизации подачи топлива. Система приготовления пыли с промежуточным бункером пыли применяется в шаровых барабанных мельницах.

На рис. 3.23 представлена схема, используемая для топлив, подсушка которых обеспечивается горячим воздухом. Из бункера сырого угля топливо поступает на питатель угля, регулирующий подачу топлива в мельницу, затем попадает в устройство нисходящей сушки, в которое подается горячий воздух. При движении по этому устройству длиной 2–3 м влажность топлива уменьшается на 40% и более. В мельнице, куда поступает уголь с сушильным агентом, происходит размол угля и его окончательная подсушка. Пыль воздушным потоком выносится из мельницы в сепаратор. Крупные фракции, отделенные в сепараторе, снова направляются в мельницу. Готовая пыль из сепаратора воздушным потоком увлекается в циклон, где происходит отделение пыли от воздуха. Пыль из циклона опускается в бункер пыли, в нижней части которого присоединены питатели пыли, дозирующие подачу пыли к горелкам. Сушильный агент отсасывается из циклона мельницы вентилятором и затем с небольшим избыточным давлением транспортирует пыль по трубопроводам к горелкам. Таким образом, тракт пыли состоит из мельницы, сепаратора, циклона, бункера пыли, питателей пыли и мельничного вентилятора.

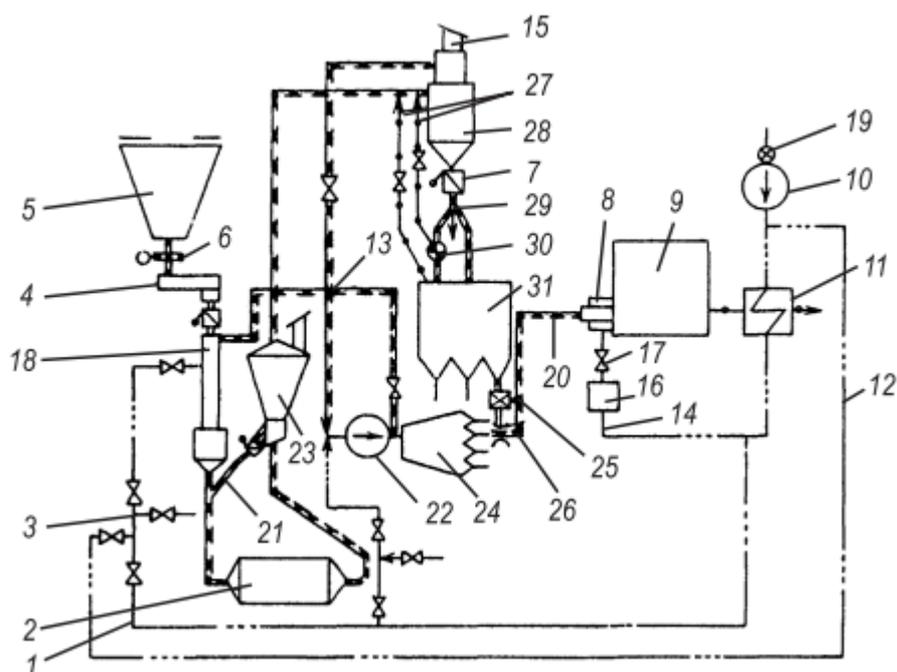


Рисунок 3.24 - Индивидуальная система пылеприготовления с промежуточными бункерами (замкнутая) и с транспортом пыли сушильным агентом и сушкой горячим воздухом:

1 – короб горячего воздуха; 2 – мельница (с сепаратором); 3, 12 – присадка холодного воздуха; 4 – питатель сырого топлива; 5 – бункер сырого топлива; 6 – шиберы; 7 – клапан-мигалка; 8 – горелка; 9 – котел; 10 – дутьевой вентилятор; 11 – воздухоподогреватель; 13 – трубопровод рециркуляции; 14 – подвод вторичного воздуха; 15 – взрывной клапан; 16 – общий короб вторичного воздуха; 17 – шибер; 18 – устройство нисходящей сушки; 19 – направляющий аппарат вентилятора; 20 – первичный воздух с пылью; 21 – течка возврата топлива; 22 – мельничный вентилятор; 23 – сепаратор; 24 – коллектор сушильного агента (первичного воздуха); 25 – питатель пыли; 26 – смеситель; 27 – трубопровод влагоотсоса; 28 – циклон; 29 – перекидной шибер; 30 – реверсивный шнек; 31 – пылевой бункер

В этой системе мельница, циклон, сепаратор находятся под разрежением; трубопроводы, по которым пыль транспортируется к горелкам, – под давлением. Готовую пыль из циклона можно передать на шнек, соединяющий несколько пылесистем котельной, с его помощью пыль направляют к соседним котлам. Рециркуляцию сушильного агента применяют для увеличения его скорости в мельнице. Это бывает необходимо при размалывании сухих углей, так как количество воздуха для сушки невелико и его скорость в мельнице получается небольшой, в результате чего из

мельницы выносятся переизмельченная пыль, а необходимая производительность мельницы не достигается.

При использовании влажных топлив применяют полуразомкнутую схему. В этом случае сушильный агент вместе с пылью из циклона с помощью мельничного вентилятора подается в сбросные сопла котла, расположенные выше основных горелок, а пыль из промежуточного бункера подается вентилятором горячего дутья в основные горелки котла. При влажных топливах сушка производится смесью горячего воздуха с газами, отбираемыми из топки. В системах приготовления пыли, предназначенных для размола антрацита и полуантрацита, пыль из бункера в горелки подается горячим воздухом. Тогда сушильные газы сбрасываются в топку через сбросные сопла, расположенные обычно выше основных горелок. По тракту системы пылеприготовления топлива для всех углей, за исключением антрацитов, полуантрацитов, установлены взрывные клапаны. В системах с промежуточным бункером имеется определенный запас готовой пыли, поэтому режим работы мельницы не связан с нагрузкой котла. Они могут работать на полной нагрузке, которая является наиболее экономичной. При малой нагрузке котла излишки пыли будут заполнять емкости бункера или передаваться в соседние системы шнеками. При заполнении бункера мельница может быть остановлена.

Недостатки схемы пылеприготовления с промежуточным бункером заключаются в сложности и громоздкости оборудования, повышенном сопротивлении пылесистемы и расходе электроэнергии на пылетранспорт, росте пожаро- и взрывоопасности в связи с хранением большого количества сухой угольной пыли. Однако она надежно обеспечивает паровые котлы угольной пылью и поэтому нашла широкое применение. В разомкнутой индивидуальной системе пылеприготовления с газовой сушкой топливо из бункера через питатель угля подается в мельницу. Сюда же подводится необходимое для сушки количество инертных газов с высокой температурой. Готовая пыль увлекается потоком газа и проходит через циклон, из которого пыль сбрасывается в бункер. После циклона газ вместе с водяными парами отсасывается мельничным вентилятором и сбрасывается в пылевой бункер, где происходит улавливание тонких частиц топлива, и только после этого газ из циклона сбрасывается через электрофильтр в дымовую трубу в атмосферу. Система пылеприготовления получается более громоздкой и дорогой, поэтому ее применение может быть экономически целесообразно лишь для очень влажных топлив, особенно для бурых углей с  $W_{\text{пр}} > 3,6-4,8\%/кг/МДж$  ( $15-20\%/кг/Мкал$ ). Усложнение и удорожание схемы компенсируется

повышением КПД парового котла за счет уменьшения потери теплоты с уходящими газами и снижения недожога топлива в топочной камере. Сушка сильновлажного топлива обеспечивается высокотемпературным агентом – продуктами сгорания, отбираемыми в количестве 6–10% объема газов, температурой 400–450 °С из газохода за экономайзером, либо смесью горячего воздуха и топочных газов (температура смеси 500–600 °С). В результате применения разомкнутой схемы происходит потеря части фракций топлива с выбрасываемым сушильным агентом и повышенные расходы энергии на удаление и очистку влажного сушильного агента. Несмотря на систему громоздких пылеуловителей, примерно 1–2% топлива теряется для сжигания, что приводит к загрязнению окружающей среды.

В центральных системах приготовление пыли производится в отдельных пылезаводах. Центральные пылесистемы не имеют связи с котлом по сушильному агенту. Готовая пыль из них может подаваться в несколько котлов. Центральная схема пылеприготовления выполняется с разомкнутым циклом и применяется для различных топлив с размолем в мельницах типа ШБМ, ММ и СМ. Центральное пылеприготовление осуществляется на пылезаводах, располагаемых вне котельного цеха, в которых находится все оборудование для сушки и размола угля. Готовая пыль из бункера пылезавода с помощью специальных насосов, называемых киньон-насосами, сжатым воздухом в виде концентрированной смеси подается по пылепроводам со скоростью 1–1,5 м/с в пылевые бункера котлов.

Сушка топлива осуществляется либо отборным паром турбин в барабанных сушилках до размола, либо смесью дымовых газов котла с горячим воздухом в процессе размола. Для станций большой мощности (1200, 2400 МВт и более) экономически целесообразно применять сушку отборным паром, в особенности при высоковлажных топливах, что значительно повышает КПД станции вследствие увеличения при этом доли полезно использованной теплоты пара. В энергетике находят применение схемы пылеприготовления с центральным пылезаводом:

- для бурого угля при паровой сушке и размоле в молотковых мельницах;
- антрацитового штыба, полуантрацита и каменных углей при паровой сушке и размоле в невентилируемых шаровых барабанных мельницах;
- антрацитового штыба при сушке смесью уходящих газов котла и горячего воздуха и размоле в вентилируемых барабанных мельницах.

Из-за большой сложности схемы и повышенных затрат на строительство отдельного здания пылезавода целесообразность применения центрального пылеприготовления определяется при проектировании станции технико-

экономическим расчетом. На рис. 3.24 дана схема центрального пылезавода для котлов производительностью 1600 т/ч блоков 500 МВт на высоковлажном назаровском буром угле с паровой сушкой топлива производительностью 100 т/ч по сырому топливу (70 т/ч по подсушенной пыли). На котел устанавливаются четыре разомкнутые сушильно-размольные установки общей производительностью 400 т/ч (по сырому углю).

Сырое топливо из бункера питателем подается во вращающуюся барабанную трубчатую сушилку поверхностью нагрева 4000 м<sup>2</sup>, обогреваемую отборным паром турбины с параметрами 0,5 МПа и 170 °С. Из сушилки подсушенное топливо (сушонка) направляется в молотковую мельницу, снабженную инерционным сепаратором, из которого пыль выносится в циклон циркулирующим замкнутым воздушным потоком, создаваемым мельничным вентилятором. Пыль из циклона, пройдя клапаны мигалки, поступает в пылевой бункер. Для отсоса небольшого количества ( $\approx 5\%$ ) влаги, выделяющейся в мельнице, часть циркулирующего влажного воздуха забирается из циклона дополнительным вентилятором и через рукавный фильтр сбрасывается в атмосферу, чем достигается постоянный объем воздуха в мельничной системе. Из сушильного барабана влажный воздух с небольшим количеством мелких частиц топлива (3–5%) отсасывается сушильными вентиляторами через группу циклонов. Уловленная в циклонах угольная пыль, пройдя клапаны-мигалки, поступает в пылевой бункер, а влажный воздух с неуловленной циклонами мельчайшей пылью, составляющей потерю 0,3–0,5% топлива, подается вентиляторами в орошаемые водой «мокрые шахты», из которых очищенный воздух сбрасывается в атмосферу, а загрязненная вода с пылью (шлам) спускается в систему гидрозолоудаления котельной установки. Из пылевого бункера пыль киньон-насосами, в которые для транспортировки пыли подается сжатый воздух с избыточным давлением  $\approx 0,5$  МПа, направляется по трубопроводам в виде пылевоздушной смеси с концентрацией пыли в смеси 35 кг пыли/кг воздуха в котельный цех станции.

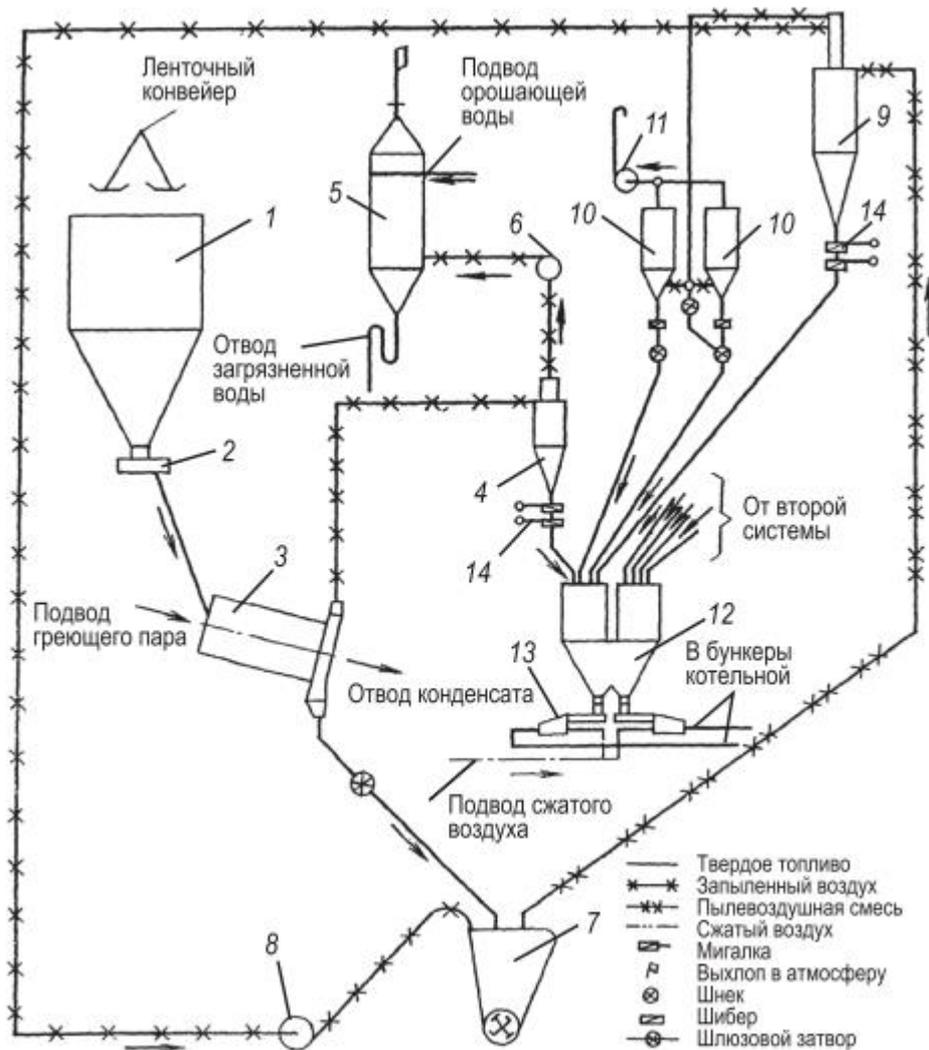


Рисунок 3.25 - Схема центрального пылезавода для бурых углей при паровой сушке и размоле в молотковых мельницах:

- 1 – бункер сырого угля; 2 – питатель; 3 – барабанная трубная сушилка; 4 – циклон; 5 – скруббер (мокрые шахты); 6 – сушильный вентилятор; 7 – молотковая мельница; 8 – мельничный вентилятор; 9 – циклон; 10 – рукавный фильтр; 11 – дополнительный вентилятор; 12 – пылевой бункер; 13 – киньон-насосы; 14 – клапан-мигалка

Здесь смесь поступает в циклоны, установленные на пылевых бункерах котлов. Осажденная в циклонах пыль попадает в пылевой бункер, а запыленный воздух сбрасывается в топку котла. Влажность топлива снижается до 16% за сушилкой и до 14% за мельничной установкой. При часовом расходе сушилки котла 250 т/ч и производительности каждой мельницы по сушонке 70 т/ч резерв по производительности установки составляет 12%.

## Раздел IV. Сжигание топлива в топках парогенераторов

### 4.1. Топки для сжигания газообразных и жидких топлив

#### Подготовка к сжиганию мазута и природного газа

**Подготовка к сжиганию мазута.** Для перекачки мазута, заполнения и слива его из емкостей температура мазута должна быть не ниже 60–70 °С, что соответствует вязкости не выше 30 °ВУ.

Технологический тракт подготовки мазута на электростанции (рис. 4.1) включает приемно-сливное устройство (сливные эстакады с желобами, приемные резервуары с погруженными перекачивающими насосами), основные резервуары для хранения постоянного запаса мазута, мазутонасосную систему трубопроводов для мазута и пара, группу подогревателей мазута и фильтров. Подготовка мазута перед сжиганием заключается в удалении механических примесей, повышении давления мазута и его подогреве, необходимых для снижения потерь энергии на транспорт мазута к котлам электростанции и его тонкого распыления в форсунках горелочных устройств. Температура мазута в баках поддерживается на уровне 60–80°С в любое время года за счет циркуляционного подогрева путем возврата в бак части (до 50%) разогретого во внешних подогревателях мазута.

Типовой является двухступенчатая схема подачи топлива, разработанная институтом «Теплоэлектропроект». По этой схеме подача топлива в устройства для подготовки к сжиганию (подогрев, перемешивание мазута в резервуарах, фильтрация от внешних загрязнений) осуществляется при низком давлении мазута (около 1 МПа), а насосы второго подъема перекачивают в главное здание мазут при высоком давлении (3,5–4,5 МПа). При высокой скорости мазута в распыляющих форсунках может иметь место сильный абразивный износ металла мазутных каналов форсунки и быстрый выход ее из строя. Кроме того, при размере каналов менее 3 мм не исключено их забивание крупными твердыми частицами или сгустками асфальто-смолистых веществ. Очистка мазута от твердых фракций происходит вначале в фильтрах грубой очистки с размером ячеек сетки 1,5×1,5 мм<sup>2</sup>, а затем в фильтрах тонкой очистки с ячейками 0,3–0,5 мм, установленных перед насосами второй ступени на подогретом мазуте.

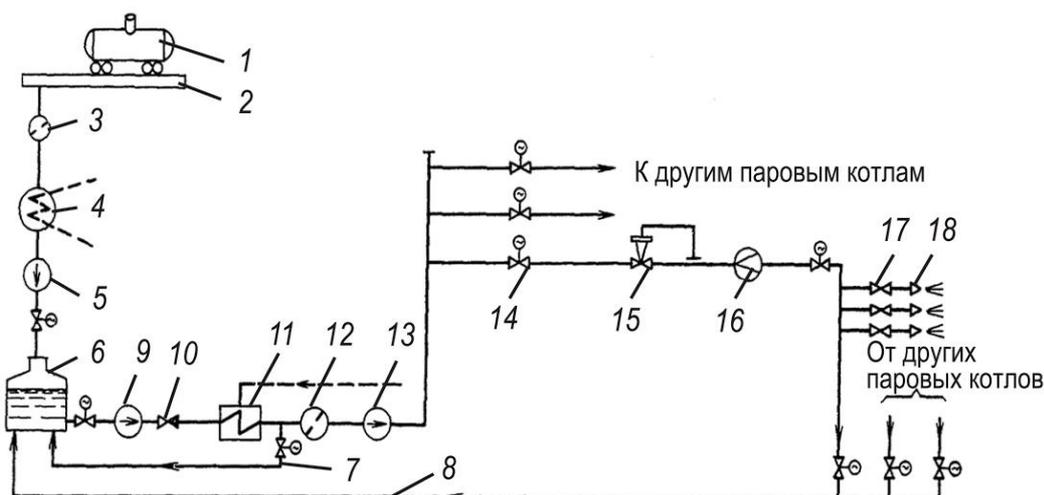


Рисунок 4.1 - Технологическая схема подготовки мазута на электростанции: 1 – цистерна с мазутом; 2 – сливное устройство; 3 – фильтр грубой очистки; 4 – сливной резервуар с подогревом; 5 – перекачивающий насос; 6 – основной резервуар; 7, 8 – линии рециркуляции мазута; 9 – насос первого подъема; 10 – обратный клапан; 11 – подогреватель мазута; 12 – фильтр тонкой очистки; 13 – насос второго подъема; 14 – запорная задвижка; 15 – регулятор расхода; 16 – расходомер; 17 – задвижка; 18 – форсунка смолистых веществ.

Повышение температуры мазута обеспечивается в паровых подогревателях до температуры, меньшей температуры вспышки паров. Для поддержания температуры мазута на нужном уровне независимо от потребления его котлом обеспечивается его непрерывный расход через линию за счет частичного возврата в бак (рециркуляция). Для предотвращения застывания мазута все мазутопроводы тщательно изолируются. Паровые линии укладываются рядом с мазутными с целью обогрева последних. Крайние участки мазутных линий соединяют обратными линиями с баками; это исключает застой мазута и, следовательно, его остывание.

Подогрев мазута проводится для снижения вязкости, что облегчает его фильтрацию, транспортировку и распыливание. Мазуты, сжигаемые в котлах, большей частью очень вязки и застывают при сравнительно высокой температуре (20–40 °С). Обычно мазут подогревается до 70–90 °С в зависимости от его сорта. Сильно парафинистые мазуты особенно вязки, поэтому они подогреваются до более высокой температуры (иногда до 105–130 °С). Подогрев мазута осуществляется в поверхностных теплообменниках паром низкого давления (0,59–1,18 МПа). Для перекачивания мазута обычно используют центробежные насосы.

**Подготовка к сжиганию газообразного топлива.** В энергетических котельных агрегатах сжигаются естественные и искусственные горючие газы. Горючие газы токсичны и взрывоопасны. Поэтому при конструировании и

эксплуатации оборудования, использующего газ, принимаются соответствующие меры безопасности.

Подготовка газообразного топлива к сжиганию заключается в его подводе к топке и дросселировании до рабочего давления. Давление подаваемого газа не является постоянным и изменяется в зависимости от величины потребления. Для облегчения регулирования расхода газа, подаваемого к отдельным котлам, с помощью регуляторов поддерживают постоянное давление газа в магистрали котельной. Наибольшее избыточное давление в магистрали котельной по правилам техники безопасности ограничивается величиной в 0,29 МПа. Схема газоснабжения электростанции приведена на рис. 4.2

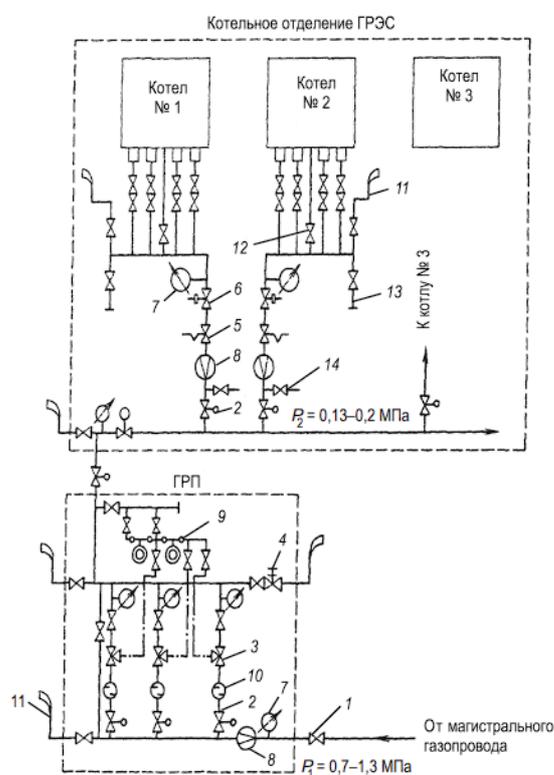


Рисунок 4.2 - Схема газоснабжения электростанции:

- 1 – задвижка с ручным управлением; 2 – задвижка с электроприводом; 3 – регулятор давления газа; 4 – предохранительный клапан; 5 – регулятор расхода газа; 6 – отсекающий быстродействующий клапан; 7 – манометр; 8 – расходомер; 9 – задатчики регуляторов давления; 10 – фильтр; 11 – продувочная свеча; 12 – подвод газа к запальнику горелок; 13 – дренаж; 14 – отбор газа на анализ

Газ поступает на электростанцию от магистрального газопровода или газораспределительной станции (ГРС) с давлением 0,7–1,3 МПа. Электростанции не располагают газохранилищами. Для снижения давления

поступающего газа до необходимого уровня у горелок (0,13–0,2 МПа) предусматривается его дросселирование в газорегуляторном пункте (ГРП), который из-за повышенной взрывоопасности и резкого шума при дросселировании газа размещают в отдельном помещении на территории ТЭС.

В каждом ГРП выполняется несколько (чаще три) ниток газопровода с установкой регуляторов давления, одна из которых является резервной. Кроме того, помимо регуляторов предусматривается байпасная линия. Для очистки газа от механических примесей перед регулирующими клапанами, которые поддерживают необходимое давление «после себя», имеются фильтры. Для защиты от аварийного повышения давления газа установлены предохранительные клапаны. Количество газа, прошедшего газорегуляторный пункт, регистрируется расходомерами. Основными устройствами к каждому паровому котлу на газопроводе являются автоматический регулятор расхода газа (АРР) и отсекающий быстродействующий клапан (БК). АРР обеспечивает необходимую тепловую мощность котла в любой момент времени. Импульсный отсекающий БК отключает подачу газа в топку парового котла в случае аварийной ситуации, когда поступление газа может создать опасность взрыва (обрыв факела, падение давления воздуха у горелок, останов электродвигателей дымососа или дутьевого вентилятора и т.п.).

Для исключения взрывоопасных ситуаций в нерабочий период газовые линии продувают воздухом через специальные отводы (свечи) в атмосферу, выведенные за пределы здания в места, недоступные для людей. Через свечи вытесняют также газоздушную смесь из газопроводов перед растопкой котла. Окончание продувки линии газом определяют по содержанию в пробе кислорода не выше 1%. Газопроводы на территории станции прокладываются как под землей, так и на поверхности. Подземные газопроводы укладываются в удалении от производственных помещений, а также каналов теплосети, кабельных и других каналов с тем, чтобы исключить просачивание газа в подвалы и туннели при нарушении плотности газопровода. При размещении газопроводов на поверхности эти ограничения снимаются и стоимость газопроводов уменьшается. Эксплуатация газового оборудования на электростанции ведется в соответствии с правилами безопасности в газовом хозяйстве Госгортехнадзора.

### **Конструкции топочных камер газомазутных парогенераторов.**

#### **Размещение горелочных устройств**

Условия сжигания природного газа и мазута имеют много общего, что позволяет выполнять топочные камеры для этих видов топлив одинаковой

конструкции. В большинстве случаев в таких топочных устройствах основным топливом является мазут, а резервным — природный газ. Вместе с тем на ряде электростанций работают паровые котлы, приспособленные только для сжигания природного газа, где в достаточном количестве имеется газ, и нет других источников топлива. Природный газ и мазут имеют близкую по значению теплоту сгорания ( $35\text{--}36 \text{ МДж/м}^3$  природный газ и  $38\text{--}39 \text{ МДж/кг}$  мазут), горение этих топлив происходит в парогазовом состоянии. Интенсивность горения в обоих случаях определяется только условиями перемешивания. Для сжигания этих топлив достаточен относительно не высокий подогрев воздуха:  $t_{\text{ГВ}} = 250\text{--}300 \text{ }^\circ\text{C}$ . Практически отсутствует зола после сгорания этих топлив, поэтому исключается необходимость шлакоудаления в нижней части топки и не происходит шлакования экранов.

В результате при одинаковой тепловой мощности котла для этих топлив могут быть приняты одинаковые по размерам и конструкции топки. Близкие объемы образующихся продуктов сгорания позволяют применять одни и те же тягодутьевые машины. Смешение топлива с воздухом в газовом состоянии в обоих случаях позволяет обеспечить практически полное сжигание топлива с низким избытком воздуха в топке ( $\alpha_{\text{T}}=1,02\text{--}1,05$ ) при наличии высоких тепловых напряжений в зоне горения.

Газ и мазут обычно сжигают в камерной топке отдельно, так как при совместном их сжигании возрастают топочные потери. В этом случае природный газ воспламеняется раньше мазута, перехватывает на свое горение кислород и балластирует зону горения продуктами своего сгорания. В котлах, оснащенных современными мощными газомазутными горелками, имеющими отдельные каналы подачи воздуха (периферийный и центральный) с самостоятельным завихрением каждого потока, получены удовлетворительные результаты совместного сжигания газа и мазута. Это определяется обеспечением начальной стадии горения каждого вида топлива «своим» воздухом.

Конструктивно топочная камера для сжигания природного газа и мазута имеет форму параллелепипеда. Нижнюю часть топки (под) выполняют с небольшим уклоном к центру. Ввиду очень малого содержания минеральных примесей в этих топливах никаких устройств, для вывода шлака не предусматривают. Интенсивное горение этих видов топлива приводит к образованию относительно небольшой по размерам зоны ядра факела вблизи горелок, которая характеризуется весьма высоким уровнем температур. При этом излучательная способность факела в значительной мере определяется наличием мелких частиц сажи в зоне факела. Более высокий уровень

температур создает значительную интенсивность теплового потока на настенные экраны, особенно при сжигании мазута за счет образования заметного количества сажистых частиц. Это создает опасность перегрева металла труб и развития высокотемпературной коррозии, а также ведет к образованию высокой концентрации окислов азота в ядре факела.

По профилю газомазутные топочные камеры могут быть открытого типа и с циклонными предтопками (рис. 4.3). Большинство выпускаемых газомазутных паровых котлов оборудуется традиционными призматическими топками с однофронтальным или двухфронтальным (встречным) расположением горелок (рис. 4.3, а, б). Горелки при однофронтальной установке размещают в несколько (3-4) ярусов. Такая компоновка дешевле и удобнее в обслуживании, однако не обеспечивает равномерного заполнения топки факелом и неприемлема для топок с небольшим размером по глубине (менее 6 м) ввиду значительного роста температуры газов и теплонапряжения заднего экрана.

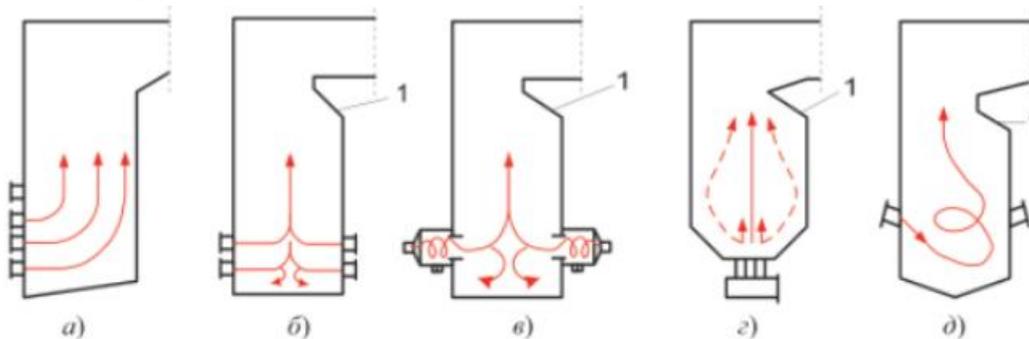


Рисунок 4.3 - Виды топочных камер для газомазутных паровых котлов:  
 а — открытая топка с однофронтальными многоярусными горелками; б —  
 открытая топка с встречным двухъярусным расположением горелок; в —  
 топка с встречными циклонными предтопками;  
 г — топка с подовыми горелками прямоточного (сплошная линия) или  
 вихревого (пунктирная линия) типа;  
 д — топка с наклонными прямоточными горелками и вертикальным вихрем;  
 1 - аэродинамический выступ

При встречном расположении горелок обеспечиваются лучшие условия работы экранов. При этом факел концентрируется в центральной высокотемпературной области топочной камеры. Встречное движение потоков способствует турбулизации концевых участков факела и при прочих равных условиях приводит к повышению теплонапряжения в зоне ядра факела на 20-30 %.

В целях снижения интенсивности тепловых потоков на экранные поверхности топочной камеры в опытной серии паровых котлов для блоков 300 МВт было предложено вынести основное горение топлива в циклонные предтопки (рис. 4.3, в), размещенные встречно. Экраны самих циклонов ошипованы и зафутерованы карборундовой огнеупорной изоляцией. Циклоны обеспечивают маневренность тепловой работы топки и в известной мере: выравнивают тепловые характеристики при переходе с мазута на природный газ и наоборот.

Известно, что за счет меньшей излучательной способности факела природного газа температура продуктов сгорания на выходе из топки увеличивается по сравнению с той, которая имеет место при сжигании мазута. Это расхождение температур при номинальной нагрузке для топочных камер открытого типа составляет около  $100^{\circ}\text{C}$ , что неизбежно сказывается на изменении тепловой работы последующих поверхностей нагрева и прежде всего перегревателя.

Однако в результате неполного сгорания топлива в объеме циклона и дожигания его в объеме топки не удалось уменьшить тепловосприятие экранов нижней части топки и снизить температуру металла труб. В то же время применение циклонов является более дорогим решением по сравнению с обычными горелками.

В последнее время для уменьшения температур факела, локальных тепловых потоков на топочные экраны, снижения выхода окислов азота предложено *подовое расположение горелок* в открытой топочной камере с регулированием степени крутки вторичного воздуха (рис. 4.3, г), при котором на мазуте за счет малой степени крутки потоков воздуха и топлива в горелке горение факела растягивается на большую высоту топки, локальные тепловые потоки на экраны заметно снижаются, а температура газов на выходе из топки повышается. При сжигании природного газа степень крутки увеличивают, факел расширяется и укорачивается. В результате растет радиационное тепловосприятие экранов нижней части топки, что способствует сближению температур газов на выходе из нее при сжигании этих топлив. Удачным с точки зрения снижения тепловых напряжений топочных экранов и сокращения образования вредных газовых компонентов ( $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_3$ ) оказалось сжигание мазута по схеме МЭИ в прямоточно-вихревом факеле с вертикальной осью вращения горящего факела. Растянутое горение мазута без соударения струй в центре топки, активное охлаждение горящего факела при его движении вдоль стен заметно снижают максимальную температуру факела

и создают условия для сокращения образования вредных газов, сажистых частиц и канцерогенных веществ.

В топочных камерах большой мощности для выравнивания по высоте расхода и температур газов на входе в горизонтальный газоход применяют аэродинамический выступ, образованный трубами заднего экрана в верхней части топки.

При большой высоте газохода (8-10 м) выступ исключает более легкий прямой выход газов вдоль нижней образующей газохода с более высокой температурой (см. рис. 4.3, б).

Выбор типа и единичной мощности горелочных устройств и их компоновка оказывают решающее влияние на работу газомазутных паровых котлов. Горелочные устройства позволяют управлять длиной и другими геометрическими параметрами факела, а также степенью заполнения им топочного объема. Эти характеристики топочного устройства приобретают особое значение для котлов, оборудованных газомазутными горелками большой единичной производительности.

#### Расчетные характеристики топочных камер

Геометрически топочная камера характеризуется линейными размерами: шириной фронта  $a_T$ , глубиной  $b_T$  и высотой  $h_T$ , размеры которых определяются тепловой мощностью топки, тепловыми и физико-химическими характеристиками топлива.

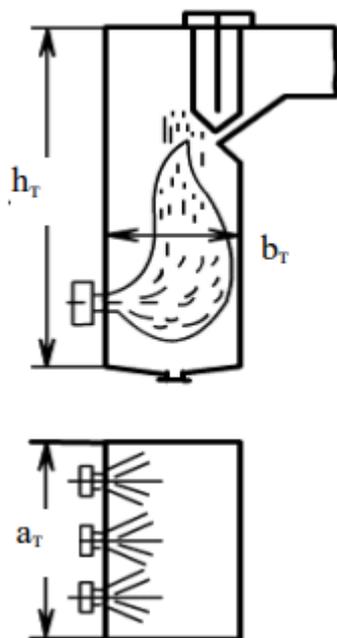


Рисунок 4.4 - Геометрические характеристики топочных камер

Произведение  $f_T = a_T * b_T, \text{ м}^2$ , - сечение топочной камеры.

Ширина фронта топки ( $a_T = 9,5 - 31 \text{ м}$ ) зависит от вида сжигаемого топлива, тепловой мощности парового котла. С увеличением мощности парового котла размер  $a_T$  растет, но не пропорционально росту мощности, характеризуя, таким образом, увеличение тепловых напряжений сечения топки и скорости газов в ней.

Оценочно ширину фронта  $a_T$ , м можно определить по формуле

$$a_T = m * D^{0,5} (4.1),$$

где  $D$  - паропроизводительность котла, кг/с;

$m$  - числовой коэффициент (1,1 - 1,7) зависит от  $D$ .

Глубина топочной камеры ( $b_T = 6 - 10,5 \text{ м}$ ) определяется размещением горелок на стенах топочной камеры и обеспечением свободного развития факела в сечении топки так, чтобы высокотемпературные языки факела не оказывали давление на охлаждающие настенные экраны.

Высота топочной камеры ( $h_T = 15 - 65 \text{ м}$ ) должна обеспечивать полное сгорание топлива по длине факела в пределах топочной камеры и размещение на ее стенах требуемой поверхности экранов, необходимых для охлаждения продуктов сгорания до заданной температуры:

$$h_{\text{гор}}^T = w_T * \tau_{\text{треб}}, (4.2)$$

где  $w_T$  - средняя скорость газов в сечении топки, м/с;

$\tau_{\text{треб}}$  - время пребывания единичного объема газа в топке, с.

Основной тепловой характеристикой топочных устройств паровых котлов является тепловая мощность топки:

$$Q_T = V * (Q_H^p + Q_{\text{доп}} + Q_{\text{ГВ}}), \text{ кВт}. (4.3)$$

Интенсивность процесса сжигания характеризуется следующими показателями:

1) Характеристикой, определяющей уровень *энерговыведения (тепловым напряжением)* в топочном устройстве, является допустимое тепловое напряжение топочного объема (характеризует время пребывания топлива в топочной камере):

$$q_v = \frac{V * Q_H^p}{V_T}, \text{ кВт/м}^3, (4.4)$$

где  $V_T$  - объем топочной камеры,  $\text{ м}^3$ ;

$q_v = 140 - 180 \text{ кВт/м}^3$  - при сжигании углей с твердым шлакоудалением и

$q_v = 180 - 210 \text{ кВт/м}^3$  - при жидком шлакоудалении.

2) На уровне расположения горелок выделяется наибольшее количество теплоты, здесь расположено ядро факела и резко растет температура топочной среды. Если отнести все тепловыделение в растянутой по высоте топки зоне

горения к сечению топки на уровне горелок, то получим важную расчетную характеристику - *тепловое напряжение сечения* топочной камеры:

$$q_f = \frac{B \cdot Q_H^p}{f_T}, \text{ кВт/м}^2, \quad (4.5)$$

где  $f_T$  – поперечное сечение топочной камеры, м<sup>2</sup>.

Максимально допустимые значения  $q_f$  нормируются в зависимости от вида сжигаемого топлива, расположения и типа горелок и составляют от 2300 кВт/м<sup>2</sup> - для углей с повышенными шлакующими свойствами, до 6400 кВт/м<sup>2</sup> - для углей с высокими температурами плавления золы.

С ростом значения  $q_f$  увеличивается температура факела в топке, в том числе вблизи экранов, заметно увеличивается тепловой поток излучения на них. Ограничение значений  $q_f$  определяется для твердых топлив исключением интенсивного процесса шлакования настенных экранов, а для газа и мазута - предельно допустимым ростом температуры металла экранных труб.

3) Если отнести значение тепловосприятие топки к единице поверхности экрана, то получим среднее тепловое напряжение поверхности нагрева  $q_L$ , кВт/м<sup>2</sup>, характеризующее интенсивность тепловой работы металла труб экранов:

$$q_L = \frac{B \cdot Q_L}{F_{CT}^3}, \text{ кВт/м}^2, \quad (4.6)$$

где  $F_{CT}^3$  - поверхность стен топки, закрытая экранами, м<sup>2</sup>;

$Q_L$  - тепловосприятие топочных экранов, полученное излучением факела кДж/кг, определяется из теплового баланса топки как разность между удельным полным тепловыделением в зоне ядра факела на уровне расположения горелок без учета отдачи теплоты к экранам  $Q_T$ , кДж/кг, и удельной теплотой (энтальпией) газов на выходе из топки  $H_T''$  при отдаче (потере) небольшой части теплоты через теплоизолирующие стены

$$Q_L = Q_T - H_T'' - Q_{пот} = (Q_T - H_T'') \cdot \varphi$$

где  $\varphi = Q_L / (Q_L + Q_{пот})$  - доля сохранения теплоты в топке.

## **Горелочные устройства для сжигания мазута и газа. Горелки мазутные и газомазутные**

### **Мазутные форсунки и воздушные регистры**

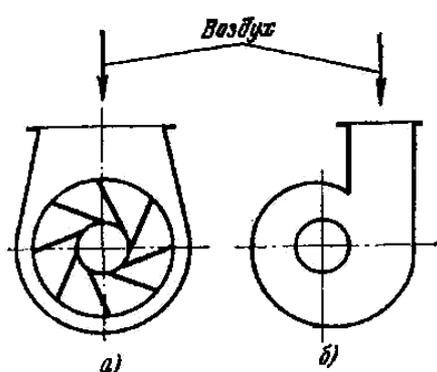
Для тонкого распыления мазута применяют центробежные форсунки, которые вместе с завихривающими устройствами — регистрами, служащими для подачи и завихривания воздуха, образуют мазутную горелку. В

зависимости от метода распыления мазута различают форсунки механические, паромеханические и паровые (см. рис. 4.6).

**Воздушные регистры** предназначены для организации образования топливовоздушной смеси и пространственной стабилизации факела. Различают прямоточные воздушные регистры (которые не имеют закрутки потока воздуха и, как правило, дают длинный факел с малым углом раскрытия) и вихревые (турбулентные) (с закруткой воздушного потока; дают короткий факел с большим углом раскрытия).

По числу потоков различают одно-, двух- и трехпоточные воздушные регистры.

Различают следующие виды вихревых воздушных регистров:



а) Лопаточные (закрутка потока осуществляется с помощью закручивающих лопаток);

б) Улиточные (закрутка потока осуществляется за счет тангенциального подвода воздуха).

Двух- и трехпоточные воздушные регистры используются в комбинированных газомазутных горелках для обеспечения необходимых условий смесеобразования на любом виде топлива.

Рисунок 4.5 - Вихревые регистры

**В форсунках** с механическим распылением используется кинетическая энергия струи мазута, создаваемая напором топливного насоса. Выходя под давлением с повышенной

скоростью через сопло форсунки, мазут тонко распыляется. В паровых форсунках распыление топлива достигается в результате использования кинетической энергии струи пара, вытекающей из форсунки, а мазут может поступать в форсунку под небольшим давлением. Кроме механических и паровых форсунок в последнее время широко стали применяться также комбинированные паромеханические форсунки, работа которых основана на совместном использовании обоих методов распыления.

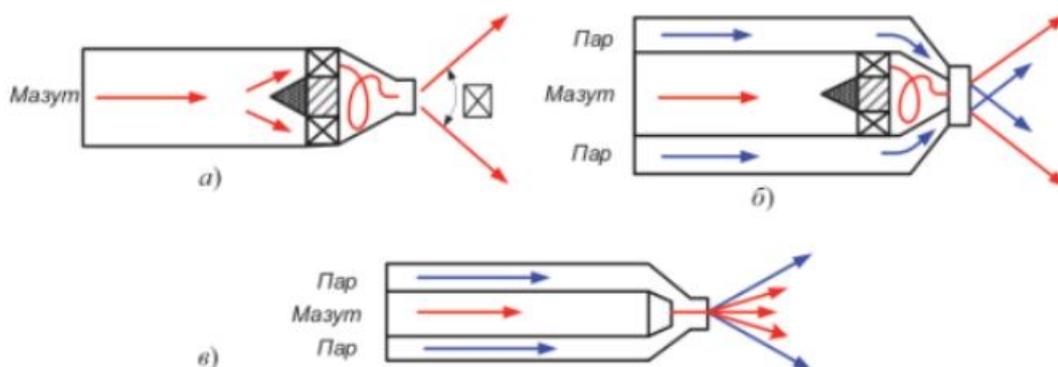


Рисунок 4.6 Виды мазутных форсунок:  
а — механическая; б — паромеханическая; в — паровая

Механические форсунки являются наиболее распространенным видом форсунок. Распыл мазута этом случае обеспечивается за счет подачи его под избыточным давлением (2,5 -4,5 МПа) в вихревую камеру форсунки несколькими каналами и выходом закрученной массы мазута через узкое отверстие — сопло диаметром  $d_0$ . При этом создается интенсивно вращающийся вихрь, в результате чего истечение жидкого топлива из сопла происходит с большой скоростью (до 80 м/с) и в виде широко расходящегося конуса (рис. 4.7). Толщина вытекающей пленки составляет около 0,2-0,4 диаметра сопла  $d_0$ . Внутри конуса поступают горячие топочные газы, которые обеспечивают прогрев и испарение выходящего из сопла топлива.

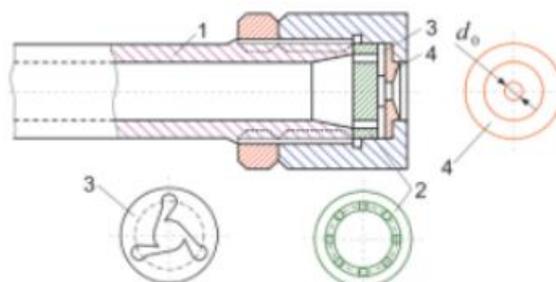


Рисунок 4.7 - Механическая форсунка:

- 1 — патрубок подвода мазута;
- 2 — распределительная шайба;
- 3 — завихритель;
- 4 — распыливающая шайба

Пленка жидкого топлива на выходе из сопла растягивается, утоняется и под действием динамических колебаний разрушается. Ударное воздействие набегающего потока воздуха приводит к вторичному дроблению крупных капель мазута. По мере испарения начинается горение паров мазута.

Производительность мощных центробежных форсунок завода «Ильмарине» по мазуту составляет 0,83-3,3 кг/с (3-12 т/ч) при диаметре выходного сопла  $d_0 = 4-8$  мм. Диапазон качественного регулирования производительности снижением — начального давления мазута лежит в пределах 100-60 %.

Форсунки чисто механического распыления имеют ограниченный диапазон регулирования производительности, поскольку при заметном снижении давления мазута перед форсункой распыл мазута существенно ухудшается, образуется много крупных капель и происходит неполное сгорание топлива.

*Паромеханические форсунки* работают при большой нагрузке парового котла как чисто механические, а при малой как паромеханические. Это расширяет диапазон регулирования в пределах 100-20 % без снижения качества распыления.

Паромеханическая форсунка (рис. 4.8) имеет два канала, подающих к головке форсунки мазут и пар (с давлением 0,2-0,4 МПа).

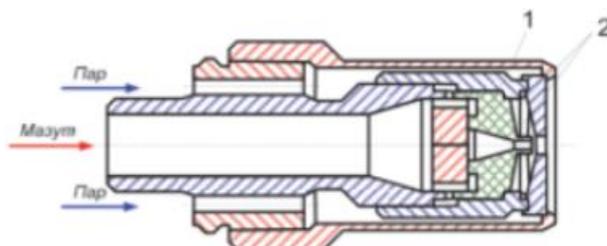


Рисунок 4.8 - Паромеханическая форсунка  
1 – завихритель мазута  
2 – завихритель пара

Здесь вместо центробежной вихревой камеры применен аксиальный завихряющий аппарат с конусом-рассекателем. Поток пара с большой скоростью внедряется в распыляемую мазутную струю и за счет своей энергии тонко дробит капли мазута. Расход пара на распыл составляет не более 10 % расхода мазута. Кроме того, небольшое количество пара, поступающее в зону ядра факела активизирует реакции горения за счет увеличения активных центров реакции, образующихся при диссоциации водяных паров. Производительность паромеханической форсунки по мазуту составляет 5-7 т/ч. Они устанавливаются на мощных паровых котлах с глубоким диапазоном регулирования нагрузки.

*В паровых форсунках* высокий эффект распыления достигается в результате большой скорости истечения струи пара (до 1000 м/с), увлекающей с собой мазут (рис. 4.9).

Достоинствами парового распыления являются простота форсунки, а также высокое качество распыления даже при невысоком подогреве мазута (до 80 °С). Однако паровые форсунки используются редко и только как растопочные, как правило, на электростанциях, сжигающих твердое топливо. В длительной работе они неэкономичны из-за большого расхода пара на распыл (40-60 % расхода мазута), при этом тепловая мощность растопочных форсунок составляет около 30 % тепловой мощности парового котла.

Из-за резко неравномерного фракционного состава капель наиболее мелкие из них сгорают на более коротком пути, а более крупные центробежными силами могут быть выброшены за пределы зоны горения или вследствие недостаточного для них времени пребывания в зоне горения не

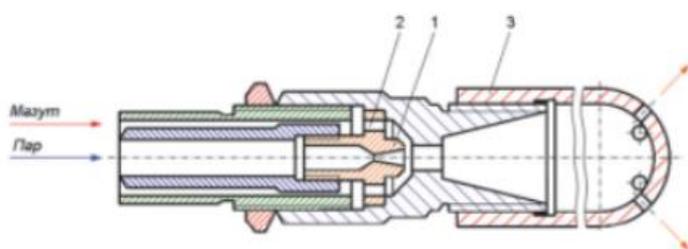


Рисунок 4.9 - Паровая форсунка:  
1 — сопло;  
2 — распределительная шайба;  
3 — головка форсунки

успевают полностью сгореть. Поэтому важно обеспечить равномерное по фракциям распыление мазута, чтобы количество капель (диаметром более 1 мм) было минимальным. Тонкость распыления мазута определяют размером среднего расчетного диаметра образующихся капель. Для этого на специальном стенде испытывают форсунку и определяют размеры капель и их массу по группам фракций. Затем расчетом находится средний диаметр  $d_0$ . Средний диаметр капель для механических форсунок составляет около 300 мкм. С повышением давления мазута в форсунке средний размер капель уменьшается, но довольно незначительно. Обычно верхний предел давления составляет 4-5 МПа. Снижение давления ниже 1,2 МПа не допускают по условиям значительного ухудшения распыла. В целях увеличения производительности форсунки идут на некоторое увеличение диаметра сопла  $d_0$ , но, чтобы не допустить снижения качества распыла, необходимо уменьшить вязкость за счет нагрева мазута до более высокой температуры.

Форсунки с паровым распыливанием обладают рядом существенных недостатков: большой расход пара на распыл (3-5 % от общей выработки); конденсат пара теряется безвозвратно; шумная работа форсунок. Ввиду перечисленных недостатков паровой распыл применяется в основном в небольших котельных.

Для эффективного сжигания мазута недостаточно тонкого его распыления. Необходимо также тщательно перемешать капли распыленного

мазута с воздухом. Это достигается нагнетанием воздуха дутьевыми вентиляторами в топку через воздушные регистры (воздухонаправляющие устройства), обеспечивающие его интенсивное завихрение (крутку) и подачу со скоростью 25-30 м/с в наиболее узком сечении амбразуры.

В отличие от пылеугольных горелок поступающий для горения мазута воздух не делят на первичный и вторичный и одним потоком подают через воздушный регистр.

Для воспламенения основного топлива — мазута или газа — мощные современные паровые котлы оборудованы горелками с электрозапальным устройством. Зажигание горелки осуществляется природным газом от электрической искры дистанционно со щита управления.

### **Организация сжигания природного газа (газовые горелки)**

Характерной особенностью сжигания природного газа является образование горючей смеси из резко различных по объему количеств газа и воздуха: на 1 м<sup>3</sup> природного газа в горелке расходуется около 10-20 м<sup>3</sup> горячего воздуха (при температуре 250-300 °С). Обеспечить хорошее перемешивание с воздухом в этих условиях можно только путем ввода газа в поток воздуха большим числом отдельных тонких струй с высокой проникающей способностью, со скоростью газа до 120 м/с при скорости основного потока воздуха 25-40 м/с.

Газовые горелки являются горелками с частичным внутренним смешением, поскольку в пределах горелки не достигается полное перемешивание газа и воздуха, оно завершается уже в топочной камере. В результате небольшая часть газа в зонах высоких температур при нехватке кислорода подвергается термическому разложению (пиролизу) с образованием сажистых частиц. Поэтому при работе газовой горелки также создается достаточно яркий факел в топке с максимумом температуры горения на определенном удалении от амбразуры горелки.

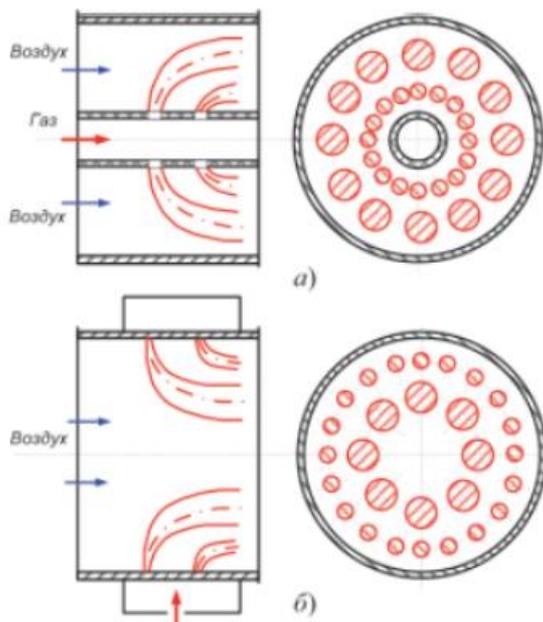


Рисунок 4.10 - Развитие газовых струй в воздушном потоке:

- а - центральная подача газа;
- б - периферийная

равномерное распределение газа в воздушном потоке достигается путем уменьшения диаметра отверстий по направлению движения воздуха.

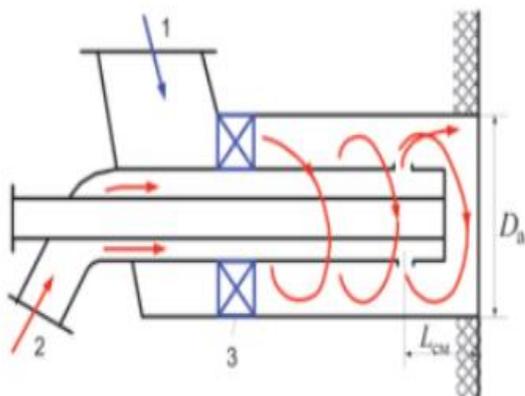


Рисунок 4.11 - Газовая горелка с центральным вводом газа:

- 1 — ввод горячего воздуха;
- 2 — подвод природного газа;
- 3 — аксиальный лопаточный регистр перемешивания

Определяющими параметрами газовой горелки являются:

— относительная длина зоны внутреннего смешения  $l_{см} = L_{см}/D_a$ , где  $D_a$  - диаметр выходной амбразуры горелки (рис. 4.11). Она характеризует условия частичного внутреннего смешения потоков.

— размер, форма и расположение газовых отверстий, определяемые общей конструкцией горелки. Может быть организован поперечный ввод газа в поток воздуха с периферии горелки или из центральной трубы (рис. 4.11) и их сочетание (в горелках большой производительности). Часто в мощных

газовых горелках применяют прямоточный ввод газовых струй в поток воздуха с обеспечением их целиком в объеме топки вблизи горелки.

Для сжигания газа применяется большое число различных типов горелок, различающихся как по принципу работы, так и по конструктивному оформлению.

По способу смесеобразования различают горелки:

- диффузионного типа
- смешивание воздуха с топливом происходит в топочной камере;
- кинетического типа — смесь образуется до выхода в топку;
- горелки смешанного типа — предварительно газ смешивается с частью воздуха.

Поскольку при предварительном смешении горение протекает очень быстро, в коротком пламени, горение называют еще и беспламенным. А диффузионные горелки — пламенными.

По способу подачи воздуха в топку горелки делят на две группы:

- с принудительной подачей воздуха от вентилятора;
- с подачей воздуха путем эжектирования его газовой струей или за счет разрежения в топке.

Ниже даны схемы диффузионных горелок различных типов (рис. 4.12, 4.13).

В горелке типа I получается наиболее растянутый факел. Здесь газ и воздух подаются отдельными параллельными потоками.

При концентрическом расположении потоков (тип II) либо при установке различных завихрителей (тип III) перемешивание улучшается, и факел укорачивается.

В горелке (тип IV) газ и воздух подаются через узкие щели вперемешку. Это также способствует хорошему перемешиванию.

Преимущества диффузионных горелок:

- 1) возможность сжигания большого количества газа при ограниченных поперечных размерах горелок. Это облегчает размещение их по фронту котла (либо по стенам);
- 2) возможность подогрева газа и воздуха до температуры, превышающей температуру самовоспламенения газа;
- 3) возможность регулирования производительности горелки без опасения обратного проскока пламени.

Недостатками являются:

- 1) низкое тепловое напряжение топочного объема (400-2000 кДж/(м<sup>3</sup>-ч), в среднем —  $1000 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3 \cdot \text{ч}}$

2) наличие некоторой неполноты горения даже при увеличении коэффициента избытка воздуха до 1,15.

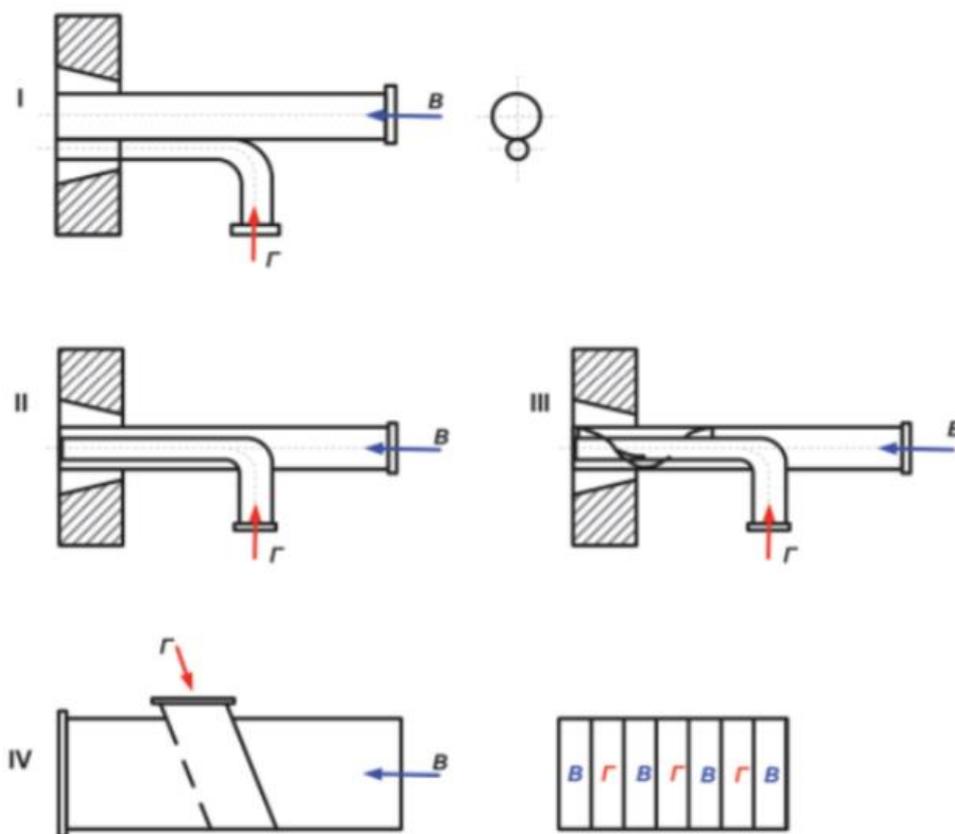


Рисунок 4.12 - Схемы газовых горелок: В — подвод воздуха;  
Г — подача газа

Из числа горелок с предварительным смешением в энергетических котлоагрегатах применяют так называемые туннельные горелки (рис. 2.31). В этой горелке газ, хорошо перемешанный с воздухом, сгорает в узких керамических каналах — туннелях, образуемых разделительными столбиками. В топочную камеру выходят продукты сгорания. Факел в топке отсутствует. Резкое сокращение факела получается за счет улучшения условий зажигания смеси и увеличения фронта воспламенения. Материал туннелей влияния на горение газа не оказывает, так как при имеющейся температуре более 1000 °С скорость химической реакции уже достаточно высока, и катализ поверхностей не оказывает заметного влияния на скорость горения.

Горелки с предварительным смешением имеют следующие преимущества:

- 1) малый избыток воздуха ( $\alpha = 1,05-1,1$ );
- 2) тепловое напряжение велико. Сгорание происходит в туннельных горелках с тепловым напряжением  $Q/V \approx 2 * 10^8$  кДж/(м<sup>3</sup> \* ч). Это дает возможность использовать для сжигания таза топки с малым топочным объемом.

Недостатки: большое сопротивление и малая производительность. По этой причине беспламенные горелки большей частью применяются на котлах малой мощности.

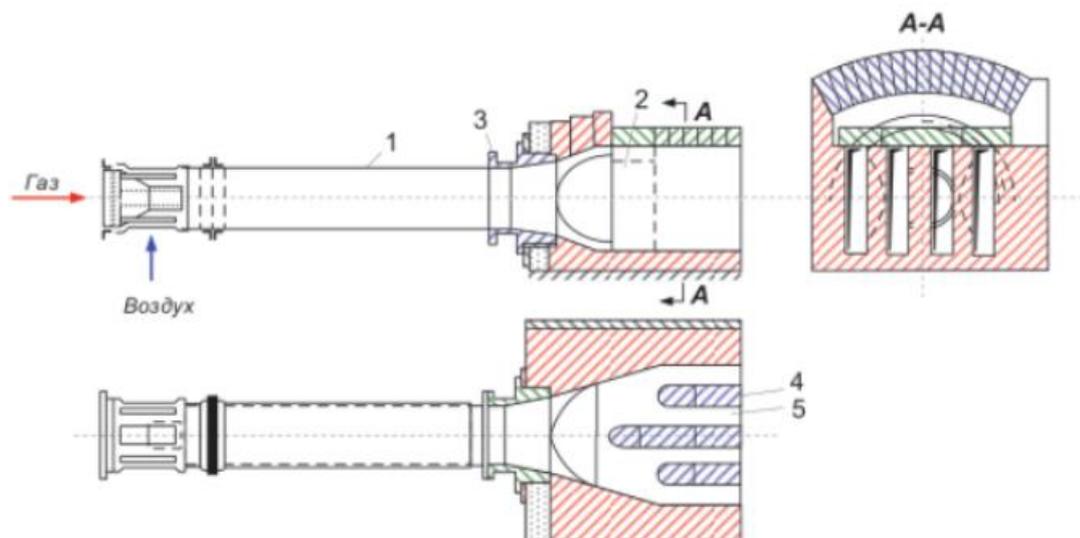


Рисунок 4.13 - Схема туннельной горелки: 1 — смеситель; 2 — камера воспламенения; 3 — фурма, охлаждаемая водой; 4 — шамотные перегородки; 5 — туннели между шамотными перегородками

### Комбинированные газомазутные горелки

Одним из преимуществ комбинированных горелок является возможность легкого перехода с сжигания одного вида топлива на сжигание другого. Горелка должна быть так выполнена, чтобы сжигание каждого из видов топлива происходило в оптимальных условиях.

В такой горелке каналы подвода воздуха выполняются общими для обоих видов топлив, а расположение каждого вида горелочного устройства должно обеспечить быстрое и полное смешение топлива с воздухом. Для эффективного смешения с топливом поток воздуха в горелке сильно турбулизируется с помощью воздушного регистра.

На мощных паровых котлах устанавливают газомазутные горелки, отличающиеся способом ввода газа в поток воздуха и методом регулирования его расхода при переменных нагрузках. Газомазутная горелка ТКЗ (Таганрогского котельного завода) коаксиального типа с центральной подачей газа показана на рис. 4.14. Природный газ из центрального кольцевого коллектора выдается двумя рядами отверстий разного диаметра. Воздух подводится через тангенциальный лопаточный регистр. Регулирование его расхода обеспечивается перемещающимся дисковым шибером.

Таким образом, при снижении нагрузки парового котла уменьшенный расход воздуха будет проходить через меньшее сечение регистра, что сохраняет интенсивность крутки и хорошие условия смешения с топливом. При переходе горелки на сжигание мазута последний поступает по центральному мазутному стволу и распыляется в механической форсунке, выдвинутой в зону наибольших скоростей воздуха (в область суженного сечения амбразуры горелки). Давление газа перед горелкой 2,5-3,0 кПа. Скорость воздуха в узком сечении горелки 40 м/с. Воспламенение топлива обеспечивается электрозапальным устройством.

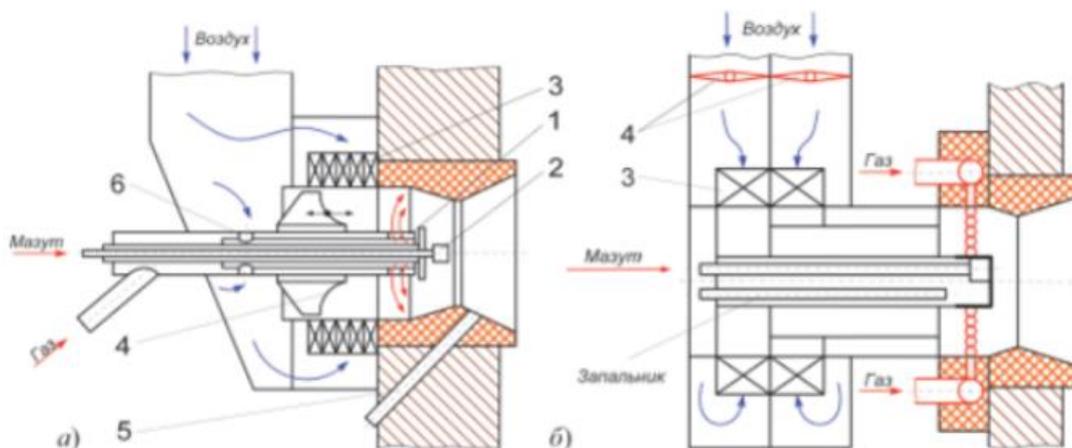


Рисунок 4.14 - Газомазутные горелки: а — горелка ТКЗ, коаксиальная с центральным подводом природного газа; б — горелка ЗиО с периферийным подводом природного газа и тангенциальным двойным вводом воздуха;

1 — кольцевой газовый коллектор; 2 -- мазутная форсунка;

3 — тангенциальный лопаточный аппарат; 4 — регулирующий подачу воздуха шибер; 5 — подвод воздуха для охлаждения деталей горелки от лучистого тепла; 6 — канал для запальника.

Газомазутная горелка для прямоточного парового котла блока 300 МВт, работающего под наддувом (рис. 4.15), имеет два самостоятельных канала подвода воздуха, который завихривается в тангенциальном лопаточном аппарате и поступает в периферийный и центральный каналы горелки. Кроме того, имеется еще подача третичного воздуха в центральную трубу для охлаждения мазутной форсунки. При снижении нагрузки расход воздуха по периферийному кольцевому каналу уменьшается регулирующим шибером перед горелкой. Подача мазута осуществляется паромеханической форсункой типа ТКЗ-4М производительностью 1,28 кг/с (4,6 т/ч) при давлении мазута 4,5 МПа и пара 0,2 МПа. Природный газ в основном вводится в поток воздуха с периферии из кольцевого коллектора большим числом труб  $\varnothing$  32 мм, и

частично из отверстий центрального коаксиального канала (расчетная скорость выхода газа соответственно 134 и 177 м/с). Мощные газомазутные горелки оборудуют механизмом, который при сжигании одного вида топлива отключает подачу другого. Например, при переходе на сжигание газа мазутная форсунка автоматически отключается и втягивается в центральный ствол. Одновременное сжигание двух видов топлива приводит к ухудшению выгорания одного из них (чаще мазута), что связано с различными условиями смешения и временем воспламенения.

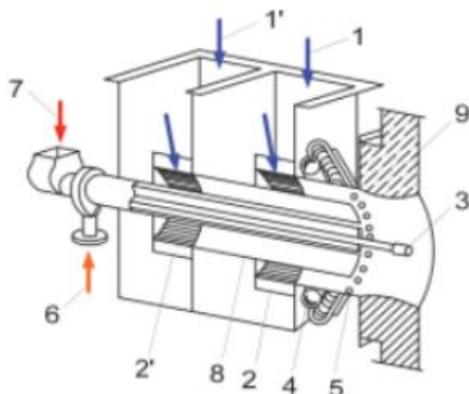


Рисунок 4.15 - Газомазутная горелка тепловой мощностью 48 МВт:  
 1 и 1' — подача воздуха в периферийный и центральный воздушные каналы;  
 2 и 2' — тангенциальные лопаточные аппараты;  
 3 — паромеханическая форсунка;  
 4 — кольцевой коллектор природного газа;  
 5 — отверстия для периферийного ввода природного газа;  
 6 — центральная подача природного газа;  
 7 — центральная подача горячего воздуха;  
 8 — газовый электрозапальник;  
 9 — обмуровка топки

Газомазутные горелки рассчитывают на работу топки с предельно малыми избытками воздуха ( $\alpha=1,02-1,03$  при работе топки под наддувом) в целях снижения интенсивности коррозионных процессов в низкотемпературной части тракта. Работа с низкими избытками воздуха требует тщательного выполнения горелок и воздухоподводящих трактов для того, чтобы исключить неравномерность распределения топлива и воздуха по горелкам. Все форсунки тарируются, допустимое расхождение их производительности должно быть не более 2 %. Контроль за расходом воздуха через каждую горелку ведется по давлению воздуха перед ней. При работе топки под разрежением неизбежны присосы холодного воздуха извне —

$\Delta\alpha_T = 0,05 - 01$ . В таком случае расход организованного горячего воздуха через горелку может оказаться меньше теоретически необходимого ( $\alpha_{гор} = 0,96 - 1,98$ ), поскольку присосанный воздух только частично (около  $0,5 \Delta\alpha_T$ ) используется для горения топлива. При локальных значениях избытка воздуха вблизи стен ( $\alpha < 1,0$ ) возможно возникновение высокотемпературной сероводородной коррозии экранных труб.

### **Смешанное сжигание газообразного и твердого топлива**

В котельной технике получили распространение газомазутные или пылегазовые горелки. Это обусловлено необходимостью перехода на резервное топливо, поскольку зачастую котельные электростанций играют роль буферных потребителей газообразного топлива. Поэтому переход с одного вида топлива на другой должен, как правило, производиться быстро и без остановки котла.

Применяемые комбинированные горелки можно разбить на следующие виды:

- горелки с центральной подачей газа;
- горелки с периферийной подачей газа.

Примером горелки с центральным подводом газа может служить пылеугольная горелка ТКЗ, приспособленная для сжигания газа (рис. 4.16). В этой горелке вместо мазутной форсунки вставлен канал кольцевого сечения 4. В конце канала — насадка с щелями и отверстиями для выхода газа. Воздушный поток закручивается улиткой 2 и выходит через амбразуру 3. Тонкие струи газа пронизывают поток закрученного воздуха, что обеспечивает хорошее перемешивание. В случае перехода на пылевоздушную смесь последняя закручивается улиткой 5 и проходит по кольцевому сечению. Скорость движения воздуха по каналу — 30-35 м/с (скорость истечения газа — 25-30 м/с).

Примером горелки с периферийной подачей газа является горелка ОРГРЭС, приспособленная к сжиганию газа (рис. 4.17).

Пылевоздушная смесь поступает по каналу 1, воздух — через улитку II. Приспособление для сжигания газа — кольцевой короб вокруг обечайки 2. К кольцевому коробу подводится газ 3. Он поступает в поток воздуха через сверления в обечайке 2. Скорость истечения газа из каналов 170 м/с. Скорость движения воздуха — 27 м/с.

При комбинированном сжигании газа и пыли конфигурация топки имеет обычный для сжигания пыли вид.

Газ — топливо взрывоопасное. Поэтому на станции следует строго соблюдать все правила техники безопасности.

Во избежание взрыва в топке следует перед пуском и после остановки котла тщательно вентилировать топку и газоходы. Помещения, в которые может попасть газ ввиду неплотностей газопровода, также должны тщательно вентилироваться.

При пуске котла вначале через горелку подавать воздух, затем газ, а при остановке.

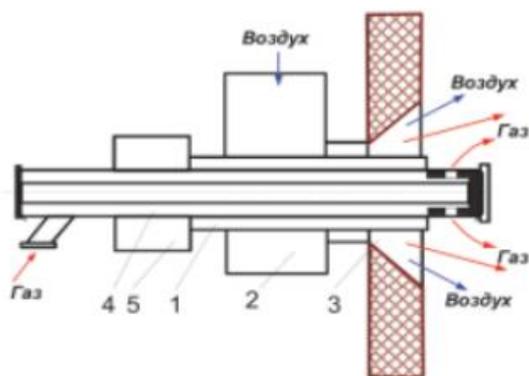


Рисунок 4.16 - Комбинированная пылегазовая горелка (ТКЗ)

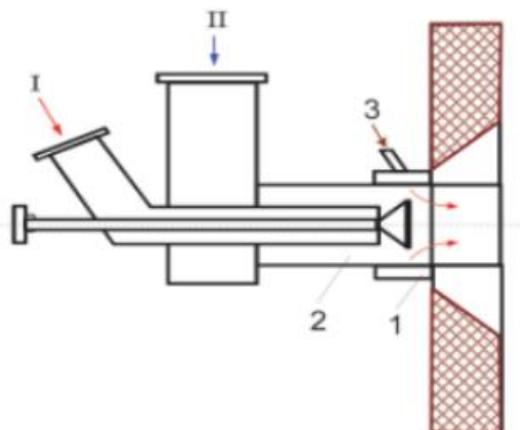


Рисунок 4.17 - Комбинированная пылегазовая горелка (ОРГРЭС)

### Газовые запальные устройства

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

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

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

Для топок, работающих с разрежением до 8 кгс/м<sup>2</sup> (мм вод. ст.), применяется однофакельный запальник среднего или низкого давления. Он представляет собой горелку с частичной инжекцией воздуха. Газ выходит из

сопла, подсасывая воздух через отверстия в корпусе инжектора, образующаяся газоздушная смесь проходит смеситель и выходит из огневого насадка в защитный кожух с отбортовкой, где начинается горение газа. При изменении давления и состава газа в запальнике необходимо изменить только диаметр сопла. При наличии в топке избыточного давления запальник должен выдавать полностью подготовленную газоздушную смесь, что обеспечивается при среднем давлении газа в инжекционном запальнике, а при низком - в запальнике с принудительной подачей воздуха.

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

Применяют запальники:

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

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

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

## **Техника безопасности на газомазутных ТЭС**

### **Мазут.**

*Температура вспышки и воспламенения* - это температура, при которой пары мазута над поверхностью жидкой фазы кратковременно воспламеняются при поднесении источника огня. Температурой воспламенения считается такая температура паров в смеси с воздухом, при которой после вспышки продолжается устойчивое горение не менее 5 секунд. Эта температура обычно на 15-20°С выше, чем при вспышке. Мазут, сжигаемый на электростанциях,

имеет температуру вспышки  $135\div 245^{\circ}\text{C}$ , поэтому во избежание пожара температура подогрева мазута в открытых системах всегда должна быть ниже температуры вспышки ( $\leq 10^{\circ}\text{C}$ ).

В случае утечки мазута может быть нанесен серьёзный ущерб персоналу. Его пары раздражают слизистую оболочку и кожу человека, вызывая ее поражение и возникновение кожных заболеваний. А так как мазут хранится при  $60-8^{\circ}\text{C}$ , то, с учетом вязкости, попадание на тело человека грозит ожогами III-IV степени. Поэтому мазутопроводы, для избегания утечек, должны выполняться из бесшовных труб сваркой. На мазутопроводах должна применяться только стальная арматура 1-го класса герметичности. Фланцевые соединения допускаются лишь в местах установки арматуры, измерительных устройств и заглушек.

### **Газ.**

*Плотность.* Почти все виды газового топлива легче воздуха, поэтому проникший в помещение газ скапливается под верхними перекрытиями. В целях безопасности перед пуском котла проверяют отсутствие газа в вероятных местах его скопления.

*Взрываемость.* Смесь горючего газа с воздухом в определенных пропорциях при вводе в эту смесь источника огня может взорваться. Взрывоопасные концентрации горючего газа в воздухе зависят от химического состава и свойств газа. При этом выделяют нижний предел взрываемости и верхний предел взрываемости (наибольшая концентрация газа в воздухе), между которыми смесь газа с воздухом взрывоопасна.

*Токсичность.* Под токсичностью понимают способность газового топлива вызывать отравление. Наиболее опасными в этом отношении компонентами являются оксид углерода (CO) и сероводород (H<sub>2</sub>S). Предельно допустимая концентрация CO в воздухе составляет 0,0024 % (0,03 мг/л), а опасна для жизни 0,4 % (при воздействии в течение 5÷6 минут).

Сернистые соединения в большинстве природных газов практически отсутствуют. В природном газе все его компоненты перемешаны равномерно и если состав газа известен, то концентрацию в воздухе вредных газов можно установить по присутствию в воздухе метана, процентное содержание которого определяют прибором - метаномером. Почти все природные газы совсем не имеют запаха или имеют весьма слабый запах. Для своевременного обнаружения утечки газа и принятия мер безопасности газовое топливо до поступления в газовую магистраль «одорируют», т.е. придают характерный острый запах введением сернистого соединения - меркаптана.

## 4.2. Топки для сжигания пылевидного твердого топлива

Сжигание топлива в котлах и в различных технологических аппаратах осуществляется в топочных устройствах (топках).

Принципиальные схемы организации сжигания органического топлива в котлах показаны на (рис. 4.18). В основу указанной классификации положены признаки аэродинамического характера, вида сжигаемого топлива, конструктивных особенностей, способа шлакоудаления и т.д.

По назначению все топки можно разделить на *тепловые, силовые и технологические*.

Тепловые топки предназначены для преобразования химической энергии топлив в физическую теплоту высокотемпературных газов для последующей передачи теплоты этих газов через поверхности нагрева нагреваемой среде (воде, пару).

Силовые топки служат для получения продуктов сгорания не только с высокой температурой, но и с повышенным давлением. Эти продукты сгорания используются непосредственно для силовых целей в газовых турбинах и т.д.

В технологических топках сжигание топлива или протекание экзотермических реакций по переработке сырья совмещаются с использованием в элементах котла выделяющейся при этом теплоты.

В настоящем пособии рассматриваются в основном тепловые топки котлов, получившие наибольшее распространение в малой и большой энергетике.

Тепловые топки подразделяются на слоевые для сжигания кускового топлива и камерные – для сжигания газообразного и жидкого топлива, твердого топлива в пылевидном состоянии, а также для сжигания смеси топлив.

Слоевые и камерные топки, в свою очередь, классифицируются по ряду других признаков!

При сжигании твердых органических топлив наиболее важным является признак аэродинамического характера организации сжигания потому, что им определяется подвод окислителя к реагирующей поверхности, что в наибольшей мере влияет на удельную производительность и экономичность топочного процесса. Принципиальные схемы организации сжигания твердого органического топлива в котлах в плотном и кипящем слое, в факельном прямоточном и вихревом процессах показаны на (рис. 4.19).

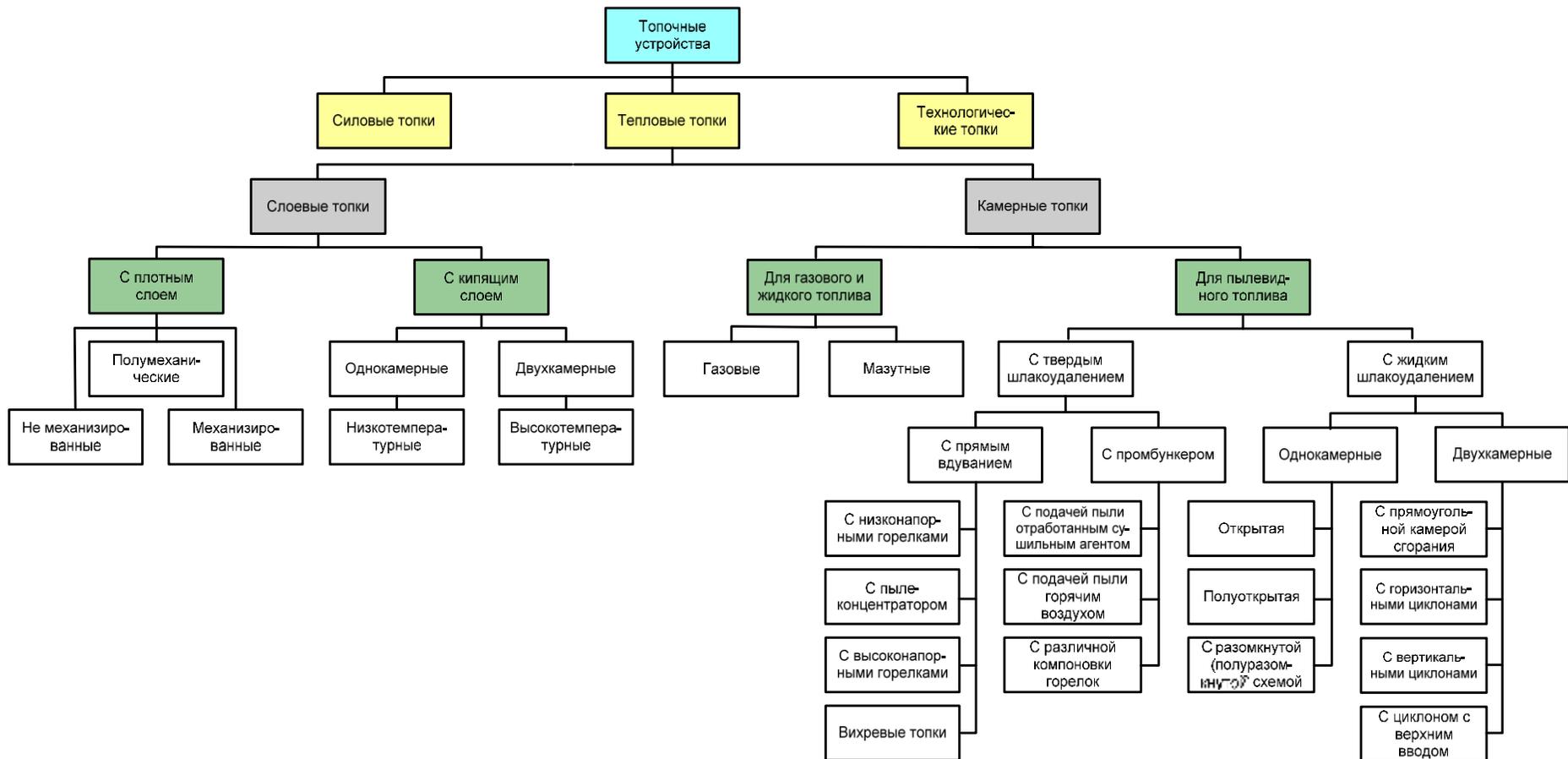


Рисунок 4.18 – Классификация схем организации сжигания органического топлива в котельных агрегатах

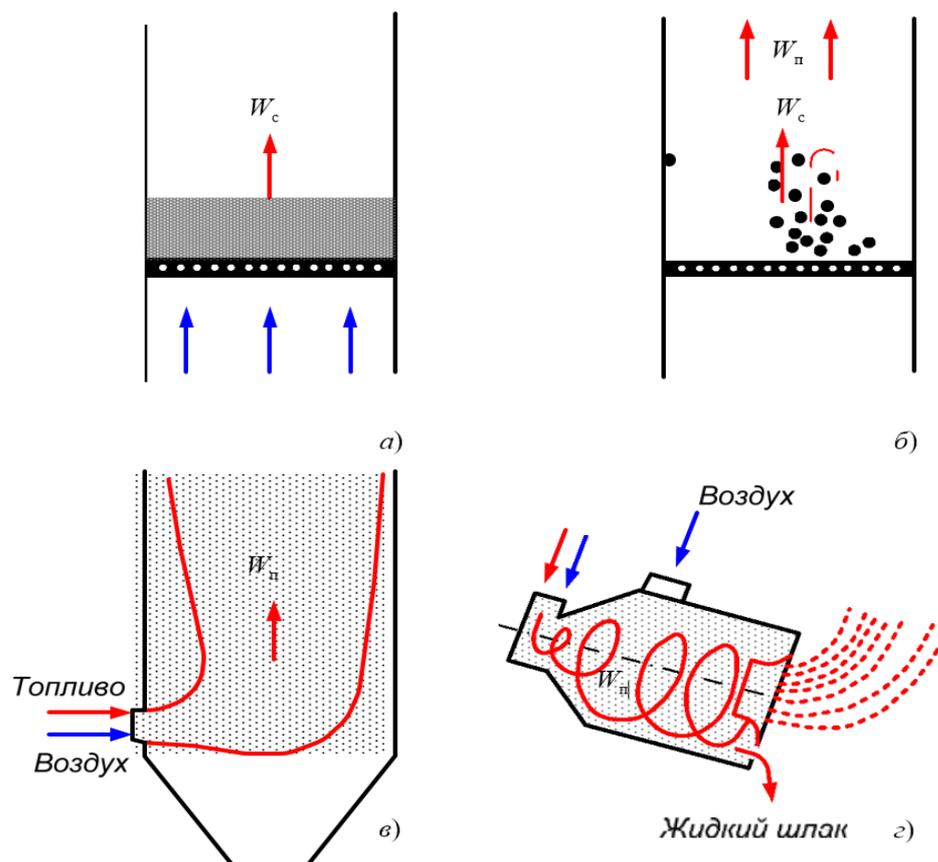


Рисунок 4.19 – Схемы организации сжигания твердого топлива: *а* – в плотном фильтрующем слое; *б* – в кипящем слое; *в* – факельный прямоточный процесс; *г* – вихревой (циклонный процесс)

Механизация топочных устройств имеет большое значение. При полной механизации кочегар превращается в машиниста парового котла, освобождаясь от необходимости затраты физического труда. Кроме того, уменьшается зависимость эффективности работы от индивидуальных качеств кочегара, имеющая место при ручном обслуживании.

Механизация повышает общую эффективность работы котельного агрегата, увеличивает экономичность его работы.

Задача механизации топочных устройств особо актуальна в установках малой и средней мощности, потребляющих большое количество топлив.

Механизировать можно одну, две либо все три перечисленные выше операции, из которых состоит обслуживание слоевой топки. В зависимости от степени механизации указанных операций топочные устройства подразделяют на следующие виды:

– топки немеханизированные, в которых все три операции выполняют вручную;

– топки полумеханические, в которых механизированы лишь одна либо две операции;

– топки механические, в которых механизированы все три операции. Характер подачи топлива в топку оказывает решающее влияние на производительность и экономичность топочного устройства.

Преимущества непрерывной подачи топлива перед периодической будут показаны ниже, при детальном рассмотрении конструкций топочных устройств.

По режиму подачи топлива на решетку различают топочные устройства:

- с периодической загрузкой топлива;

- с непрерывной загрузкой топлива.

В слоевых топках большое значение имеет надежность воспламенения топлива. По организации тепловой подготовки и воспламенения топлива в слое различают:

- топки с нижним воспламенением; – топки с верхним воспламенением;

- топки со смешанным воспламенением.

Нижнее, наиболее эффективное воспламенение, обеспечивающее интенсивную тепловую подготовку топлива, достигается при загрузке свежего топлива на горящий слой.

Верхнее воспламенение обычно связано с прогревом и воспламенением топлива за счет лучистого теплообмена слоя с топочными газами и обмуровкой и контакта с горящим топливом.

В смешанных схемах воспламенения имеют место частично и верхнее, и нижнее воспламенение.

### **Факельное сжигание пылевидного топлива**

В энергетике при большой тепловой мощности паровых котлов, получил широкое распространение факельный метод сжигания топлив, т. е. сжигание поступающего из горелок топлива в свободном объеме топочного устройства, ограниченного экранированными теплоизолирующими стенами, в виде объемного факела с различной его аэродинамикой внутри топочного объема. Подобное топочное устройство называется *топочной камерой*, а сжигание топлива – *камерным* или *факельным*. Наиболее распространенные виды топочных камер для сжигания твердых топлив показаны на (рис. 4.20).

*Топочные камеры* называются открытыми, если топочный объем имеет вертикальные плоские стены, как это показано, например, на (рис. 4.20, а). Топочные камеры с пережимом получают, когда одна или две стены на определенной высоте имеют выступ внутрь топочного объема (см. рис. 4.20, б), который условно разделяет топку на *камеру сгорания* (объем, где в

основном происходит горение топлива) и *камеру охлаждения* (объем топки с открытыми экранами, где завершается горение и в основном происходит снижение температуры газов за счет интенсивного теплообмена). В практике находят применение *двухкамерные топки*, когда обе камеры (горение топлива и камера охлаждения газов) разделены поверхностью нагрева или перемычкой с узким проходом (переходом). Примеры таких топочных устройств показаны на (рис. 4.20, в).

Эксплуатационной надежности и повышенного образования вредных газов в зоне высоких температур горения.

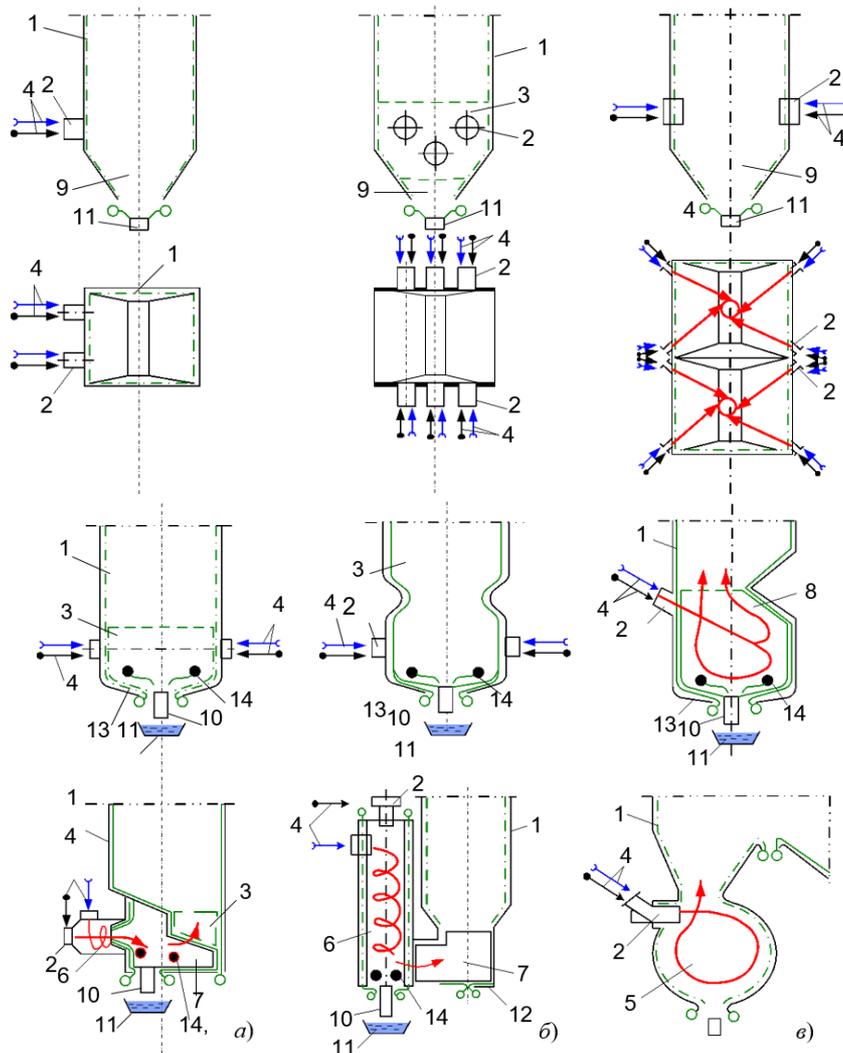


Рисунок 4.20 – Виды топочных устройств: *а* – однокамерные открытые с твердым шлакоудалением; *б* – однокамерные открытые и с пережимом для жидкого шлакоудаления; *в* – двухкамерные с циклонным методом сжигания топлива и жидким удалением шлаков; 1 – топочные экраны; 2 – горелка; 3 – зона утепленных (футерованных) экранов; 4 – подвод топлива и воздуха в горелку; 5 – вихревая камера горения; 6 – циклон; 7 – камера дожигания; 8 – гравитационный сепаратор топлива с открытой амбразурой в топку; 9 – холодная воронка; 10 – шлаковая летка; 11 – шлаковая ванна; 12 –

горизонтальный охлаждаемый под; 13 – наклонный охлаждаемый под; 14 – выход жидкого шлака.

По принципу вывода шлаков в нижней части топки топочные камеры разделяются на топки с твердым шлакоудалением и жидким шлакоудалением. Двухкамерные топки с первоначальным циклонным способом сжигания топлив сегодня применяются редко из-за технологической сложности выполнения топок, недостаточной эксплуатационной надежности и повышенного образования вредных газов в зоне высоких температур горения.

При конструировании топочной камеры ставится ряд условий, которым она должна удовлетворять. Во-первых, топочная камера должна обеспечить в пределах ее объема наиболее полное сжигание топлива, так как за пределами топки горение топлива практически невозможно.

Во-вторых, в пределах топочной камеры должно произойти охлаждение продуктов сгорания за счет отвода теплоты к экранам до экономически целесообразной и безопасной температуры на выходе из топочной камеры по условиям шлакования или перегрева металла труб. В-третьих, аэродинамика газовых потоков в объеме топочной камеры должна исключать явления и шлакования стен или перегрева металла экранов дельных зонах топки, что достигается выбором типа горелок и их размещением по стенам топочной камеры.

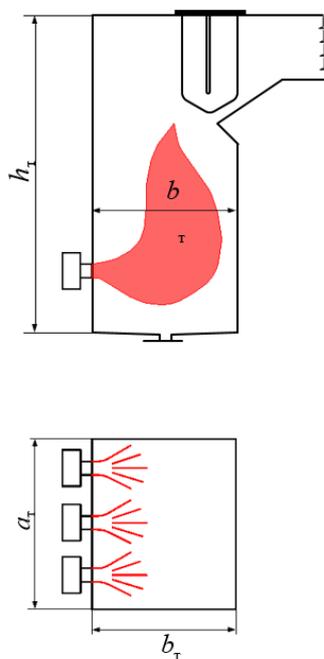


Рисунок 4.21 – Основные размеры топочной камеры

Геометрически топочная камера характеризуется линейными размерами: шириной фронта  $a_T$ , глубиной  $b_T$ , и высотой  $h_T$ , (рис. 4.21), размеры которых определяются тепловой мощностью топки, тепловыми и физико-химическими характеристиками топлива. Произведение  $f_T = a_T b_T$ , м<sup>2</sup>, есть сечение топочной камеры, через которое с достаточно большой скоростью (7–12 м/с) проходят раскаленные топочные газы. Ширина фронта топки паровых котлов электростанций составляет  $a_T = 9,5-31$  м и зависит от вида сжигаемого топлива, тепловой мощности (паропроизводительности) парового котла. С увеличением мощности парового котла размер  $a_T$  растет, но не пропорционально росту мощности, характеризуя таким образом увеличение тепловых напряжений сечения топки и скорости газов в ней. Оценочно ширину фронта  $a_T$ , м, можно определить по формуле:

$$a_T = m_\phi D^{0,5} \quad (4.7)$$

где  $D$  – паропроизводительность котла, кг/с;  $m$  – числовой коэффициент, изменяющийся от 1,1 до 1,4 с ростом паропроизводительности.

Глубина топочной камеры составляет  $b_T = 6-10,5$  м и определяется размещением горелок на стенах топочной камеры и обеспечением свободного развития факела в сечении топки так, чтобы высокотемпературные языки факела не оказывали давление на охлаждающие настенные экраны. Глубина топки возрастает до 8–10,5 м при использовании более мощных горелок с увеличенным диаметром амбразуры и при их расположении в несколько (два-три) ярусов на стенах топки.

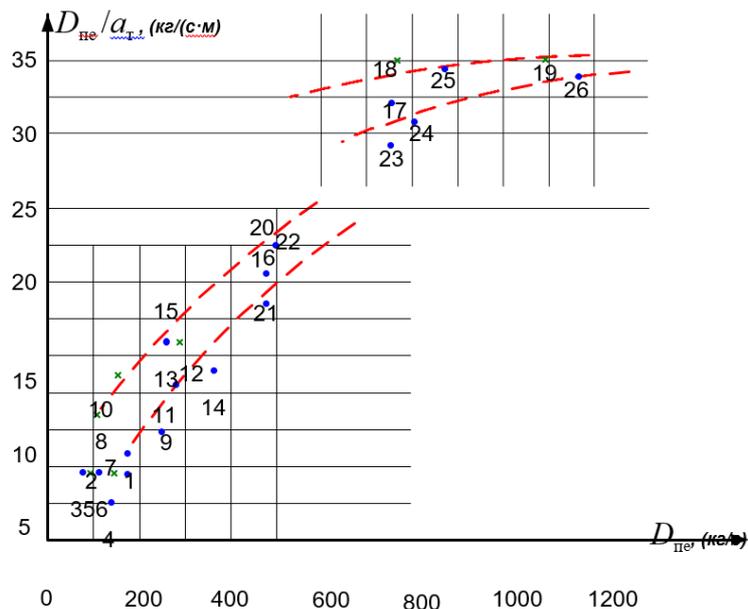


Рисунок 4.22 – Удельная паропроизводительность паровых котлов. Котлы отечественного производства: 1 – БКЗ-320-140 ( $D = 320$  т/ч); 2 – БКЗ-

320-ГМ (320 т/ч); 3 – ТП 80 (420 т/ч); 4 – ПК-39 ( $D = 475$  т/ч на один корпус); 5 – ТГМ-94 (500 т/ч); 6 – ТП-100 (640 т/ч); 7 – ПК-33 (640 т/ч); 8 – ПК-41 (475 т/ч на один корпус); 9 – П-49 (800 т/ч на один корпус); 10 – ТГМ-96 (480 т/ч); 11 – П-59 (990 т/ч); 12 – ТГМП-314 (1000 т/ч); 13 – ТПП-312 (950 т/ч); 14 – ТПП-200 (1250 т/ч на один корпус); 15 – ТГМП 324 (1000 т/ч); 16 – П-57 (1650 т/ч); 17 – П-67 (2650 т/ч); 18 – ТГМП-204 (2650 т/ч); 19 – ТГМП-1204 (3950 т/ч). Котлы зарубежных электростанций: 20 – Фоули (США,  $D = 1520$  т/ч); 21 – Феррибридж «С» (Англия, 1520 т/ч); 22 – Поршевилль (Франция, 1800 т/ч); 23 – Бреннер Айленд (Англия, 2700 т/ч); 24 – Кистоун (США, 2900 т/ч); 25 – Парадайз, № 3 (США, 3180 т/ч); 26 – Камберленд (США, 4130 т/ч). I – усредненная расчетная характеристика при сжигании твердых топлив; II – то же – газомазутных топлив; - – при сжигании твердых топлив; □ □ – при сжигании газа и мазута.

Высота топочной камеры составляет  $h_T = 15-65$  м и должна обеспечивать практически полное сгорание топлива по длине факела в пределах топочной камеры и размещение на ее стенах требуемой поверхности экранов, необходимых для охлаждения продуктов сгорания до заданной температуры. По условиям сгорания топлива необходимая высота топки может быть определена из выражения:

$$h_T^{\text{гор}} = W_r \tau_{\text{преб}} \quad (4.8)$$

где  $W_r$  – средняя скорость газов в сечении топки, м/с;  $\tau_{\text{преб}}$  – время пребывания единичного объема газа в топке, с. При этом необходимо, чтобы  $\tau_{\text{преб}} \geq \tau_{\text{гор}}$ , где  $\tau_{\text{гор}}$  – время полного сгорания наиболее крупных фракций топлива,

Основной тепловой характеристикой топочных устройств паровых котлов является тепловая мощность топки, кВт:

$$B_p Q_T = B_p (Q_n + Q_{\text{доп}} + Q_{\text{гв}}) \quad (4.9)$$

характеризующая количество теплоты, выделяющейся в топке при сжигании расхода топлива  $B_p$ , кг/с, с теплотой его сгорания  $Q_n$ , кДж/кг и с учетом дополнительных источников тепловыделения  $Q_{\text{доп}}$ , а также теплоты поступающего в топку горячего воздуха  $Q_{\text{гв}}$ . На уровне расположения горелок выделяется наибольшее количество теплоты, здесь расположено ядро факела и резко растет температура топочной среды. Если отнести все тепловыделение в растянутой по высоте топки зоне горения к сечению топки на уровне горелок, то получим важную расчетную характеристику – *тепловое напряжение сечения* топочной камеры:

$$q_f = \frac{V_p Q_H}{f_t} \quad (4.10)$$

где  $V_t$  — объем топочной камеры,  $\text{м}^3$

Значения допустимых тепловых напряжений топочного объема также нормируются. Они изменяются от 140–180  $\text{кВт/м}^3$  при сжигании углей с твердым шлакоудалением до 180–210  $\text{кВт/м}^3$  при жидком шлакоудалении. Величина  $q_v$  прямо связана со средним временем пребывания газов в топочной камере. Это следует из нижеприведенных соотношений. Время пребывания единичного объема в топке определяется отношением фактического объема топки с подъемным движением газов к секунднему расходному объему газов:

$$\tau_{\text{преб}} = \frac{m^t}{q^v} = \frac{273}{T_r} \quad (4.11)$$

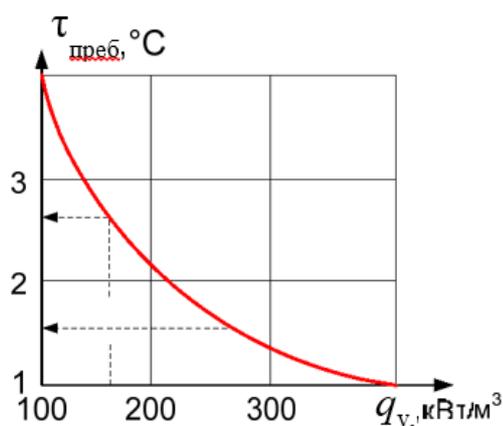


Рисунок 4.23 – Связь теплонапряжения топочной камеры

Как следует с увеличением теплового напряжения  $q_v$ , (увеличением объемного расхода газов) время пребывания газов в топочной камере уменьшается.

Условию  $\tau_{\text{преб}} = \tau_{\text{гор}}$ , соответствует максимально допустимое значение  $q_v^{\text{max}}$ , а этому значению по отвечает минимально — допустимый объем топочной камеры  $V_t^{\text{min}}$ .

Длительность пребывания пылеугольных частиц в топочной камере  $\tau_{\text{преб}}$ , с, и как следствие степень выгорания топлива в большей степени зависят от траектории движения частиц топлива. В зависимости от примерной траектории движения пылеугольных частиц (факела) в топке различают топки U-образным, L-образным, S-образным и вихревым факелом (см. рис. 4.24)

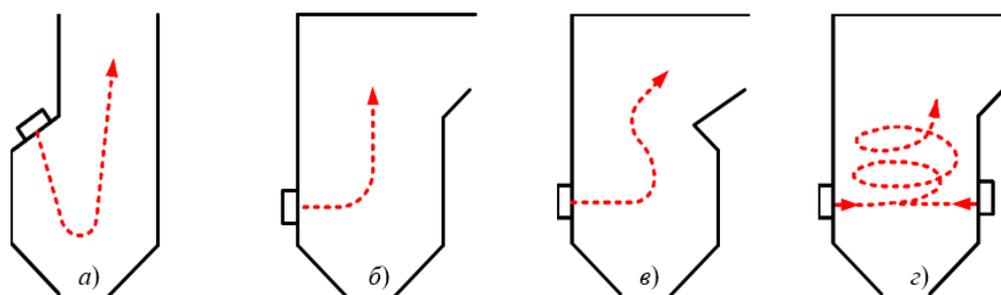


Рисунок 4.24 – Примерная траектория движения частиц топлива в камерной топке: *a* – *U* – образный факел; *б* – *L* – образный факел; *в* – *S* – образный факел; *г* – вихревое движение

Время пребывания пылеугольных частиц в топочной камере так же зависит от принципа расположения горелочных устройств по высоте топки. Различают одно и многоярусное расположение горелочных устройств (см. рис. 4.25).

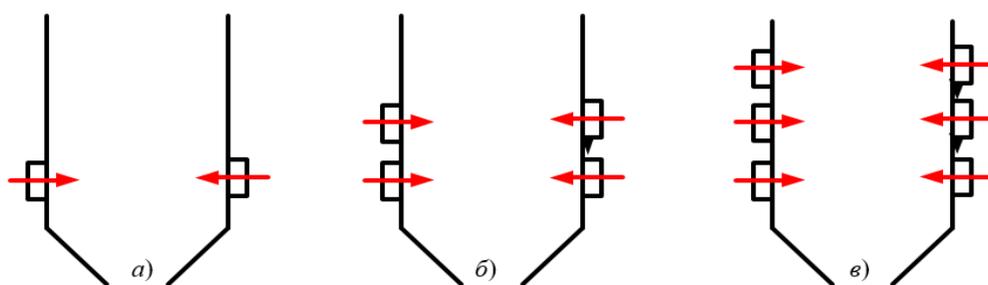


Рисунок 4.25 – Схемы размещения горелочных устройств по высоте топочной камеры: *a* – одноярусное; *б* – двухъярусное; *в* – трехъярусное расположение горелок

Вместе с тем, как это указано выше, экранные поверхности топочной камеры должны обеспечить охлаждение продуктов сгорания до заданной температуры на выходе из  $\mathcal{D}''$ , что достигается определением необходимых размеров стен и, следовательно, объема топочной камеры. Поэтому необходимо сопоставить минимальный объем топки  $V_t^{\min}$  из условия сгорания топлива и необходимый объем топки из условия охлаждения газов до заданной температуры  $V_t^{\text{охл}}$ . Как правило,  $V_t^{\text{охл}} > V_t^{\min}$  поэтому высота топочной камеры определяется условиями охлаждения газов.

Во многих случаях эта необходимая высота топки существенно превосходит ее минимальную величину, соответствующую  $V_t^{\min}$  особенно при сжигании углей с повышенным внешним балластом, что ведет к утяжелению и удорожанию конструкции котла.

Увеличения поверхностей охлаждения без изменения геометрических размеров топки можно достичь применением двусветных, расположенных внутри топочного объема. В топочных камерах мощных паровых котлов при

сильно развитой ширине фронта топки применение такого экрана делает сечение каждой секции в плане близким к квадрату, что значительно лучше для организации сжигания топлива и получения более равномерного поля температур газов и тепловых напряжений экранов. Однако такой экран, в отличие от настенного, воспринимает интенсивный тепловой поток с обеих сторон (отсюда и название – двусветный) и отличается более высокими тепловыми напряжениями, что требует тщательного обеспечения охлаждения металла труб.

### **Топочные камеры и горелки для сжигания твердых топлив**

На организацию топочного процесса при сжигании пылевидного топлива большое влияние оказывают образование и поведение золы и шлака в топочной камере.

Топочная камера может работать с удалением шлаков в твердом состоянии (топка с твердым шлакоудалением) либо выводом шлаков из топки в жидком состоянии (топка с жидким шлакоудалением). В любом случае мелкие золовые фракции уносятся с потоком газов из топки в отвердевшем состоянии. В ядре факела, где развиваются высокие температуры, шлаковые и золовые частицы находятся в размягченном состоянии и обладают способностью налипать на стены или экранные поверхности, если в таком состоянии они в каком-то месте их коснутся. Этот процесс может привести к нарастанию слоя затвердевающих частиц золы и шлаков на относительно холодной поверхности экранов, т. е. к локальному шлакованию отдельных стен топки.

Поскольку при сжигании топлива нельзя избежать промежуточного тестообразного состояния золы по выходе из зоны высоких температур, для предотвращения шлакования стен топки процесс сжигания пылевидного топлива должен быть так организован, чтобы зола в размягченном состоянии не достигала стен топки.

*Организация твердого шлакоудаления.* Распределение температур в топочной камере при удалении шлака в твердом состоянии характеризуется изотермами. Наивысшая температура устанавливается в ядре факела в центральной части топки, располагающемся примерно на уровне горелок. В результате отдачи теплоты топочным экранам около них располагается изотерма с более низкой температурой.

По мере перемещения расплавленной в ядре факела золы к периферии и попадания в область сравнительно низкой температуры золовые частицы охлаждаются и затвердевают. Таким образом, частицы золы при нагреве в ядре

факела и охлаждения затем около топочных экранов. Дважды проходят все стадии изменения физического состояния от твердого до жидкого (или размягченного) и обратно. На пути движения вверх частицы золы также охлаждаются вместе с газами и должны выноситься из топки в гранулированном (отвердевшем) состоянии.

Топочные камеры, работающие с твердым шлакоудалением, по конструкции выполняют открытыми, т. е. без изменения сечения топки по высоте.

Отличительной особенностью этих топок является наличие в нижней части топки холодной воронки, образованной путем сближения фронтального и заднего экранов с большим уклоном (50-60°) до расстояния  $b' = 1-1,2$  м. За счет этого, быстро снижается температура газов в нижней части топки, и выпадающие из ядра факела расплавленные шлаковые частицы, попадая в эту зону, отвердевают (гранулируются) снаружи и по крутым скатам воронки сыпаются в шлакоприемную ванну.

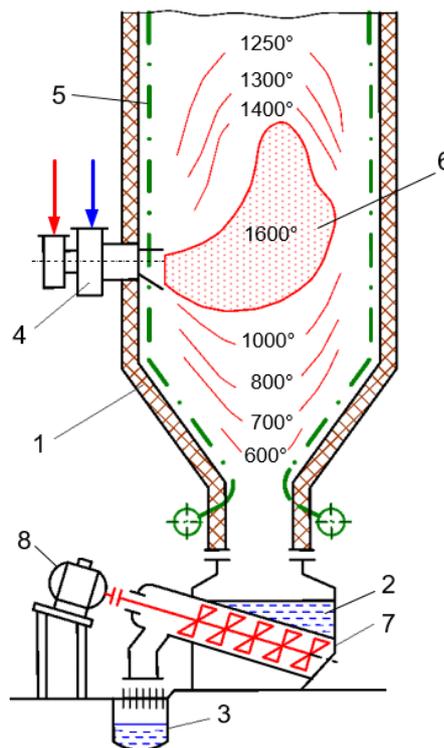


Рисунок 4.26 – Топки с твердым шлакоудалением: 1 – холодная воронка; 2 – шлаковая ванна с водой; 3 – шнековый шлакоудаляющий механизм; 4 – канал гидрозолоудаления; 5 – горелка; 6 – настенные экраны.

попадая в эту зону, отвердевают (гранулируются) снаружи и по крутым скатам воронки сыпаются в шлакоприемную ванну. Количество шлака, уловленного таким способом через холодную воронку, невелико и составляет

5–10% общего золосодержания топлива, т. е. доля шлака  $a_{\text{шл}} = 0,05–0,1$ .

Гранулированные шлаковые частицы непрерывно удаляются из ванны специальным механизмом. Водяная ванна выполняет одновременно роль гидрозатвора против подсоса снизу в топку холодного воздуха.

Аэродинамика топочного объема должна быть так организована, чтобы вблизи настенных экранов температура газов была не выше характерной температуры золы  $t_A$  (см. раздел 3.4), начиная с которой золовые частицы становятся липкими и создают опасность шлакования стен. На (рис. 4.26) показано, как влияет величина теплового напряжения сечения топки  $q_f$  на распределение температур по сечению. При высоких тепловых напряжениях более существенно, как видно, увеличивается температура газов вблизи и стен, что создает опасность их шлакования, когда она превышает значение золы.

Поэтому средние тепловые напряжения сечения топочной камеры при твердом шлакоудалении как правило должны иметь невысокие значения

$$(q_f = 3–4 \text{ МВт/м}^2).$$

Это неизбежно приводит к развитию размеров сечения топочных камер.

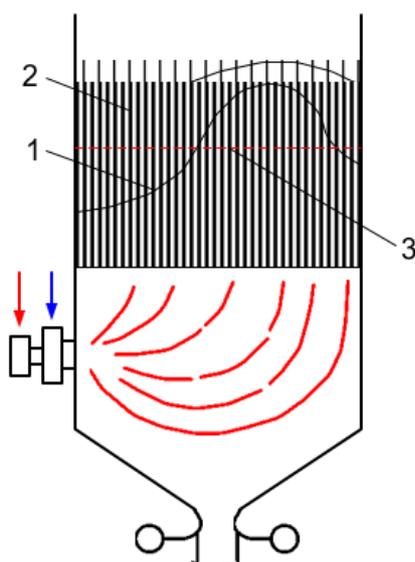


Рисунок 4.27 – Характер изменения температур газов в сечении топочной камеры: 1 – температура при низких тепловых напряжениях сечения топки; 2 – то же при высоких тепловых напряжениях; 3 – температура начала деформации золы  $t_A$

Горение частиц твердого топлива, особенно в зоне догорания затягивается. Пыль малореакционных топлив сгорает за 2 – 2,5 сек, что ограничивает значение теплового напряжения объема величиной не выше  $q_v$  —  $180 \text{ кВт/м}^3$ , а с учетом необходимости охлаждения газов на выходе из топки до значения  $\vartheta'' < t_A + 50 \text{ }^\circ\text{C}$ , поверхность стен и объем топки по условиям

охлаждения газов существенно увеличиваются, и реальные тепловые напряжения топочного объема получаются равными  $q_{vP} = 100-140 \text{ кВт/м}^3$ .

Это ведет к развитию габаритов и металлоемкости котла, но оправдано повышением его надежности в работе, исключением (сокращением) аварийных остановов из-за шлакования поверхностей стен и пароперегревателя на выходе из топки и в горизонтальном газоходе.

Организация жидкого шлакоудаления. Для обеспечения жидкого шлакоудаления необходимо, чтобы температура газов у стен нижней части топки и в районе пода была выше температуры текучести шлака, т. е.  $\vartheta_r > t_{нж}$ .

Создание таких условий в нижней части топки возможно за счет приближения ядра факела к поду топки и покрытия настенных экранов в этой зоне карборундовой огнеупорной тепловой изоляцией (футерование экранных труб). Для прочного удержания футеровки вначале на трубы экранов со стороны топочного объема обычно приваривают шипы (диаметром 10 мм и длиной 15–18 мм) и затем наносят слой изоляции (рис. 4.28, б). Подовая часть топки выполняется горизонтальной или слабонаклонной к центру топки. Здесь на трубы пода накладывают 2–3 слоя огнеупорного кирпича на огнеупорной связке. В центре пода оставляется одно или два футерованных отверстия для слива шлака (летка), размером примерно 500–800 мм: Расплавленный шлак переливается через край летки и гонкими струями стекает в шлаковую ванну, где при контакте с водой отвердевает.

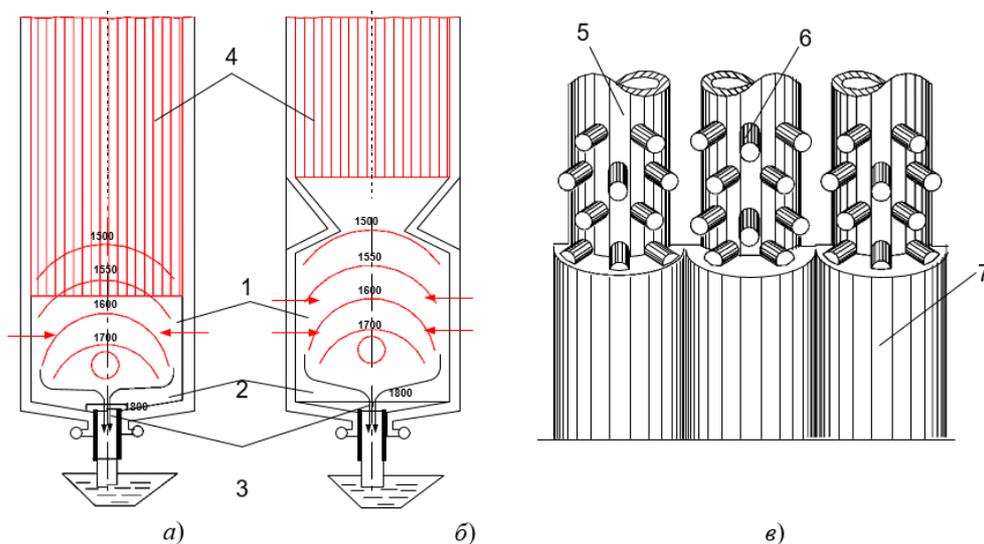


Рисунок 4.28 — Схемы топок с жидким шлакоудалением: *а* — открытая топочная камера; *б* — топочная камера с пережимом; *в* — вид футерованного экрана; 1 — камера сгорания; 2 — под топки; 3 — шлаковая летка; 4 — камера охлаждения; 5 — труба; 6 — шипы до их покрытия обмазкой; 7 — огнеупорная обмазка труб (футеровка) по шипам.

Повышению уровня температуры в этой зоне способствует двухсторонний пережим топки, который уменьшает теплоотдачу радиацией (рис. 4.28, *a*), где открытые экраны имеют более низкую температуру. При жидком шлакоудалении через шлаковую летку удаляется до 20–30% минеральной массы топлива в виде расплавленного шлака.

Камера охлаждения полностью экранирована открытыми трубами. Здесь завершается сжигание недогоревшей части топлива и охлаждение продуктов сгорания до необходимой температуры на выходе.

При которой должна гранулироваться вся зола в объеме уходящих из топки газов. По конструкции топочные камера с жидким шлакоудалением выполняются однокамерными открытыми и полуоткрытыми (с пережимом) по типу (рис. 4.28, *б*), а также двухкамерными по типу (рис. 4.28, *a*).

В топочных устройствах с пережимом за счет футерования настенных экранов в зоне горения достигается достаточно высокая температура газов 1600–1800 °С. Она должна быть примерно на 150–200 °С выше температуры  $t_{\text{нж}}$ . Объемное тепловое напряжение в камере горения выше среднего по топке в целом в 4–5 раз и составляет  $q_v^{\text{кр}} = 500\text{--}800 \text{ кВт/м}^3$ .

В циклонных камерах горения за счет тангенциального ввода горячего воздуха (горизонтальные циклоны) или угловой установки горелок с тангенциальным направлением струй (вертикальные предтопки) создается интенсивное вихревое движение горящего факела. Здесь уровень температур более высокий – 1700–1900 °С, а тепловые напряжения объема достигают 2–4 МВт/м<sup>3</sup> в горизонтальных циклонах. Однако, за счет более низких тепловых напряжений значительной по размерам камеры (зоны) охлаждения газов среднее значение  $q_v$  для топочного устройства получается только на 20–30% выше, чем в топках с твердым удалением шлаков.

В топках с жидким шлакоудалением благодаря более высокой температуре горения улучшается сгорание топлива и несколько снижаются потери с недожогом.

Вместе с тем, вследствие увеличения количества удаляемого через летку шлака и более высокой его температуры, возрастает потеря с физического теплого шлака. Более высокий процент улавливания золы позволяет по условиям износа металла поверхностей повысить скорость продуктов сгорания в конвективных газоходах, что интенсифицирует теплообмен и уменьшает габариты и затраты металла поверхностей нагрева. Основной недостаток топок с жидким шлакоудалением – опасность застывания шлака при пониженной нагрузке котла, отсюда известные ограничения  $D_{\text{мин}}$ .

Увеличение температуры горения ведет также к росту образования

вредных составляющих газов, в частности оксидов азота.

Топки с жидким шлакоудалением применяют в основном при сжигании слабо реакционных топлив (при  $V_r < 15\%$ ) с умеренными значениями температуры плавления золы ( $t_c \leq 1300-1350$  °С).

Необходимая интенсивность горения топливной пыли достигается подготовкой горючей смеси (смесеобразованием) в горелочном устройстве, называемом в дальнейшем *горелкой*. Как показано полученная в процессе размола и сушки топливная пыль при температуре 70–130°С потоком первичного воздуха, доля которого составляет от 15 до 40%, вдувается в топочную камеру через горелки; в горелки поступает также вторичный воздух при температуре 250–420°С. Следовательно, горелки выдают в топку два отдельных потока: пылевоздушную смесь и вторичный воздух. Образование горючей смеси завершается в топочной камере.

Горелки являются важным элементом топочного устройства; от их работы и размещения в топке зависит характер смесеобразования, что в сочетании с аэродинамикой топочной камеры определяет интенсивность воспламенения, скорость и полноту сгорания, а, следовательно, тепловую мощность и эффективность топки.

Различают *вихревые* и *прямоточные* пылевые горелки. Для сжигания пылевидного топлива и природного газа применяют *комбинированные пылегазовые* горелки. Выполняют также комбинированные горелки на все три вида топлива (твердое, газ, мазут). Через вихревые горелки пылевоздушная смесь и вторичный воздух подаются в виде закрученных струй, образующих в топочном объеме конусообразно расходящийся факел. Такие горелки выполняются круглыми в сечении. Прямоточные горелки подают в топку чаще всего параллельные струи аэропыли и вторичного воздуха. Перемешивание струи могут быть круглыми или прямоугольными.

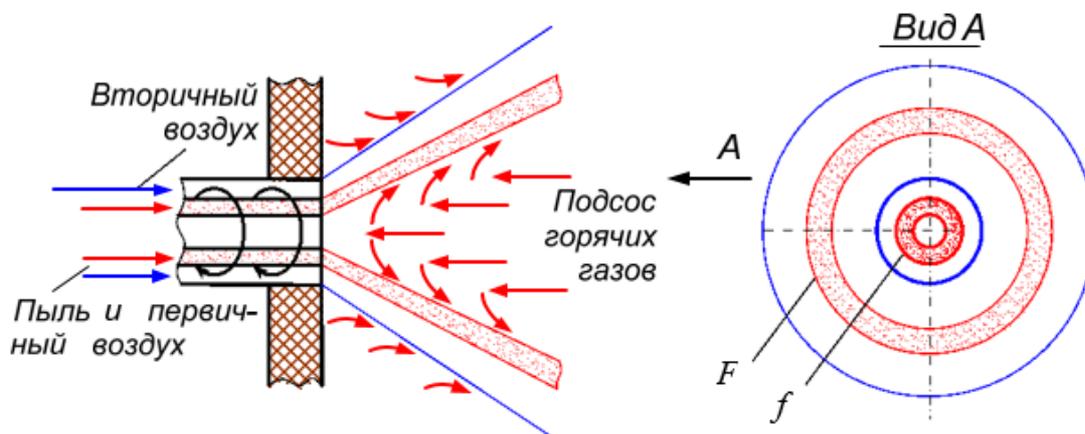


Рисунок 4.29 — Схема смесеобразования на выходе из вихревой горелки

Вихревые горелки. Вихревыми называют горелки, у которых первичный и вторичный воздух или только вторичный воздух закручивается специальными завихрителями. Закручивание потоков достигается при помощи улиток, устанавливаемых на входе в горелку, или лопаток, устанавливаемых в горелке аксиально или тангенциально в потоке первичного или вторичного воздуха. Наименование горелки отражает способ ввода первичного (с пылью) и вторичного воздуха. Так, в показанной на (рис. 4.30, а) прямоточно-улиточной горелке первичный воздух с пылью (пылевоздушная смесь или аэросмесь) подается через центральную трубу прямоточно, без закручивания. Вторичный воздух, подаваемый в топку через горелку, закручивается улиткой. Конструкция такой горелки (одноулиточная горелка) показана на (рис. 4.30). Аэросмесь поступает в топку через центральную трубу, имеющую на конце чугунный наконечник. Регулирование выходного сечения для аэросмеси осуществляется конусом-рассекателем, который может перемещаться. Конус-рассекатель обеспечивает хорошее раскрытие пылевоздушной струи, а также подсос горячих топочных газов к корню факела, что интенсифицирует воспламенение топлива. Вторичный воздух, подаваемый через улитку, выходит в топку завихренным через кольцевое пространство, образуемое наконечником и обмуровкой. Для растопки, а также при необходимости подсвечивать пылеугольный факел предусматривают установку мазутной форсунки, для чего в корпусе горелки имеется отверстие б. В вихревых горелках, показанных на (рис. 4.30, б-д), мазутные форсунки установлены по центру горелки.

Горелки этого типа имеют производительность от 1 до 3,8 кг.у.т./с, что определяет их тепловую мощность от 25 до 100 МВт. Наиболее распространены двухулиточные и улиточно-лопаточные горелки, последние применяют для горелок большой тепловой мощности (75–100 МВт).

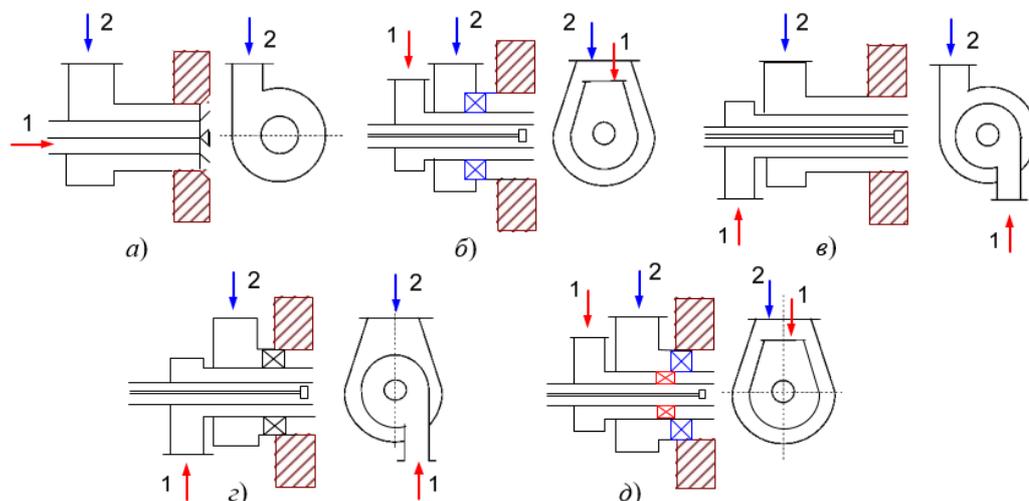


Рисунок 4.30 – Принципиальные схемы пылеугольных вихревых горелок: *a* – прямоточно-улиточная; *б* – прямоточно-лопаточная; *в* – двухулиточная; *г* – улиточно-лопаточная; *д* – лопаточно-лопаточная; 1 – первичный воздух с угольной пылью; 2 – вторичный воздух

Горелки этого типа имеют производительность от 1 до 3,8 кг.у.т./с, что определяет их тепловую мощность от 25 до 100 МВт. Наиболее распространены двухулиточные и улиточно-лопаточные горелки, последние применяют для горелок большой тепловой мощности (75–100 МВт).

Вихревые горелки отличаются повышенной эжекцией горячих топочных газов в поступающую пылевоздушную смесь, что обеспечивает ее быстрый прогрев до температуры воспламенения. Лопаточный завихривающий аппарат может быть выполнен поворотным, что позволяет производить оптимальную настройку аэродинамики горелки.

На полноту сгорания топлива сильное влияние оказывают скорости вдувания в топку аэропыли и вторичного воздуха. Повышение скорости усиливает турбулентное перемешивание потоков, однако при слишком большой скорости произойдет, отрыв факела от горелки. Для лучшего перемешивания угольной пыли с горячим воздухом необходимо сохранять различие в скоростях этих потоков. Так, скорость аэропыли на выходе из горелки поддерживают на уровне  $v_1 = 14\text{--}25$  м/с, а скорость вторичного воздуха должна быть  $v_2 = (1,2\text{--}1,4)v_1$ .

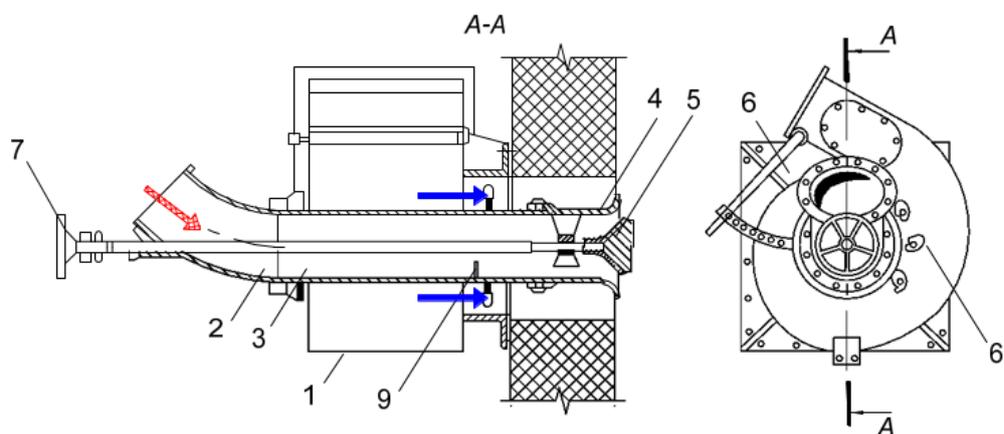


Рисунок 4.31 – Вихревая пылеугольная горелка ОРГРЭС: 1 – улитка вторичного воздуха; 2 – входной патрубок первичного воздуха; 3 – труба первичного воздуха, 4 – наконечник; 5 – конус-рассекатель; 6 – отверстие для мазутной форсунки; 7 – штурвал управления конусом; 8 – рукоятка языкового шибера; 9 – порог

Вихревые горелки универсальны и применимы для любого твердого топлива, но наибольшее распространение они получили при сжигании топлив с малым выходом летучих веществ. Горелки повышенной тепловой мощности выполняют с двумя регулируемыми коаксиальными каналами по вторичному воздуху, что обеспечивает сохранение необходимых скоростей воздуха при работе на пониженных нагрузках. При нагрузке ниже 70% номинальной периферийный канал воздуха перекрывают и тем обеспечивают поддержание высокой его скорости. Вихревые горелки создают более короткий факел по длине и широкий угол его раскрытия. Они обеспечивают интенсивное перемешивание потоков и глубокое выгорание топлива (до 90–95%) на относительно короткой длине факела. В этом отношении вихревые горелки являются горелками «индивидуального действия», обеспечивая каждая самостоятельно сжигание топлива.

Определяющим конструктивным параметром вихревых горелок является диаметр амбразуры  $D_a$ . Горелки размещают на достаточном расстоянии друг от друга –  $(2,2-2,3) D_a$  и от боковых стен –  $(1,6-2) D_a$ , чтобы исключить раннее взаимодействие факелов и наброс факела на стены. При однофронтальном расположении горелок в 1–2 яруса экран задней стены получает повышенное тепловосприятие (на 10–20% выше среднего), и для исключения шлакования стены при твердом шлакоудалении глубина топки должна быть не менее  $b_T = (6-7) D_a$ . Встречное двухфронтальное расположение горелок характерно для мощных паровых котлов, когда необходимое число

горелок невозможно разместить на одной фронтальной стене.

При встречном расположении выравнивается теплонепрессия экранов топки, повышается уровень температур в центре топки.

*Прямоточные горелки.* Прямоточные горелки ввиду более низкой турбулизации потока, создают дальноточные струи с малым углом расширения и вялым перемешиванием первичного и вторичного потоков.

Поэтому успешное сжигание топлива достигается взаимодействием струй разных горелок в объеме топочной камеры. Для этого применяют встречное расположение горелок с двух противоположных, стен топки или угловое с тангенциальным направлением струй в объеме топки (рис 4.32).

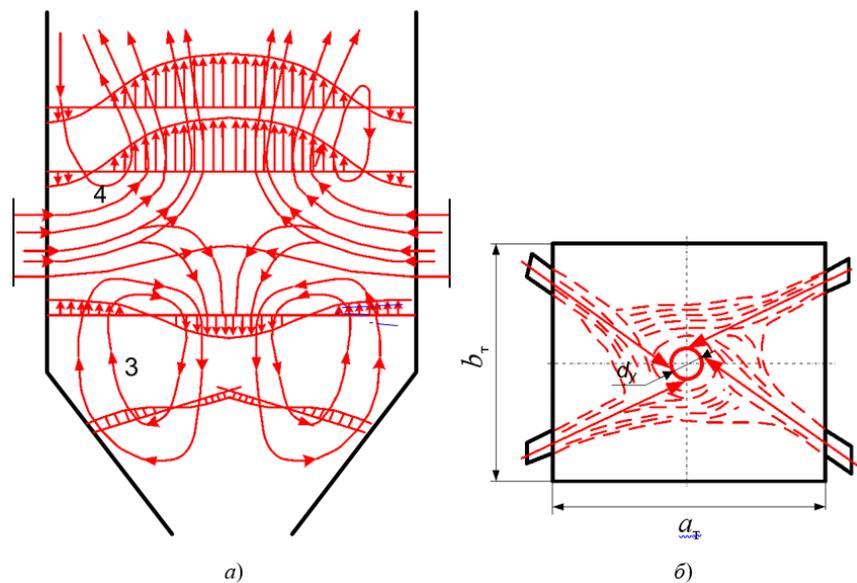


Рисунок 4.32 – Расположение прямоточных горелок на стенах топки: *a* – встречное; *б* – тангенциальное;  $d_y$  – условный внутренний диаметр вращения факела

Прямоточные горелки могут быть прямоугольной формы (плоские) или круглые. Горелки прямоугольной формы, особенно вытянутые по высоте, обладают высокой эжекцией окружающей газовой среды с боковых сторон струи. Поэтому такие горелки при внешней подаче аэропыли (рис. 4.30, *a*) имеют преимущества по условиям воспламенения. Круглые горелки обычно выполняют с отдельной подачей аэропыли и горячего воздуха (рис. 4.30, *б*). Встречный наклон двух блоков горелок, расположенных в одной плоскости по высоте, улучшает перемешивание и сгорание. Такие горелки получили название *плоскофакельных*.

Горелки с внутренней подачей топлива и рассекателем (рис. 4.30, *в*)

имеют лучшие условия перемешивания с воздухом, но прогрев топлива происходит медленнее, поэтому такая горелка более приемлема для качественного каменного угля с высоким выходом летучих веществ. При угловом расположении горелок и тангенциальном движении факела в сечении топки чаще всего применяют блоки щелевых горелок (рис. 4.30, з).

Прямоточные горелки могут быть прямоугольной формы (плоские) или круглые (рис. 4.32). Горелки прямоугольной формы, особенно вытянутые по высоте, обладают высокой эжекцией окружающей газовой среды с боковых сторон струи. Поэтому такие горелки при внешней подаче аэропыли (рис. 4.32, а) имеют преимущества по условиям воспламенения. Круглые горелки обычно выполняют с отдельной подачей аэропыли и горячего воздуха (рис. 4.32, б). Встречный наклон двух блоков горелок, расположенных в одной плоскости по высоте, улучшает перемешивание и сгорание.

Такие горелки получили название *плоскофакельных*. Горелки с внутренней подачей топлива и рассекателем имеют лучшие условия перемешивания с воздухом, но прогрев топлива происходит медленнее, поэтому такая горелка более приемлема для качественного каменного угля с высоким выходом летучих веществ. При угловом расположении горелок и тангенциальном движении факела в сечении топки чаще всего применяют блоки щелевых горелок

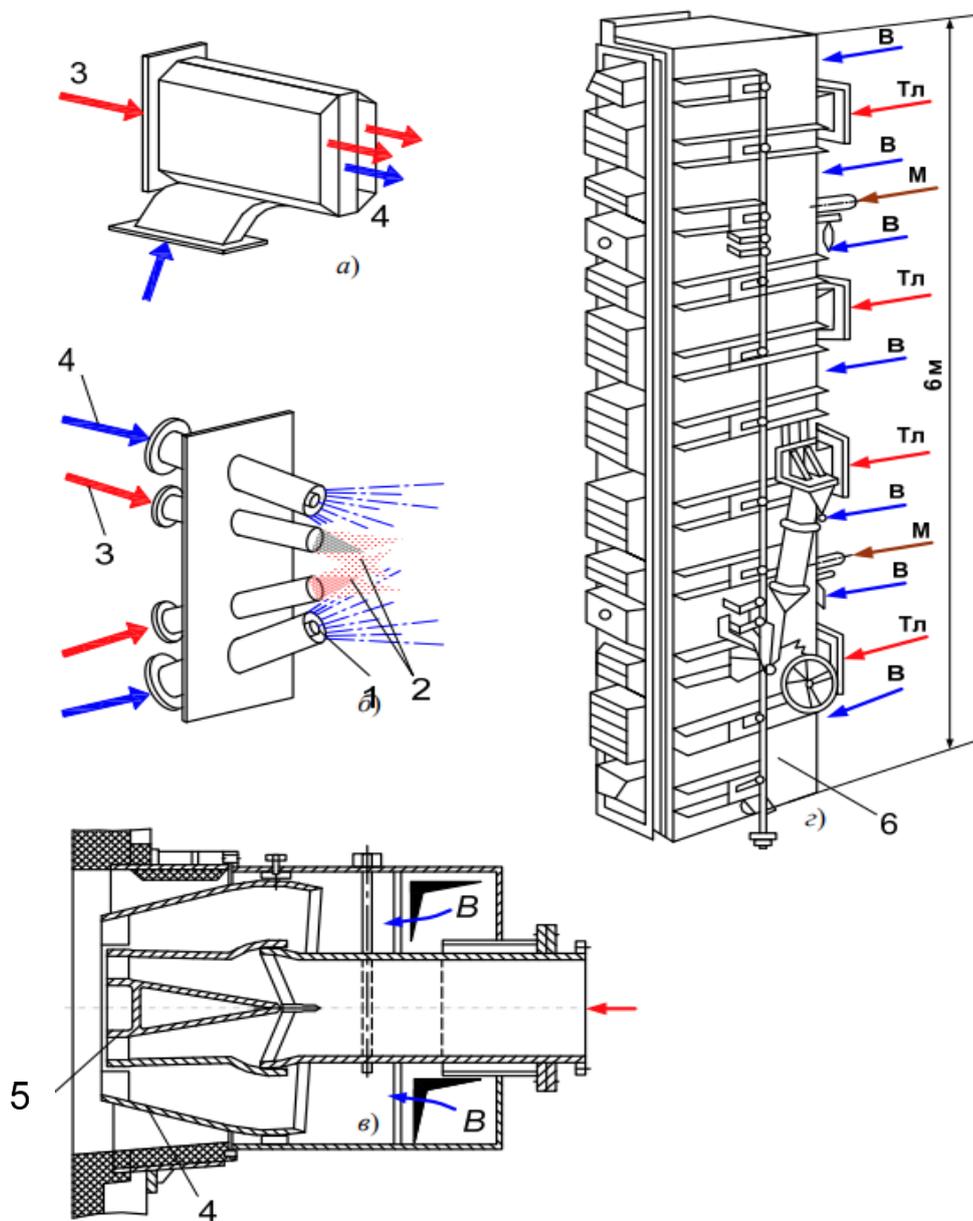


Рисунок 4.33 – Прямоточные пылеугольные горелки: *а* – прямоугольные с центральным каналом горячего воздуха; *б* плоскофакельная с круглыми соплами; *в* – прямоугольная с поворотной головкой и внутренней подачей аэропыли; *г* – щелевая блочная; В – подвод воздуха; Тл – подвод топливоздушной смеси; М – подвод мазута; 1 – канал аэропыли; 2 – канал горячего воздуха; 3 – подсос топочных газов к струе аэропыли; 4 – поворотная головка; 5 – рассекаатель; 6 – растопочный блок

Прямоточные горелки применяют в основном для сжигания высокорекреационных топлив: бурых углей, торфа, сланцев и каменных углей с высоким выходом летучих веществ. Скорость пылевоздушной смеси на выходе из горелок принимают  $\omega_1 = 20\text{--}28$  м/с, а оптимальная скорость

вторичного воздуха  $\omega_2 = (1,5-1,7)\omega_1$ .

Горелки для высококонцентрированной пыли получают все более широкое применение. Подача пыли из бункера к горелке происходит в этом случае не первичным потоком воздуха, а с помощью небольшого количества (0,1– 0,3% всего расхода) сжатого воздуха (СВ), который обеспечивает достаточно хорошую текучесть аэропыли (АП) по пылепроводу малого диаметра – 60–90 мм (рис. 4.34, а).

Распыл подаваемой в котел пыли обеспечивается непосредственно на входе в горелку при смешении пыли с первичным потоком воздуха (рис. 4.34, б, в). При этом ликвидируется громоздкая система пылепроводов диаметром 300–500 мм от бункеров пыли к горелкам котла, обеспечивается равномерность раздачи пыли по горелкам, резко снижается удельный расход энергии на пневмотранспорт и создается возможность регулировать расход первичного воздуха в зависимости от нагрузки, что ранее было невозможно по условиям транспорта пыли.

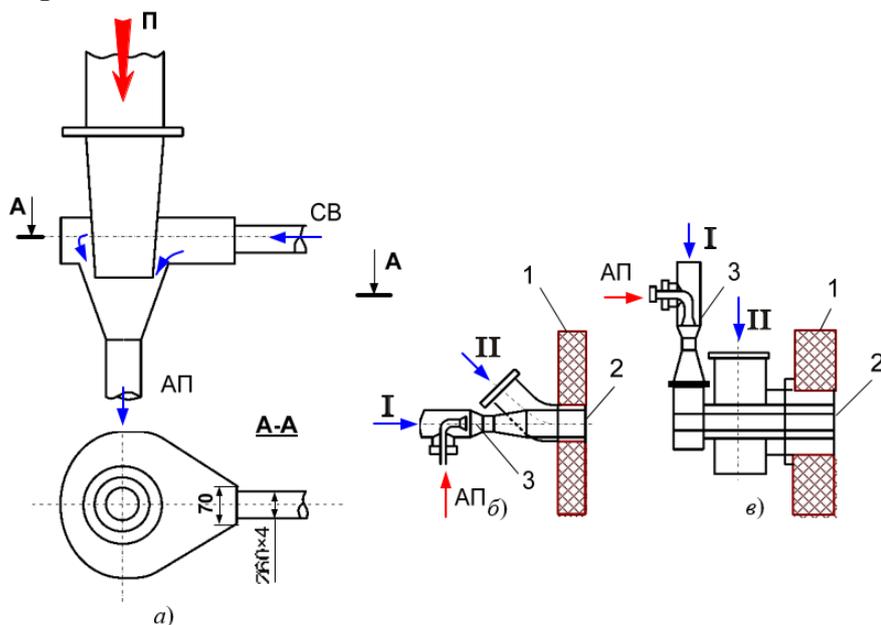


Рисунок 4.34 – Горелки с подачей высококонцентрированной пыли: а – смеситель пыли с воздухом; б – прямоточная горелка; в – двухулиточная вихревая горелка; 1 – обмуровка топки; 2 – амбразура горелки; 3 – распылитель; I – первичный воздух; II – вторичный воздух; П – пыль; СВ – сжатый воздух; АП – аэропыль

Аэродинамическое сопротивление горелки по вторичному воздуху,  $\Delta H$ , определяется по формуле:

$$\Delta H_{гор} = 0,5 \xi_{гор} \omega_v \rho_v, \quad (4.12)$$

где  $\omega_v$ ,  $\rho_v$  – аксиальная скорость, м/с, и плотность воздуха, кг/м<sup>3</sup>, при его температуре в горелке  $\xi_{гор}$ ; – коэффициент сопротивления горелки, который

для прямоточных горелок составляет 1,5–2,0 и для вихревых – 2,5–3,5.

При размоле угля в молотковых мельницах в ряде случаев угольная пыль вводится в топочную камеру через специальные *горелки – амбразуры* (рис. 4.35). В установках малой производительности подача готовой угольной пыли с первичным воздухом иногда осуществляется при помощи простейшей *открытой амбразуры* (рис. 4.35, а). Сопла-шлицы для подачи в топку вторичного воздуха располагаются над и под амбразурой. При сжигании бурых углей и фрезерного торфа скорость выхода пылевоздушной смеси из амбразуры принимают 4–5 м/с, а скорость выхода из сопел вторичного воздуха – 20–25 м/с. Работа таких горелок – открытых амбразур характеризуется, однако, малым углом раскрытия факела, дальнобойностью, плохим перемешиванием пыли с вторичным воздухом, неблагоприятными условиями для воспламенения и горения пыли и др.

*Амбразуры с горизонтальным рассекателем* (рис. 4.35, б) обеспечивают увеличение угла раскрытия факела, улучшение воспламенения пыли, однако в них не устранен ряд других недостатков. Топка работает с повышенными потерями от механического недожога.

Значительного улучшения аэродинамики топки достигают применением *эжекционных амбразур ЦКТИ* (рис. 4.35, в). Подача вторичного воздуха при помощи щелевых насадок через амбразуру интенсифицирует перемешивание пылевоздушного потока и вторичного воздуха. Часть вторичного воздуха со скоростью 35–45 м/с подается через сопла на задней стенке топки, чтобы ядро горения находилось в центральной части топочной камеры.

*Расположение горелок.* Горелки на стенах топочной камеры располагают таким образом, чтобы обеспечить наибольшую полноту сгорания топлива в ядре факела, создать благоприятные условия для удаления шлаков из топки в заданном твердом или жидком виде и исключить возможность шлакования стен топочной камеры. При выборе типа и оптимального размещения горелок учитывают особенности их рабочих характеристик.

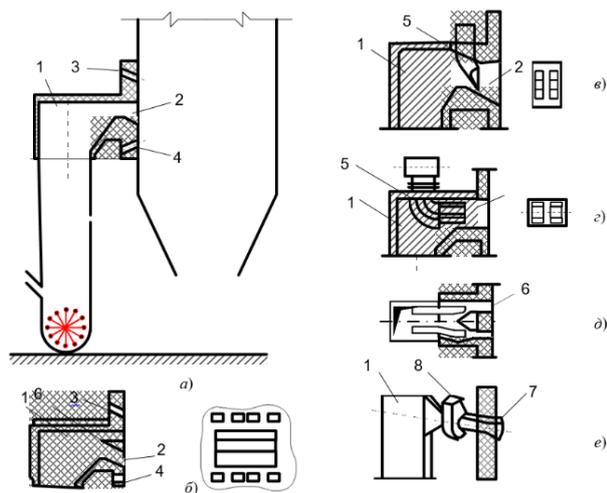


Рисунок 4.35 – Схемы горелочных устройств топок с молотковыми мельницами: *а* – топка с открытой амбразурой; *б* – амбразура с горизонтальным рассекателем; *в* – эжекционная амбразура; *г* – амбразура с плоскими параллельными струями; *д* – вихревая горелка; 1 – шахта; 2 – амбразура; 3 – сопла вторичного воздуха (верхние); 4 – сопла вторичного дутья (нижние); 5 – сопла вторичного воздуха; 6 – рассекатель; 7 – горелка; 8 – ввод вторичного воздуха

Так, вихревые горелки создают более короткий факел по длине и широкий угол его раскрытия по сравнению с прямоточными. Интенсивное перемешивание первичного и вторичного потоков воздуха происходит за счет энергии вихревого движения, что обеспечивает глубокое выгорание топлива в ядре факела (до 90–95%).

В этом смысле вихревые горелки относятся к горелкам «индивидуального действия», каждая самостоятельно обеспечивает сжигание своего топлива.

Определяющим конструктивным параметром вихревых горелок является диаметр амбразуры  $D_a$ . Горелки размещают на достаточные расстояния друг от друга –  $(2,2 - 3) D_a$  и от боковых стен  $(1,6 - 2) D_a$ , чтобы исключить раннее взаимодействие факелов и наброс факела на стены.

На (рис. 4.35) показаны наиболее характерные схемы расположения вихревых пылеугольных горелок. Схемы с фронтальными и двухфронтальным горелками (рис. 4.35, *а*, *б*) могут быть выполнены как в один, так и в два яруса по высоте. При однофронтальном расположении экран задней стены получает повышенное тепловосприятие (на 10—20 % выше среднего) и для исключения шлакования стены при твердом шлакоудалении глубина топки должна быть не менее  $b = (6-7) D_a$ . Встречное двухфронтальное расположение

горелок характерно для мощных паровых котлов, когда необходимое число горелок невозможно разместить на одной фронтальной стене.

При встречном расположении выравнивается теплонапряжение экранов топки. Чаще всего топки с горелками по этой схеме работают с жидким удалением шлаков, так как здесь за счет раздачи факела после соударения как вверх, так и вниз повышается уровень температур у пода топки.

На рис. 4.36 показаны характерные схемы размещения прямоточных горелок. Горелки этого типа обеспечивают полное сжигание топлива только за счет турбулизации факелов отдельных горелок при их соударении в объеме топочной камеры. В этом смысле прямоточные горелки можно назвать горелками «коллективного действия». Все представленные схемы нашли широкое применение при сжигании торфа, бурых и молодых каменных углей.

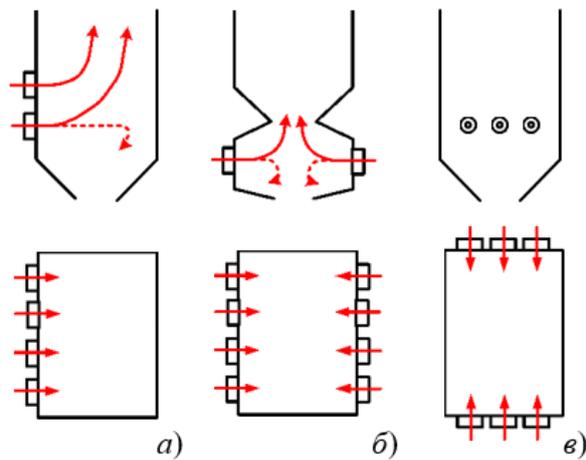


Рисунок 4.36 – Расположение вихревых пылеугольных горелок на стенах топочной камеры: *а* – фронтальное двухъярусное; *б* – двухфронтальное (встречное); *в* – встречное с боковых стен топки

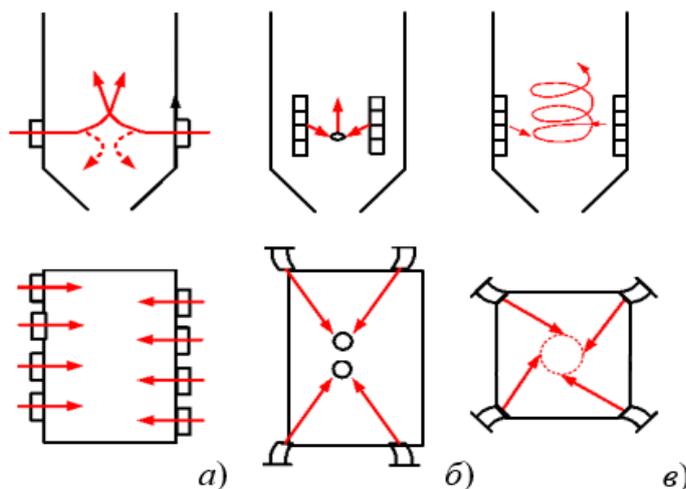


Рисунок 4.37 – Расположение прямоточных пылеугольных горелок на стенах топочной камеры: *а* – встречно-смещенное; *б* – угловое с блочным

соударением струй (блочное расположение); *в* – угловое с тангенциальным направлением струй (тангенциальное расположение)

Сжигание торфа и бурых углей по схеме встречно-смещенных струй (рис. 4.37, *а*), разработанной и внедренной МЭИ, отличается высокой эффективностью за счет повышенной турбулизации факела в зоне основного горения. Это достигается созданием большого градиента скоростей между соседними струями, имеющими противоположные направления движения. Схема с угловыми горелками и тангенциальным направлением горелочных струй к условной окружности в центре топки диаметром 1–2,5 м (рис. 4.37, *в*) нашла широкое применение на многих типах котлов, в том числе большой мощности. Ее преимущества заключаются в равномерности тепловых потоков по всем стенам топки, малой вероятности шлакования стен, так как вдоль них движутся уже частично остывшие газы.

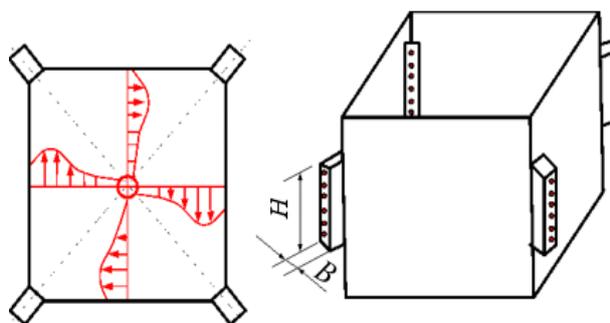


Рисунок 4.38 – Вращательное движение факела в топке с угловыми прямоточными горелками

Схемы с тангенциальной компоновкой можно осуществить в топке, форма которой близка к квадратной, т. е. отношение размеров стен  $1 \leq a_t/b_t$  /  $b_t \leq 1,2$ . Это обуславливает хорошую аэродинамику топочного объема. В топочных камерах с более развитой шириной фронта применимы другие схемы размещения горелок.

*Аэродинамика топочных камер.* К аэродинамике топок предъявляется ряд требований, таких как: организация достаточно энергичной турбулизации смеси в зоне интенсивного горения пыли; организация турбулизации в зоне выжига, т. е. в конце топки при догораниях коксового остатка, хотя эта вторичная турбулизация осуществляется чаще всего формой самой камеры сгорания; исключение лобового или скользящего удара горящего факела в стену топки с последующим шлакованием последней в месте соприкосновения.

На (рис. 4.39) представлены типичные варианты аэродинамики топки,

снятые на воздушных моделях при показанных массах подаваемого воздуха через горелки.

На (рис. 4.39, а) дано движение продуваемого воздуха при фронтальной компоновке проточных струйных горелок. Основной воздушный поток проходит к задней стенке, поднимается по ней вверх и направляется в трубные конвективные пучки. От потока, введенного в топку, отделяются два круговых рециркуляционных вихрей, одни – мощный в область холодной воронки, другой – вялый, расположенный по высоте передней части топки. Эти вихри должны подготавливать смесь к горению; в то же время они сильно снижают удельную тепловую нагрузку топочного объема.

На (рис. 4.39, б) представлена аэродинамика топки, снятая при встречно-смещенной компоновке и равенстве количеств движения слева и справа. Обращает внимание полное по глубине взаимное проникновение горящих факелов, что дает энергичный прогрев и зажигание пыли непосредственно после подачи ее в топку.

Турбулизация встречно-смещенных потоков настолько интенсивна, что явилась возможность упростить систему и поставить так называемые однофазные горелки МЭИ, у которых с фронта подается первичным воздухом пыль, а вторичный воздух – через заднюю стенку (это дает минимальные затраты на пылепроводы и воздуховоды). Горение пыли при однофазных горелках практически ничем не отличается от обычных двухфазных.

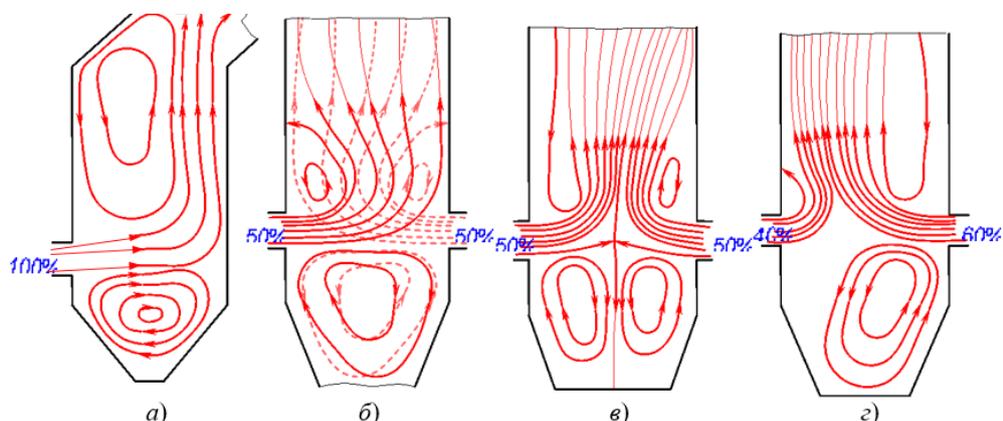


Рисунок 4.39 – Примеры аэродинамики пылеугольных топок

На (рис. 4.39, в) дана аэродинамика встречно-лобовой компоновки при равенстве количеств движения струй слева и справа. Встречные потоки соударяются в центре топки при практически одинаковых скоростях. В месте удара в результате торможения динамический напор трансформируется в статическое давление.

При создавшемся перепаде давления общий поток растекается вверх и

вниз с повышенными скоростями, а, следовательно, с малым заполнением сечения топки, вследствие этого образуются большие вихри над факелом и под факелом. Поэтому на основной подъемный поток приходится только около 70 % сечения топки.

Обращает внимание тот факт, что при подобной аэродинамике отсутствуют прямые удары факела в стены топки, а поэтому отсутствуют на стенах и очаги шлакования. Однако это будет справедливо только при равенстве количеств движения (рис. 4.39, в), а так как в эксплуатации невозможно строгое поддержание равенств количеств движения встречных пылевоздушных потоков, то шлакование топки при встречной лобовой компоновке горелок может иметь место.

Для избегания подобного шлакования у боковых стен начали выполнять свободные проходы между крайними (левыми и правыми) горелками для беспрепятственного выпуска продуктов сгорания в верхнюю часть топки.

На (рис. 4.39, г) показана аэродинамика топки при встречной лобовой компоновке горелок и неравномерном распределении по обеим сторонам количеств движения. Разница в скоростях истечения из горелок в 30% сделала значительный перекося всей массы подаваемого воздуха, а это при горении пыли влечет энергичный наброс горящего факела на соответствующую стену и ее шлакования

## **Раздел V. Профили парогенератора. Компоновка и условия работы поверхностей нагрева**

### **5.1. Основные профили парогенераторов и их особенности**

#### **Парообразующие поверхности прямоточных и барабанных парогенераторов.**

Парообразующие поверхности паровых парогенераторов различных систем заметно отличаются друг от друга, но всегда располагаются в основном в топочной камере и воспринимают теплоту радиацией. В зависимости от вида сжигаемого топлива топочные экраны воспринимают 40-50 % полного количества теплоты, отдаваемой рабочей среде в парогенераторе в целом.

Таблица 5.1.1 – Распределение теплоты между поверхностями нагрева

Давление перегрет	Температура перегрет	Температура питатель	Распределение теплоты между поверхностями нагрева котла, %		
			Парообразующие	Пароперегревательные	Экономайзерные

ого пара, МПа	ого пара, °С	ной воды, °С			
4	440	145	62	19	19
10	540	215	49	30	21
14	570	230	32-39	46-36	22-25
25,5	565/570	260	-	58	42

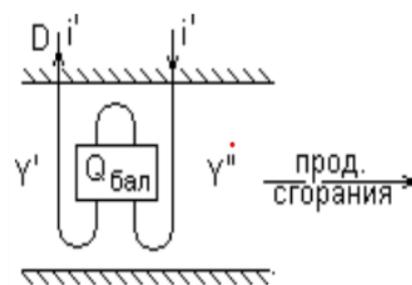
Характеристики поверхностей нагрева. Для произвольной поверхности:

1) Теплопроводность:  $Q = (D/V) \cdot (i'' - i') = \varphi \cdot (Y'' - Y')$ .

2) Уравнение теплопередачи:  $Q_T = \frac{k \cdot \Delta t \cdot H}{B}$ .

3) Общее теплопроводность:  $Q_p^p \cdot \eta_k^{bp} = \sum_1^n Q_6^i$ .

4) Температура стенки трубы поверхности нагрева:



$$q = \frac{\lambda_{ст}}{\delta_{ст}} \cdot (t_{ст} - t_o) = q = \alpha_2 \cdot (t_o - t_{p.c.p.}) \Rightarrow t_{ст} = t_{p.c.p.} + q \cdot \left( \frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}} + \frac{1}{\alpha_2} \right).$$

Для чистых труб  $\delta_{ст}/\lambda_{ст} \approx 3 \cdot 10^{-3} / 40 \approx 0 \Rightarrow t_{ст} = t_{p.c.p.} + q / \alpha_2$ .

Основная задача эксплуатации сводится к тому, чтобы  $t_{ст} < t_{метал}^{допуст}$

Требования к компоновке:

1) Поверхности с высокой температурой рабочей среды размещать в месте с высокой температурой газов ( $\uparrow t_{p.c.} \rightarrow \uparrow \vartheta_r$ );

2) Осуществлять противоточную схему движения ( $\Delta t_{прот.} > \Delta t_{прям.}$ ).

3) Выполнять требования, обусловленные надёжностью работы металла труб ( $t_{ст} < t_{метал}^{допуст}$ ).

*Вертикальные топочные экраны парогенераторов с естественной циркуляцией*

Обычно топочные экраны выполняются в виде нескольких вертикальных панелей (секций) шириной  $b_c$ , которые полностью закрывают все стены топки и имеют только подъемное движение рабочей среды (см. рисунок 5.1.1, а). Трубы имеют  $d_n = 83-76-60$  мм с  $\delta_{ст} = 3,5 \div 5,0$  мм, а для парогенераторов  $P_n > 10$  МПа используются трубы меньшего диаметра, но с

$\delta_{ст} \geq 5$  мм. Экранные трубы секции, как правило, объединяются нижним и верхним коллекторами и отводящими трубами большего диаметра, чем экранные (см. рисунок 5.1, б).

Плотность экранирования стен ( $s_э = s/d$ ) составляет  $1,07 \div 1,1$ . Экранные трубы заднего экрана в отличие от других экранов должны пересечь газовое окно на выходе из топки в горизонтальный газоход, для чего трубы заднего экрана разведены в 3÷4 ряда (эта конструкция получила название *фестон*). Экранные секции закрепляются сверху, верхний коллектор опирается на горизонтальные балки потолочного перекрытия каркаса котла. Тепловое расширение экранной секции предусмотрено вниз. Для повышения прочности экрана и исключения вибрации при пульсирующем давлении в топке экраны укрепляют установленными по горизонтали двутаврами - поясами жесткости. В парогенераторах большой мощности в отдельных случаях по середине топки установлен *двухсветный экран* (см. рисунок 5.2, а), разделяющий топку на две полутопки.

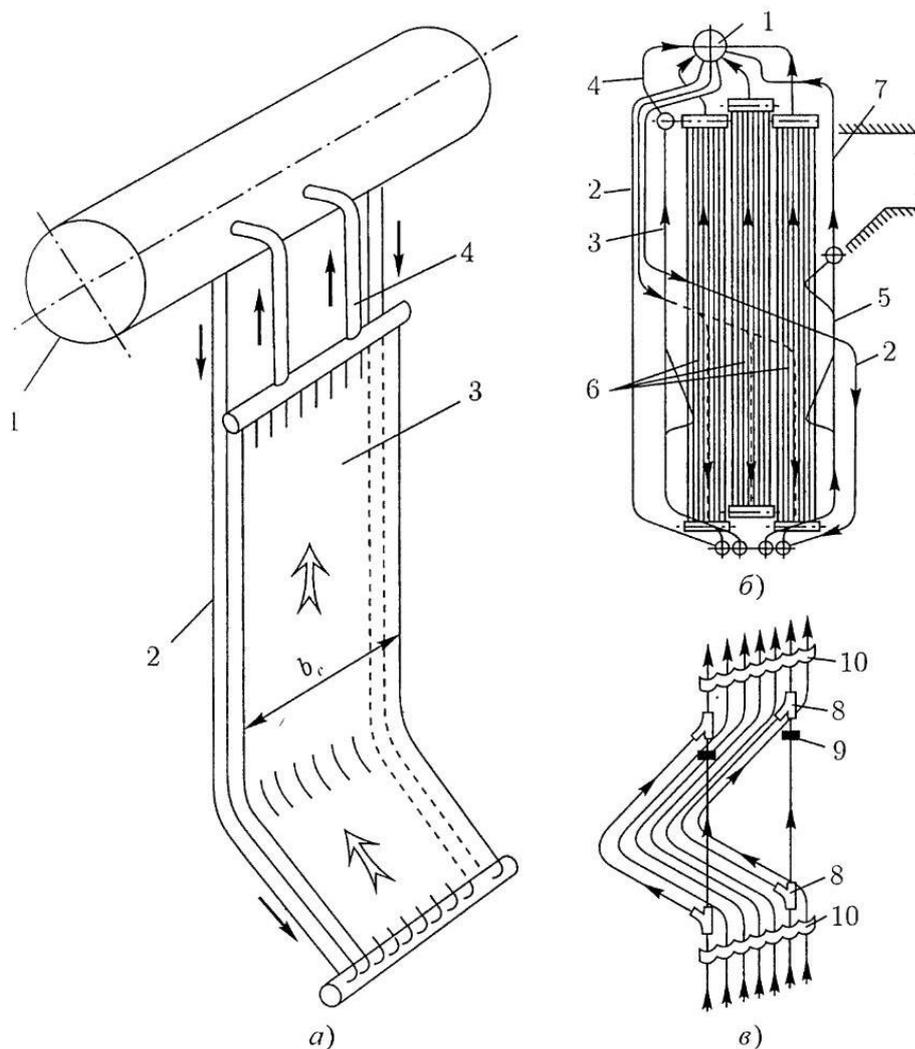


Рисунок 5.1- Схемы экранов пылеугольного котла с естественной циркуляцией:

а - секция фронтального экрана; б - циркуляция в экранных секциях топки; в - выполнение нижнего выступа экранных труб; 1 - барабан; 2 - необогреваемые опускные трубы; 3 - фронтальный экран; 4 - отводящие грубы; 5 - задний экран; 6 - секции бокового экрана; 7 - разрезанные отводящие трубы заднего экрана; 8 - развилка труб (тройник); 9 - дроссельная шайба в трубе (показана условно); 10 - скоба (гребенка) для крепления труб секции.

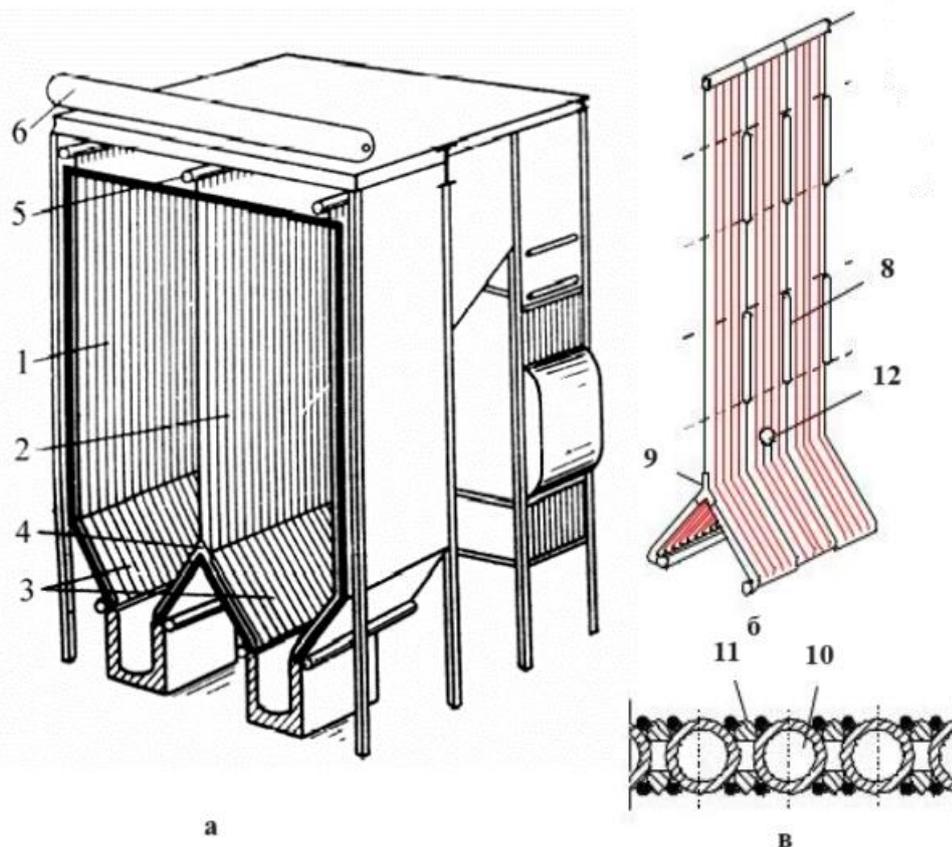


Рисунок 5.2 - Выполнение двухсветного экрана

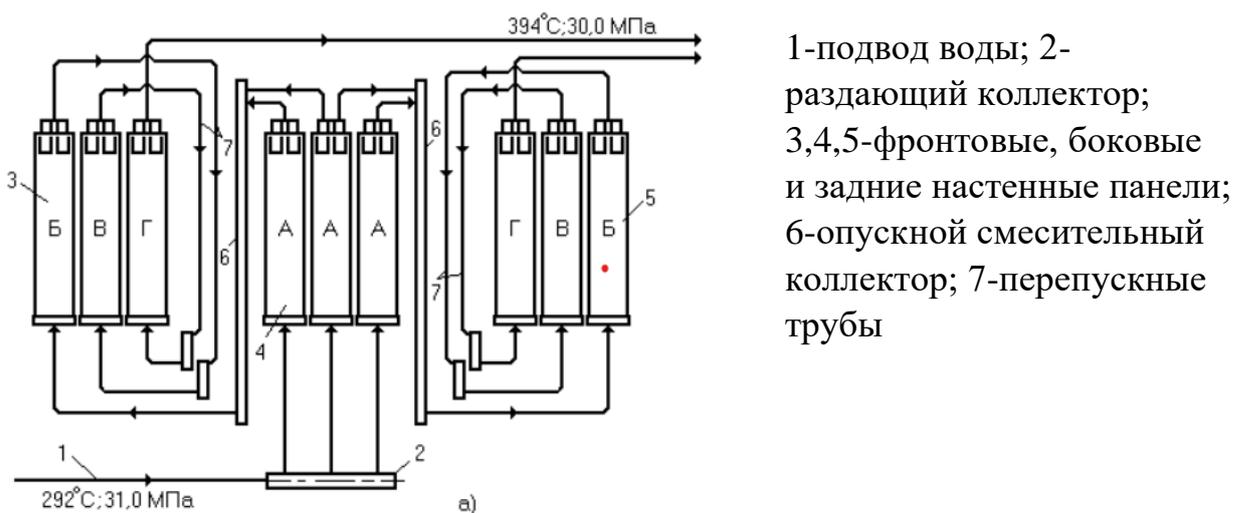
1-левый боковой экран; 2-двух-светный экран; 3-холодная воронка; 4-развилки в нижней части двухсветного экрана; 5-верхняя камера двухсветного экрана; 6-барабан; 7-ШПП; 8-окно для выравнивания давления; 9-тройник; 10-труба; 11-приварной прутков; 12-ремонтный лаз; а)-установка экрана в топке; б)-общий вид экрана; в)-узел сварки труб экрана.

#### *Топочные экраны прямоточных парогенераторов*

В прямоточных парогенераторах кратность циркуляции рабочей среды в экранах равна 1, при этом скорость рабочей среды примерно в 2 раза выше, чем при естественной циркуляции. В связи с чем, необходимое сечение для

пропуска рабочей среды прямого котла в 20÷40 раз меньше, чем при естественной циркуляции и той же паропроизводительности. Здесь весь поток рабочей среды проходит только через 24 параллельных секции шириной 2÷3 м (называемые лентами или панелями), состоящими из 40-60 труб. Поскольку движение рабочей среды в этих экранах принудительное, то уменьшение диаметра труб за счет роста сопротивления не скажется на снижении скорости движения, как это имеет место при естественной циркуляции, где дальнейшее уменьшение диаметра труб менее 60 мм нежелательно. Топочные экраны прямооточных парогенераторов выполняются из труб  $d_n=32\div42$  мм с  $\delta_{ст}=4\div6$  мм. Увеличение тепловой мощности котла и уменьшение диаметра труб приводят к заметному увеличению ширины ленты, а чем шире лента, тем больше влияние неравномерности обогрева параллельных труб, образующих ленту. Поэтому при малом диаметре труб в мощных паровых парогенераторах выполняется параллельно несколько лент (заходов), при этом ширина каждой ленты остается небольшой. Получается два - четыре параллельных потока рабочей среды с независимым регулированием расхода и температуры по каждому потоку. При экранировании стен топки применяются различные схемы панелей и их расположение.

В нижней радиационной части топки (НРЧ), где характерны высокие тепловые потоки, падающие на экраны, применяют вертикальные экранные панели с подъемным движением рабочей среды (см. рисунок 5.3). Полная экранизация стен НРЧ достигается при большом числе параллельных панелей, включенных по рабочей среде последовательно, но тогда конструкция экрана усложняется.



- 1-подвод воды; 2-
- раздающий коллектор;
- 3,4,5-фронтовые, боковые
- и задние настенные панели;
- 6-опускной смесительный
- коллектор; 7-перепускные
- трубы

Рисунок 5.3 - Вертикальные панели экранирования НРЧ в прямооточных парогенераторах.

Средняя и верхняя радиационная части топки (СРЧ и ВРЧ) экранированы плоскими горизонтально - подъемными панелями, закрывающими по высоте часть стены топки или ее половину (см. рисунок 5.4).

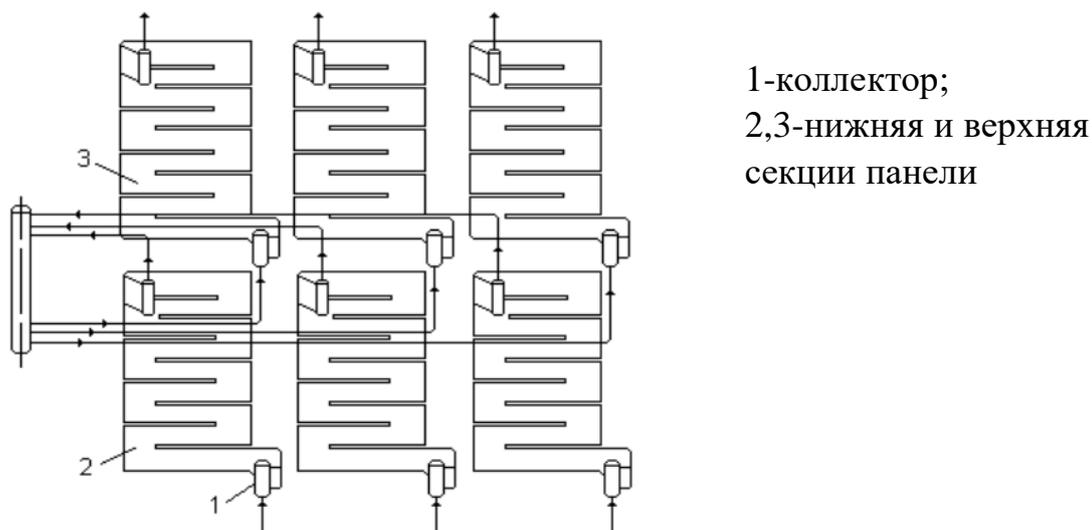


Рисунок 5.4 - Панели с горизонтально-подъемным движением в СРЧ прямоточного котла

Горизонтально - наклонная навивка трубных лент по стенам топки, предложенная проф. Л.К. Рамзиным (см. рисунок 5.5), отличается наименьшей тепловой разверткой между трубами в секции. Рабочая среда движется от нижнего коллектора ленты до верхнего, многократно опоясывая топочную камеру. Такая навивка имеет минимальное количество коллекторов и гидравлически устойчивые характеристики движения при любом рабочем давлении. Недостаток навивки - невозможность конструктивного выполнения в виде готовых плоских настенных панелей, необходимость выполнения большого числа сварных стыков труб при монтаже, что ограничивает их применение на мощных паровых парогенераторах.

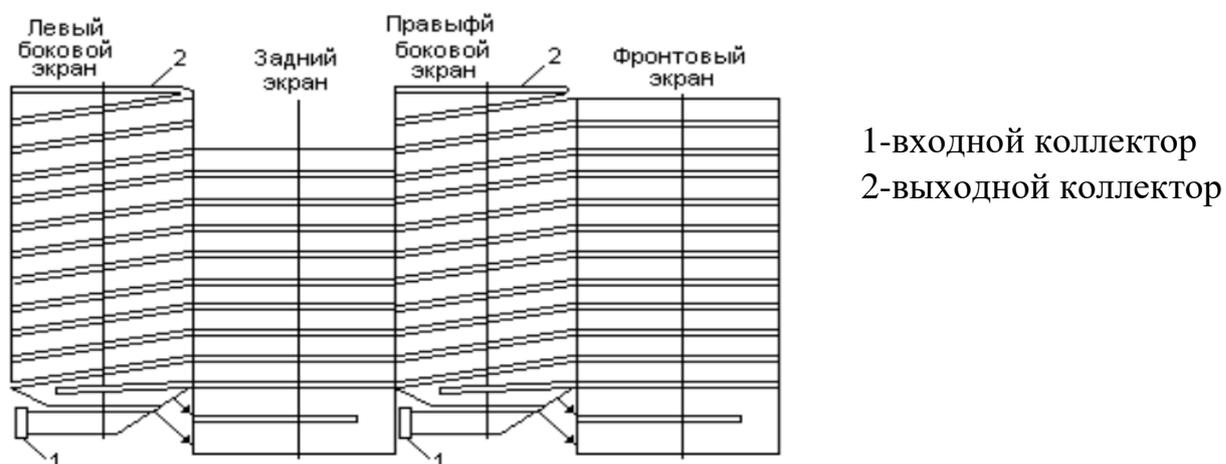


Рисунок 5.5 - Развертка топочного экрана котла с навивкой Рамзина

### *Конструкции топочных экранов*

Топочные экраны получают до 50 % всего тепловосприятия рабочей среды и находятся в зоне наиболее высоких температур газов, что требует тщательного конструктивного выполнения для обеспечения надежной работы металла труб. По конструкции различают экраны *гладкотрубные*, *газоплотные* (которые могут быть выполнены двух типов: из таких же гладких труб, но с вваренными между ними проставками шириной 6÷12 мм или с применением плавниковых труб, сваренных между собой (см. рисунок 5.1.б)). Экраны из таких сваренных между собой панелей образуют монолитную цельносварную газоплотную конструкцию, их называют *мембранными*.

Для создания в топке зоны устойчивого воспламенения малореакционных топлив, требующих высокой температуры для их интенсивного горения, экраны всех типов на соответствующих участках покрывают огнеупорной массой с закреплением ее на приваренных к трубам шипах. Такие экраны называются *футерованными экранами* (см. рисунок 5.6, г, д).

*Гладкотрубные* экраны применяются в паровых парогенераторах всех систем, работающих под разрежением газового тракта. При естественной циркуляции в целях повышения надежности движения рабочей среды в трубах топочные экраны располагаются вертикально и в отдельных случаях круто наклонно.

Парообразующие поверхности нагрева прямоточных парогенераторов выполняют вертикальными, горизонтальными и подъемно-опускными, поскольку здесь есть возможность организации движения пароводяной смеси со скоростью, предотвращающей нарушение гидравлических режимов.

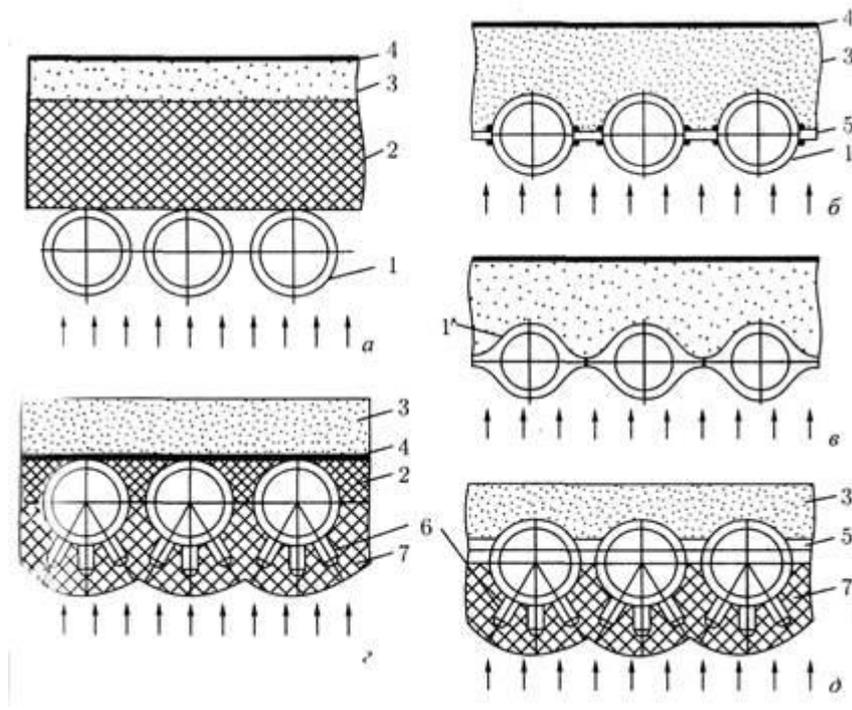


Рисунок 5.6 - Конструкции топочных экранов

а)-гладкотрубные экраны; б)-гладкотрубные экраны с сварными проставками; в)-газоплотные экраны из плавниковых труб; г)-футерованный гладкотрубный экран; д)-футерованный мембранный экран; 1-труба; 1'-плавниковая труба; 2-огнеуповный бетон; 3-тепловая изоляция; 4-уплотнительный слой; 5-металлическая проставка; 6-приварные шипы; 7-огнеупорная масса

*Газоплотные сварные экраны* находят широкое применение в современных конструкциях парогенераторов, имеют на 10÷15 % меньшую массу металла на единицу лучевоспринимающей поверхности по сравнению с гладкотрубными.

*Футерованные экраны* применяются в топках циклонных и с жидким шлакоудалением (см. рисунок 5.6, г, д). Для создания футерованного экрана к трубам приваривают шипы (прутки)  $d=10$  мм и  $h=15\div 25$  мм. Шипы являются каркасом для крепления набивной массы из огнеупорного материала, отводящим от нее теплоту к экранным трубам.

#### *Пароперегреватели парогенераторов*

Теплообменные устройства, служащие для нагрева пара, выходящего из котлоагрегата, до температуры, превышающей температуру насыщения при давлении в парогенераторе ( $t_{\text{нп}}=440\div 560$  °С), называют *пароперегревателем*.

По *тепловосприятию и конструкциям* различают пароперегреватели:

– *конвективные* (размещаемые в конвективных газоходах котла и получающие теплоту, главным образом, конвекцией);

– радиационные (размещаемые на стенах, потолке топочной камеры, в горизонтальном газоходе и получающие теплоту радиацией от газов);

– полурадиационные (размещаемые в верхней части топки на входе в горизонтальный газоход).

По назначению пароперегреватели делятся на: основные (в которых перегревается пар высокого и сверхкритического давления); промежуточные (для вторичного перегрева пара, частично отработавшего в турбине).

Конвективные пароперегреватели выполняются из стальных труб  $d_n=32\div42$  мм ( $\delta_{ст}=5\div7$  мм). В промежуточных пароперегревателях используют  $d_n=42\div50$  мм ( $\delta_{ст}=4\div5$  мм). Для пароперегревателей применяются гладкие трубы, из которых образуются змеевики с радиусами гибов труб не менее  $(1,9*d)$ . Концы змеевиков приварены к коллекторам круглого сечения. Расстояние между рядами змеевиков составляет  $s_1=(2\div5)*d$ . Змеевики выполняются одно - двух и многорядные (см. рисунок 5.7) и отличаются числом параллельных труб, образующих змеевик. При большой мощности котла пароперегреватели выполнены обычно в 3÷4 ряда труб.

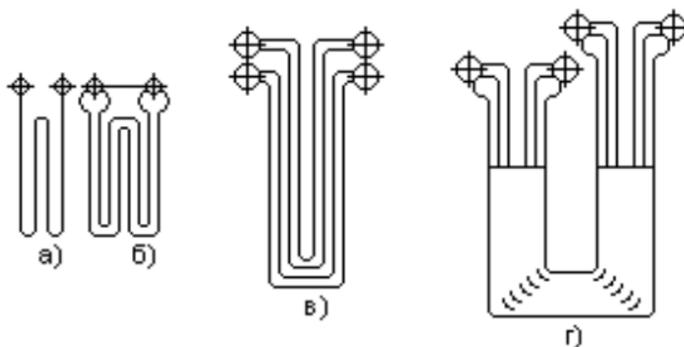


Рисунок 5.7 - Типы конвективных змеевиков пароперегревателя

а)-однорядный; б)-двухрядный; в)-четырёхрядный; г)-многорядный (ленточный)

Количество тепла, воспринятого в конвективном пароперегревателе

$$Q_{кпп} = \frac{D_{пе}}{B_p} (h_{пе} - h'_{кп}) - Q_{кпп}^л, \text{ кДж/кг}, \quad (5.1)$$

где  $D_{пе}$  – расход перегретого пара, кг/с;

$Q_{кпп}^л$  – переизлучение теплоты из топки, кДж/кг, принимаем, что вся энергия излучения топочного объема, прошедшая ширмы, поглощается в конвективном пароперегревателе  $\Rightarrow Q_{кпп}^л = Q_{вых}^л$ ;

$h'_{кп}$ ,  $h_{пе}$  – энтальпии пара на входе и на выходе из конвективного пароперегревателя, кДж/кг.

*Ширмовые* пароперегреватели (ШПП) являются *радиационно - конвективными* поверхностями, их тепловосприятие складывается из значительной доли радиационного излучения и доли конвективного теплообмена, так как газы омывают ширмы продольно - поперечным потоком со скоростью 5÷8 м/с. ШПП представляют собой систему из большого числа вертикальных труб (14÷50 шт.), образующих широкую плоскую ленту, которая имеет один гиб на 180° (см. рисунок 5.1.8). Ширмы размещаются на выходе из топочной камеры с шагом  $s=(17\div 22)*d$ . Для исключения выхода отдельных труб из плоскости ширмы выполняется перевязка труб ширм в двух уровнях по высоте за счет вывода из ряда двух крайних (лобовых) труб и пропуска их с двух сторон снаружи ленты горизонтально за последний подъемный ряд труб. На горизонтальном участке эти трубы связаны между собой проставками и строго фиксируют остальные трубы в одной плоскости.

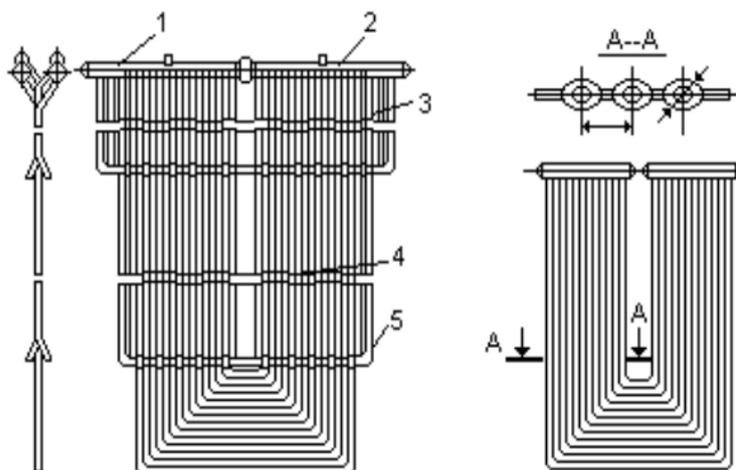


Рисунок 5.8 - Конструкция ширмового пароперегревателя

1-входной коллектор; 2-выходной коллектор; 3,5-обвязочные трубы верхнего и нижнего уровней; 4-трубы ширмы.

Тепло, полученное прямым излучением из топки, учитывает взаимный теплообмен между топкой, ширмовым пароперегревателем, потолочным пароперегревателем в районе ширм и поверхностью нагрева за ширмами:

$$Q_{\text{ШПП}}^{\text{л}} = Q_{\text{ВХ}}^{\text{л}} - Q_{\text{ВЫХ}}^{\text{л}} = \left( \frac{\beta_{\text{ш}} \eta_{\text{в}} q_{\text{л}} F_{\text{вок}}}{V_{\text{р}}} \right) - \left( \frac{Q_{\text{ВХ}}^{\text{л}} (1 - \alpha_{\text{ш}}) \varphi_{\text{ш}}}{\beta_{\text{ш}}} + \frac{5,67 \cdot 10^{-11} \alpha_{\text{ш}} F_{\text{ВЫХ}}^{\text{л}} T_{\text{ср}}^4 \varepsilon_{\text{п}}}{V_{\text{р}}} \right), \quad (5.2)$$

где  $Q_{\text{ВХ}}^{\text{л}}$  - теплота, полученная ширмовой поверхностью прямым излучением из топки, определяется интенсивностью теплового потока в верхней части топки, величиной плоскости входного сечения ширм и конструктивной характеристикой ширм, кДж/кг;

$Q_{\text{ВЫХ}}^{\text{л}}$  - тепло излучения из топки и ширм на поверхность нагрева расположенную за ширмами (конвективный пароперегреватель), кДж/кг;

$\eta_v$  - коэффициенты неравномерности тепловосприятия по высоте топки;  
 $\beta_{ш}$  - коэффициент, учитывающий взаимный теплообмен между объемом топки и ширмовой поверхностью;

$q_l$  - среднее тепловое напряжение теплообменной поверхности, кВт/м<sup>2</sup>;

$F_{вок}$  - лучевоспринимающая поверхность входного сечения ширм со стороны топки (площадь выходного окна топки), м<sup>2</sup> ;

$V_p$  - расчетный расход топлива, кг/с;

$\varphi_{ш}$  - угловой коэффициент ширм;

$\beta_{ш}$  - коэффициент, учитывающий взаимный теплообмен между объемом топки и ширмовой поверхностью;

$F_{вых}^l$  - выходная излучающая поверхность ширм, определяется как произведение высоты выходного окна за ширмами на ширину газохода, м<sup>2</sup> ;

$\varepsilon_{п}$  - поправочный коэффициент (для жидких топлив - 0,5, газа - 0,7);

$T_{ср}$  - средняя температура газов в ширмах, К.

*Радиационные* пароперегреватели (РПП) располагаются на стенах и потолке топочной камеры, воспринимают лучистую теплоту и по конструкции мало чем отличается от экранов - состоят из труб, приваренных к коллекторам круглого сечения. РПП барабанного парового котла обычно занимает потолок топки, а если этого недостаточно, то его размещают и на вертикальных ее стенах. Настенные перегреватели, выполненные в виде панели на всю высоту топки. Из-за сложного режима металла труб настенного перегревателя при сниженных нагрузках РПП располагают поверх экранных труб в верхней части топки.

В прямоточных паровых парогенераторах РПП обычно полностью занимают верхнюю часть топки, потолок и стены горизонтального газохода.

Суммарное тепловосприятие РПП определяется как:

$$Q_{рпп} = Q_{гг} + Q_{пк} = \left( \frac{q_0 (T_{гг}/1273)^2 F_{гг}}{V_p} \right) + \left( \frac{q_0 (s_{пк}/2,8)^{0,25} (T_{пк}/1273)^2 F_{пк}}{V_p} \right), \quad (5.3)$$

где  $Q_{гг}$  - тепловосприятие поверхностей нагрева, расположенных в горизонтальном газоходе, кДж/кг;

$Q_{пк}$  - тепловосприятие поверхностей в поворотной камере, кДж/кг;

$q_0$  - удельное теплонапряжение поверхности, кВт/м<sup>2</sup>;  $T_{гг}$  - средняя температура газов в горизонтальном газоходе, К;

$F_{гг}$  - площадь поверхности стен горизонтального газохода, закрытых экранами, м<sup>2</sup>;

$V_p$  - расчетный расход топлива, кг/с;

$S_{ПК}$  - эффективная толщина излучения объема газов в поворотной камере, м.

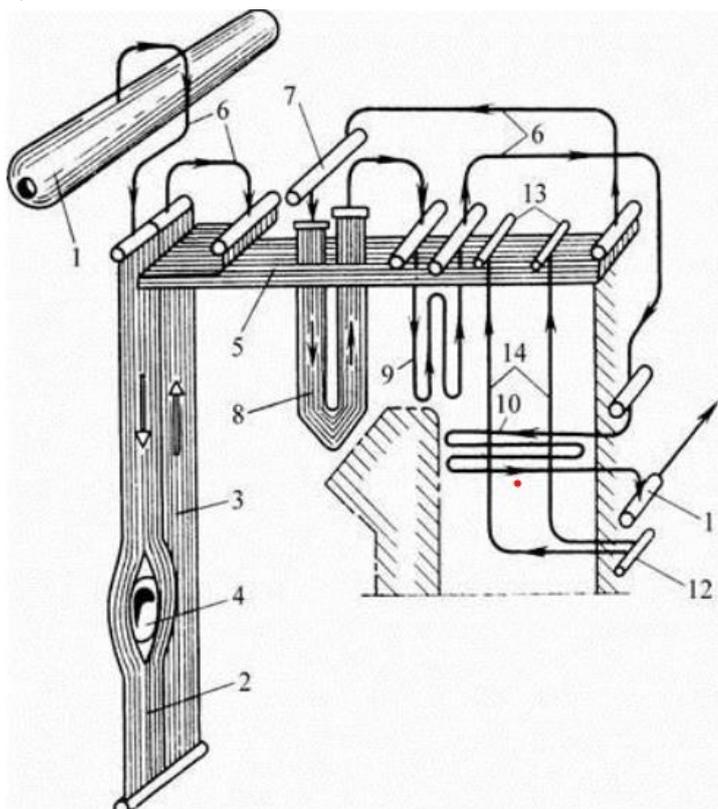


Рисунок 5.9 - Схема движения пара в парогенераторе с естественной циркуляцией:

1-барабан; 2-опускные трубы панели радиационной части пароперегревателя; 3-подъемные радиационные трубы панелей; 4-проем для горелки; 5-потолочные трубы панели; 6-необогреваемые перепускные трубы; 7-пароохладитель; 8-ширмы; 9,10-змеевики вертикального и горизонтального пакетов конвективной части пароперегревателя; 11-коллектор перегретого пара; 12,13-входной и выходной коллекторы подвесных труб; 14-подвесные трубы.

### Развитие парогенераторов

Классификация парогенераторов:

По давлению парогенераторы подразделяются на следующие виды:

- парогенераторы низкого давления ( $p \leq 2,5$  Мпа);
- парогенераторы среднего давления ( $p = 2,5-4$  Мпа);
- парогенераторы высокого давления ( $p > 4$  Мпа).

По принципу действия:

- парогенераторы с естественной циркуляцией;
- парогенераторы с принудительной циркуляцией.

По конструктивному оформлению:

- жаротрубные;
- с дымогарными трубками;
- комбинированные парогенераторы;
- водотрубные: горизонтально-водотрубные; прямоточные парогенераторы.

В жаротрубных (или газотрубных) парогенераторах шло развитие внутренних поверхностей нагрева, в водотрубных – развитие внешних поверхностей.

#### *Жаротрубные парогенераторы и парогенераторы с дымогарными трубками*

Вначале появились барабанные парогенераторы с горизонтальным обогреваемым барабаном. Стремление к увеличению поверхностей нагрева парогенератора привело к появлению жаротрубных парогенераторов с одной жаровой трубой, а затем и с двумя жаровыми трубами. Дальнейшее увеличение поверхности нагрева при том же диаметре барабана было получено в парогенераторах с дымогарными трубками.

Достоинства жаротрубных парогенераторов:

- 1) малое колебание давления при неравномерном расходе пара;
- 2) сухой пар (велико зеркало испарения);
- 3) простота и легкость обслуживания;
- 4) малый ремонт.

Недостатки:

- 1) медленная растопка;
- 2) велика занимаемая площадь;
- 3) значительный вес;
- 4) непригодны для высокого давления.

Недостатки парогенераторов с дымогарными трубками:

- 1) наличие плоских днищ (в днищах развальцованы трубы. Расстояние отверстиями невелико);  
между
- 2) в нижней части барабана накапливался шлам;
- 3) имело место отложение золы в дымогарных трубках;
- 4) ограничено давление ввиду наличия плоских днищ.

На рис. 5.10 представлена схема комбинированного котла с жаровой трубой и дымогарными трубками. К этому типу парогенераторов относятся, например,

судовые оборотные парогенераторы. Часть дымогарных труб выполнена в виде анкерных связей. Плоские днища плохо сопротивляются давлению. Давление в них

обычно не превышало 0,8-1,6 МПа. К этому типу парогенераторов относятся и локомотивные парогенераторы.

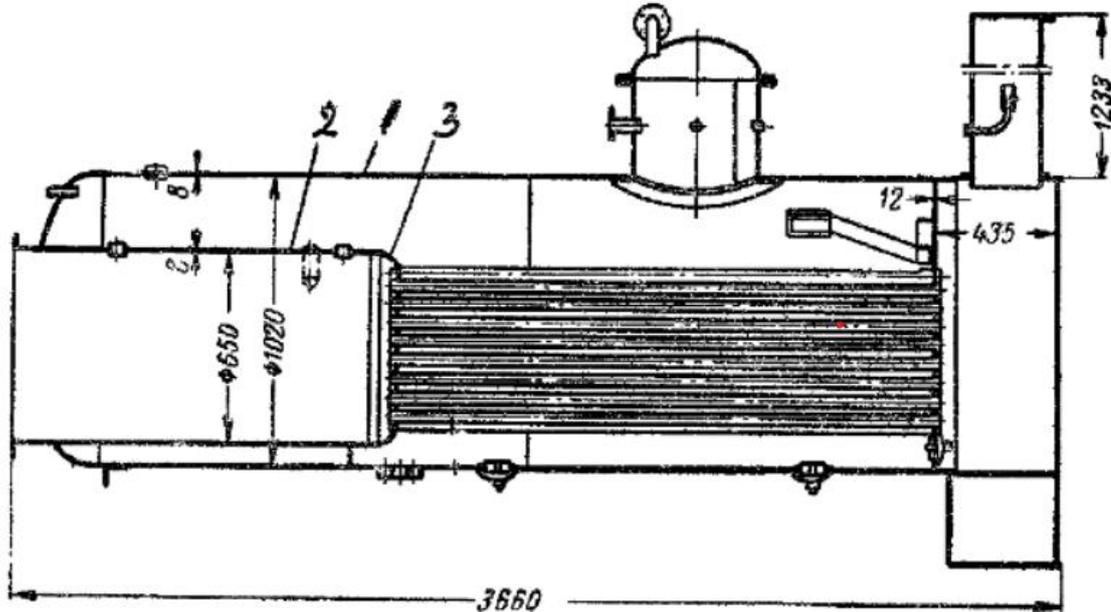


Рисунок 5.10 - Горизонтальный дымогарный парогенератор:  
1 – барабан; 2 – жаровая труба; 3 – трубная доска с дымогарными трубками.

#### *Горизонтально-водотрубные парогенераторы*

Горизонтально-водотрубные парогенераторы возникли из парогенераторов с кипятильниками (рис. 5.11) путем увеличения их числа и диаметра.

Поверхность нагрева состоит из большого числа кипятильных труб (рис. 5.12), по которым циркулирует вода или пароводяная смесь. Снаружи - газ. Поверхность нагрева определяется как суммарная поверхность с наружной стороны всех труб (кипятильных) в отличие от парогенераторов с дымогарными трубками, где она определяется по внутреннему диаметру.

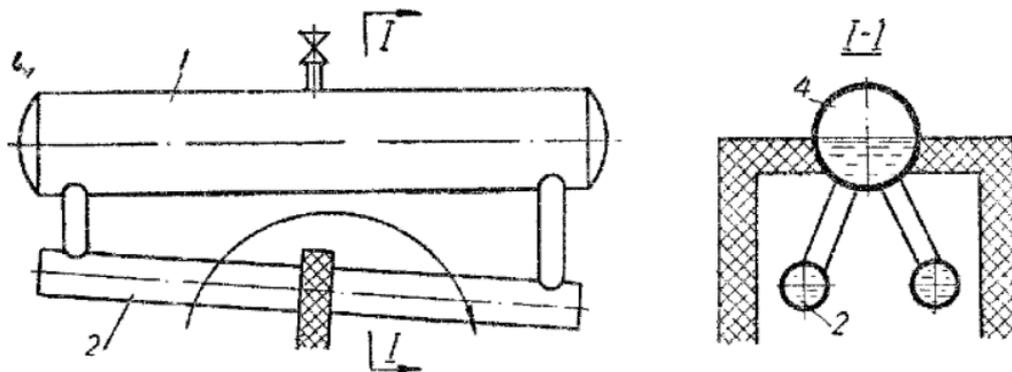


Рисунок 5.11 - Схема барабанного котла с кипятильником:

1 – барабан; 2 – кипятильник

В горизонтально-водотрубных парогенераторах трубы наклонены к горизонту под углом 10-15°. При строго горизонтальном положении не возникает естественная циркуляция.

Горизонтально-водотрубные парогенераторы разделяют на следующие виды:

- камерные парогенераторы (рис. 5.12, а);
- секционные парогенераторы (рис. 5.12, б);
- с поперечным барабаном (рис. 5.12, в).

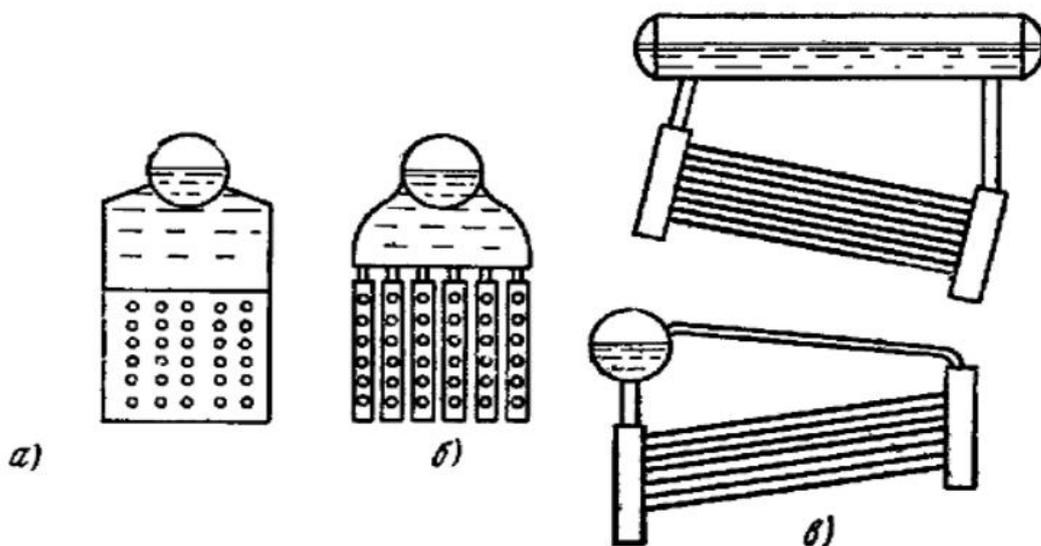


Рисунок. 5.12 - Схемы горизонтально – водотрубных парогенераторов:  
а – камерный; б – секционный; в – с поперечным барабаном

Недостатки:

- низкое давление;
- жесткость конструкции ( прямые трубы объединены в одну группу и зажаты между камерами);
- трубы могут иметь разную тепловую нагрузку, расширяются по-разному, что может привести к развальцовке;
- неравномерность расширения барабана и кипятильных труб;
- большое количество лючков – ненадежность в работе (течи).

Эти парогенераторы большого распространения не получили и были вытеснены котлами Шухова.

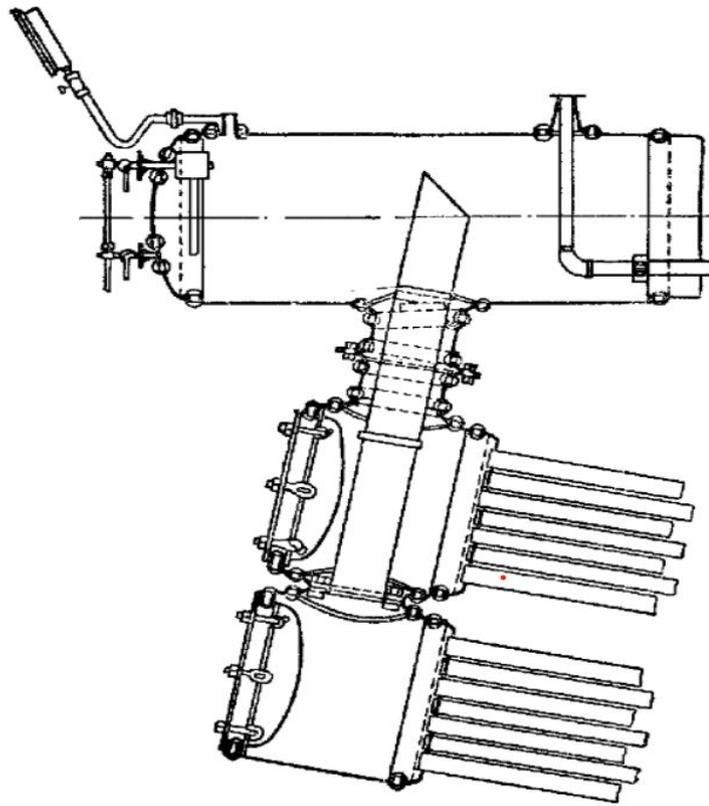


Рисунок 5.13 - Конструкция камеры котла Шухова

Парогенератор системы Шухова был впервые построен в 1891 г. Он получил большое распространение ввиду простоты и дешевизны изготовления. В нем камеры котла (рис. 5.13) заменены круглыми коллекторами.  $\varnothing$  640 мм. В одну из стенок коллектора вводится 28 трубок. Так образуется парогенераторный пучок. А если они расположены одни над другими — образуется секция. Задние коллекторы соединены между собой штуцером. Верхний задний коллектор соединен с барабаном циркуляционной трубой, не обогреваемой газами. Верхний коллектор имеет трубу в трубе для отвода пароводяной смеси. Для удаления шлама - грязевик и продувка. В больших парогенераторах верхние секции соединяли паросборником, а нижние - грязевиком. Давление удалось поднять до 1,5–1,6 МПа.

Секционные горизонтально-водотрубные парогенераторы появились в результате стремления к повышению давления пара и максимальному увеличению поверхности нагрева без увеличения габаритов

Они могут быть:

- с продольным барабаном;
- с поперечным барабаном.

Волнистая конфигурация секций обусловлена шахматным расположением труб. Сечение секции 140x140. Система менее жесткая. Небольшое сечение

секций дает возможность осуществить давления вплоть до высоких. Количество труб по вертикали - до 11 шт. Секции заменили камеру.

### *Вертикально-водотрубные парогенераторы*

В этих конструкциях трубы присоединяют непосредственно к барабану без промежуточных камер. Характеризуются большим углом наклона труб к горизонту.

Преимущества вертикально-водотрубных парогенераторов:

- 1) максимальное использование площади котельной;
- 2) хорошая организация внутриводотрубных процессов (надежная циркуляция: большой движущий напор циркуляции и меньшие гидравлические сопротивления ввиду отсутствия камер);
- 3) высокая удельная паропроизводительность;
- 4) надежная и безопасная работа.

Виды вертикально-водотрубных парогенераторов:

- барабанные парогенераторы с естественной циркуляцией;
- барабанные парогенераторы с принудительной циркуляцией.

Вертикально-водотрубные парогенераторы выполняли с прямыми и с гнутыми трубами. Первые вертикально-водотрубные парогенераторы появились до внедрения водоподготовки. Трубы должны были быть прямыми для облегчения процесса их очистки от загрязнений. В России парогенераторы с прямыми трубами применялись двух видов:

- 1) двухбарабанные;
- 2) четырехбарабанные.

Эти парогенераторы представляют жесткую конструкцию. При прогреве первый пучок (при четырехбарабанной конструкции) удлиняется больше, чем второй. Возникали напряжения.

Прямые трубы располагали коридорным порядком. Эти прямые трубы были ввальцованы в штампованные плиты, имеющие уступы. Назначение - избежать кривой вальцовки.

Нижние барабаны снабжены периодической продувкой. Верхние барабаны опирались на каркас, а нижние с системой кипящих труб оказывались подвешенными к верхнему барабану. Выпускали на давление от 1,2 до 1,7 МПа.

Достоинства (по сравнению с предыдущими):

- 1) меньше габариты и больше паропроизводительность по сравнению с горизонтально-водотрубными;
- 2) отсутствие дорогих и сложных камер и секций;
- 3) удобство компоновки с пароперегревателем;
- 4) легкость внутреннего осмотра и очистки от накипи прямых труб (при современном состоянии водоподготовки это уже не является преимуществом);
- 5) легкая замена труб при ремонте.

Недостатки:

- 1) в двухбарабанных парогенераторах циркуляция была неудовлетворительной. При форсировках опускной пучок сильно прогревался, в нем начиналось парообразование, поэтому требовалось дополнительное устройство опускных труб, расположенных вне кладки;
- 2) в четырехбарабанных парогенераторах большая жесткость конструкции вследствие наличия штуцеров;
- 3) трудность и дороговизна изготовления штампованных плит с плоскими уступами;
- 4) ненадежное соединение этих плит с основным телом барабана;
- 5) вследствие наличия плоских уступов в штампованных плитах они обладали малой механической прочностью, что не давало возможности увеличить давление ( $p = 1,7-1,8$  МПа);
- 6) значительная металлоемкость вследствие большого числа барабанов;
- 7) ограниченные размеры штампованной плиты не давали развивать поверхность нагрева.

Позже перешли к строительству парогенераторов с изогнутыми трубами (когда достигли успехов в химводоочистке и отпала необходимость в механической чистке труб от накипи). Применение изогнутых труб дало возможность увеличить толщину пучка труб, а не ограничивать его диаметром барабана.

Изогнутые трубы обычно подводят по радиусу, перпендикулярно поверхности.

Развитие вертикально-водотрубных парогенераторов шло по следующему пути:

- сокращение числа барабанов, что снизило стоимость и металлоемкость;
- увеличение доли радиационного теплообмена (подогрев воздуха и развитие радиационных поверхностей нагрева);
- интенсификация теплоотдачи конвекцией;

- применение высокого подогрева воздуха;
- повышение мощности и экономичности;
- снижение веса и стоимости.

*Однobarабанные радиационные паровые парогенераторы с естественной циркуляцией*

В 30-х годах в котлостроении наметились следующие тенденции:

- сокращение количества барабанов в парогенераторах вначале до двух, а затем до одного;
- сокращение конвективных поверхностей нагрева и переход к радиационным;
- вынос спускных труб за пределы газохода;
- использование поперечного омывания конвективных поверхностей нагрева;
- увязка котла и топки в единое целое;
- переход к П-образной компоновке;
- повышение параметров пара.

Многobarабанные парогенераторы были чрезвычайно металлоемки, громоздки

Снижение количества барабанов снижало расход металла, а следовательно, и стоимость котлоагрегата.

Радиационный теплообмен, при котором тепло горящего факела передается поверхностям нагрева за счет прямого излучения, обладает существенным преимуществом. При этом тепловое напряжение поверхностей нагрева увеличивается в 10 раз.

Следовательно, радиационная поверхность нагрева во много раз эффективнее, чем конвективная. По этой причине стены топочной камеры начали покрывать экранными поверхностями нагрева.

С повышением давления кратность циркуляции снижается. Поэтому для обеспечения надежной циркуляции опускные трубы начали выносить за пределы газохода.

При поперечном омывании труб коэффициент теплоотдачи значительно выше, чем при продольном. Поэтому начали широко использовать поперечное омывание труб в конвективных поверхностях нагрева.

Если раньше топочная камера была почти не связана с котлом, то при переходе к радиационным котлам, в которых стены топочной камеры сплошь покрыты экранами, парогенератор и топка превратились в одно целое (рис. 5.1.14).

Переход к пылевидному сжиганию топлива привел к значительному увеличению объема топочной камеры и ее высоты. С такой топочной камерой

очень хорошо компоуется вертикальная конвективная шахта, в которой размещаются конвективные поверхности нагрева (водяной экономайзер и воздухоподогреватель). В верхней части топочная камера соединяется с конвективной шахтой горизонтальным газоходом, в котором обычно располагается пароперегреватель. Такая компоновка называется П-образной. Она дает возможность:

- развить мощную топочную камеру, достаточно глубоко снизить температуру газов перед конвективным пучком;
- в конвективной шахте разместить водяной экономайзер и воздухоподогреватель;
- с помощью нижнего отвода газов расположить дымососы внизу.

Это вызвало переход на строительство однобарабанных парогенераторов с естественной циркуляцией высокого давления. В этих парогенераторах барабан играет роль паросборника и питает всю радиационную систему (рис. 5.14).

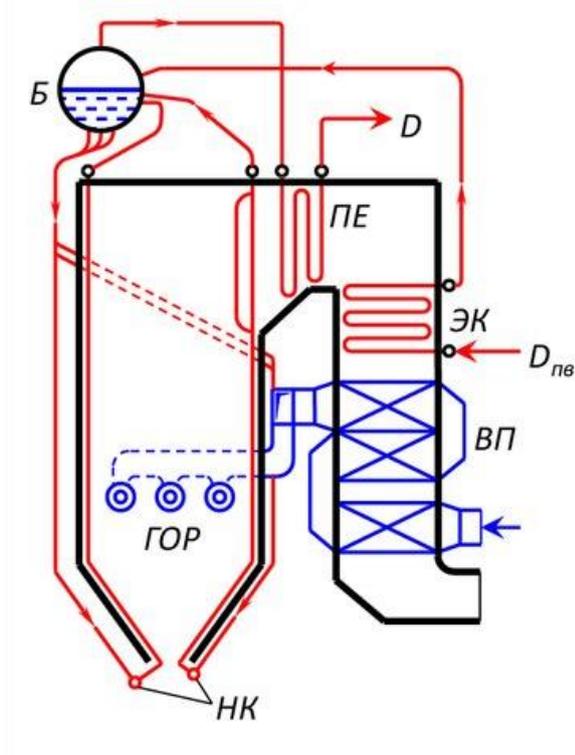


Рисунок 5.14 - Однобарабанный парогенератор с естественной циркуляцией высокого давления

Для увеличения коэффициента теплоотдачи от газов к стенке увеличивают скорость газов. Но повышению скорости газов ставит предел золотой износ труб. Кроме того, с повышением скорости газов растет сопротивление, а, следовательно, и расход энергии на собственные нужды (привод дымососа).

Широкое использование радиационного теплообмена привело к повышению температуры подогрева воздуха. Подогрев воздуха дает возможность повысить как эффективность сжигания топлива, так и пирометрический уровень в топке (температуру газов в топочной камере). Это влечет за собой увеличение количества тепла, передаваемого радиацией в топке, а следовательно, и дальнейшее увеличение эффективности использования радиационных поверхностей нагрева.

Вместе с развитием котельных систем увеличивается и единичная мощность котлоагрегатов. При этом значительно возрастает и ширина котла. Последнее приводит зачастую к неравномерности распределения температур и скоростей по ширине газохода, а следовательно, и к неравномерному распределению тепловосприятия поверхности нагрева и к неравномерному золовому износу труб.

#### *Переход к высоким параметрам пара*

Стремление повысить КПД электростанции привело к росту параметров пара. Повышение параметров пара и применение высокого подогрева воздуха приводит к перераспределению поверхностей нагрева котлоагрегата, ведет к изменению его конструктивных форм.

Все тепло, передаваемое в котлоагрегате, условно можно разбить на 3 части:

- 1) тепло, идущее на подогрев воды до кипения;
- 2) тепло, идущее на испарение воды;
- 3) тепло, расходуемое на перегрев пара.

При увеличении параметров пара доля тепла, идущая на подогрев воды и

на перегрев пара, увеличивается, а на испарение уменьшается. Это хорошо показано на диаграмме Карницкого (рис. 5.15).

При критическом давлении  $P_{кр} = 22,6$  МПа расход тепла на испарение равен нулю. С повышением температуры подогрева воздуха увеличивается доля тепла, передаваемого радиацией, и уменьшается доля тепла, передаваемого конвекцией.

При уменьшении влажности топлива доля тепла, передаваемого радиацией увеличивается.

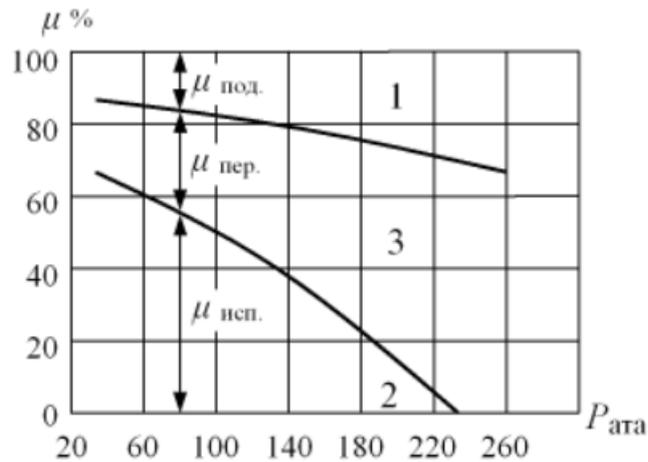


Рисунок 5.15 - График изменения расхода тепла на подогрев, испарение воды и перегрев пара при повышении давления:

1 – зона подогрева; 2 – зона испарения; 3 – зона перегрева

При переходе к высоким параметрам сохраняется П-образная компоновка. Изменяется соотношение отдельных поверхностей нагрева. Сильно возрастает воздухоподогреватель, пароперегреватель и водяной экономайзер. Повышение доли тепла, идущей на перегрев (при повышении давления), а также повышение температуры перегрева приводит к тому, что конвективного тепла уже недостаточно для обеспечения перегрева. Также повышение температуры перегрева снижает температурные потери, а следовательно, и коэффициент теплопередачи. Поэтому при повышении параметров пара пароперегреватель перемещается в зону более высоких температур, а затем и в самую топку.

Пароперегреватели в топочной камере выполняют в виде полурadiaционных ширмовых. В современных парогенераторах высокого давления между топкой и пароперегревателем конвективных поверхностей нагрева не устанавливается, а если есть, то только фэстон.

В этих парогенераторах испарительными поверхностями являются топочные экраны. Вследствие того, что доля тепла, идущего на подогрев воды, увеличивается с ростом давления, в парогенераторах высокого давления вода в водяных экономайзерах почти никогда не кипит.

Вследствие увеличения количества тепла, поглощаемого пароперегревателем, температура газов за ним снижается. С другой стороны увеличивается температура питательной воды. Следовательно, с точки зрения температурного напора работа экономайзера ухудшается. Одновременно с увеличением параметров пара увеличивается доля тепла, идущего на подогрев. Поэтому водяной экономайзер увеличивается в размерах и все же, как

правило, вода в нем не кипит. Часть работы экономайзера по подогреву воды выполняют экраны.

Подогрев воздуха перераспределяет тепло. При повышении температуры подогрева воздуха увеличивается доля тепла, передаваемого радиацией. Следовательно, подогрев воздуха в современных котлоагрегатах высокого давления действует аналогично повышению параметров пара, т. е. тоже перераспределяет поверхности.

Влажность топлива также влияет на распределение тепла на радиационное и конвективное. Объясняется это тем, что влага топлива повышает объем газов, а это снижает температуру газов в топке и на выходе из нее. Последнее приводит к уменьшению теплоотдачи радиацией.

В парогенераторах высокого давления появляются радиационные водяные экономайзеры (явно выражены в прямоточных парогенераторах) и радиационные пароперегреватели.

Следовательно, наличие большого количества радиационных поверхностей нагрева - характерная особенность парогенераторов высокого давления.

Радиационные поверхности нагрева применяют и для среднего давления. Это рационально, так как уменьшается расход металла и упрощается конструкция парогенераторов. При высоком же давлении применение радиационной поверхности и отказ от котельных пучков необходимы по причинам, указанным выше.

Перенесение в парогенераторах высокого давления части пароперегревателя в топку дает возможность не только увеличить температурный напор, но и улучшить температурную характеристику пароперегревателя.

Рост показателей экономичности ТЭС продолжается, но только за счет оптимизации цикла и повышения КПД основного и вспомогательного оборудования.

В районах относительно дорогого топлива можно ожидать применения на крупных конденсационных станциях котлоагрегатов закритического давления с однократным или даже двукратным промышленным перегревом. Однако в условиях порядка  $540\text{ }^{\circ}\text{C}$  при  $p = 24,0\text{ МПа}$  потребуются использование дорогих аустенитных сталей, что не целесообразно.

В районах дешевого топлива можно ожидать применения докритического давления при  $t_{\text{max}} = 530\text{-}540\text{ }^{\circ}\text{C}$  с промышленным перегревом до той же температуры.

Увеличение единичной мощности парогенераторов - эффективный способ снижения удельных капитальных затрат по ТЭС в целом. Кроме того,

укрупнение энергоблоков ускоряет наращивание энергетических мощностей и снижает эксплуатационные расходы.

У сверхмощных котлоагрегатов всех типов оформление парового тракта сильно затрудняется в части пароперегревателя: большая ширина топки и газохода увеличивает тепловые перекосы всех видов и повышает требования к периодическому перемешиванию пара. В то же время предельный диаметр пароперепускных труб ограничен. Значительные гидравлические сопротивления при большой скорости пара и максимальный наружный диаметр труб (426 мм) ограничивает расход пара величиной 300-350 т/ч, т. е. эта величина может быть повышена.

Разная температура размягчения золы большинства наших углей требует глубокого охлаждения топочных газов (до 1050-1150 °С), размещения в топке больших экранных поверхностей, использования двухсветных экранов и сильно развитых ширмовых поверхностей нагрева в верхней части топки.

Возрастание ширины котла по фронту (при 200 МВт - более 20 метров) усложняет задачу конструирования каркаса, в частности горизонтальных балок, расположенных параллельно фронту. Пытаются решить эту проблему

путем полного разделения топки по ширине с установкой на каждую часть отдельного каркаса. Это удорожает и еще увеличивает габариты.

При применении циклонных предтопок можно всю среднюю и верхнюю часть камеры заполнить ширмами.

Использование циклонных топок поможет решить и другую проблему создание малогабаритных конвективных газоходов. Одна из причин ограничения скорости газов - золовой износ. При работе циклонных предтопок уменьшается доля уносимой золы, и зола (летучая) получается более мелкая, что позволяет при том же износе значительно увеличить скорости. Это сокращает размеры конвективного газохода (увеличивается  $\alpha$ ).

Еще одной важной задачей является сохранение одного барабана на мощных парогенераторах. В современных сверхмощных котлоагрегатах внутренний диаметр барабана достигает до 1800 мм и длина до 30 м.

Имея в виду существующую ныне интенсивность процессов в котлоагрегатах, можно считать, что на ближайшие годы основной компоновкой агрегата остается П-образная. Большая глубина конвективного газохода при этом вполне допустима, поскольку есть возможность трубные пакеты не опирать на балки, а подвешивать на трубной системе. При очень абразивной золе скорости газов в конвективных поверхностях нагрева можно снижать применением Т-образной компоновки. Башенная компоновка тоже

может найти некоторое распространение для случаев стесненной площадки ТЭС и чрезмерной дороговизны земельного участка.

### *Паровые парогенераторы*

Схема котла с многократной принудительной циркуляцией представлена на рис. 5.16. Схема движения воды и пара аналогична котлам с естественной циркуляцией, но в схеме применен дополнительный элемент - циркуляционный насос 5.

Для ликвидации неравномерности распределения воды по трубам во входном коллекторе перед испарительной поверхностью 7 ставят специальные дросселирующие устройства (на входе в каждую трубу). Дополнительное сопротивление (0,3-0,5 МПа) выравнивает распределение воды по трубам.

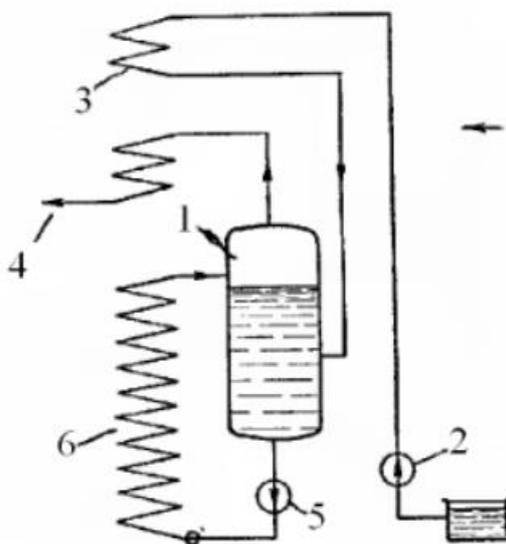


Рисунок 5.16 - Схема котла с многократной принудительной циркуляцией

1 – барабан парогенератора; 2 – питательный насос; 3 – водяной экономайзер; 4 – отвод пара из пароперегревателя; 5 – циркуляционный насос; 6 – испарительная поверхность нагрева

Обычно на котел устанавливают два циркуляционных насоса: один с электрическим, а другой - с паровым приводом.

Преимущества, которые дает схема с многократной принудительной циркуляцией.

1. Возможность свободно компоновать поверхности нагрева.
2. Возможность применения труб малого диаметра, а следовательно, и с меньшей толщиной стенки. Трубы малого диаметра дают возможность в том же объеме разместить большую поверхность нагрева.

3. Уменьшение веса испарительной части котла.  
4. Ввиду увеличения скорости воды увеличение коэффициента теплоотдачи.

5. Снижение габаритов котла и объема здания.

Недостатки конструкции.

1. Усложнение схемы введением циркуляционных насосов.  
2. Меньшая надежность работы ввиду возможной аварии насоса.  
3. Дополнительная затрата энергии на насос.  
4. При растопке котла необходим посторонний источник энергии на привод насоса.

Схема одной из конструкций котла принудительной циркуляции представлена на рис. 5.17.

*Развитие прямоточного котлостроения*

Прямоточные парогенераторы по своей схеме резко отличаются от барабанных с многократной циркуляцией. В своей простейшей форме прямоточный парогенератор представляет собой непрерывный обогреваемый змеевик, в один конец которого поступает питательная вода, а из другого выходит перегретый пар. Такая конструкция проста по устройству, не содержит таких дорогих элементов, как барабаны, коллекторов, опускных необогреваемых труб и др. Однако практически начиная с мощности котла 3-8 т/ч приходится применять несколько параллельных витков. Число параллельных витков в больших парогенераторах доходит до 50-100 и выше.

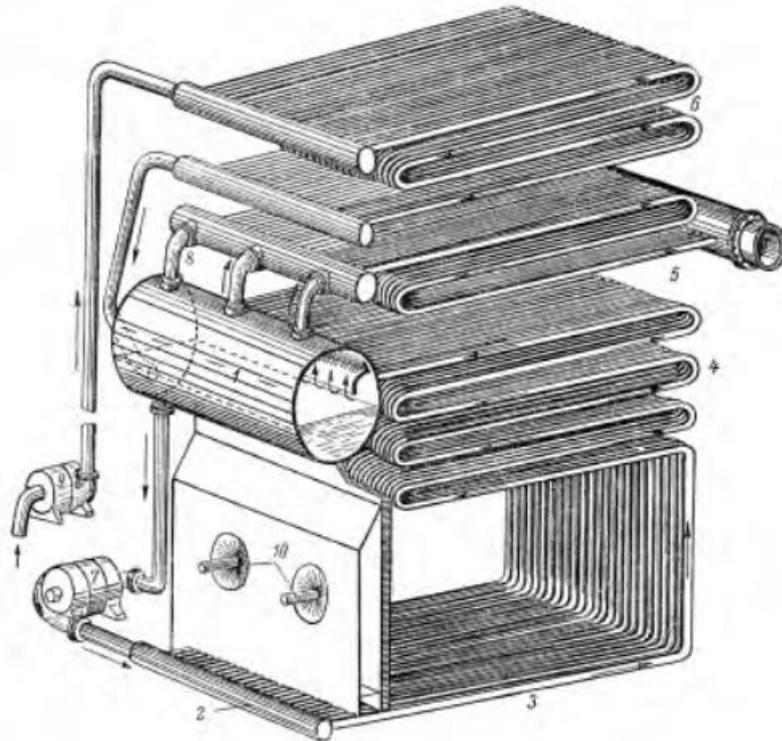


Рисунок 5.17 - Парогенератор с многократной принудительной циркуляцией:

1 – парогенератор; 2 – распределительный коллектор; 3 – трубки лучевоспринимающего пучка; 4 – трубки конвективного пучка; 5 – коллектор пароперегревателя; 6 – экономайзер; 7 – циркуляционный насос; 8 – пароперепускные трубы; 9 – питательный насос; 10 – форсунка

Неравномерность распределения потока по параллельным змеевикам, а также неодинаковые условия обогрева отдельных труб приводят к так называемой температурной разверке, которая выражается в том, что отдельные змеевики начинают выдавать пар различной температуры. Для борьбы с этим явлением можно:

- искусственно повышать сопротивление отдельных труб (шайбование);
- устанавливать смесительные коллекторы по пути движения для выравнивания температуры по змеевикам;

Второе мероприятие часто используется.

Число параллельно включенных труб, определяемое расходом питательной воды и минимально допустимой скоростью, оказывается недостаточным, чтобы занять вертикальными подъемными трубами весь периметр топки. Опасаясь застоя пара в местах перехода от подъемного к нисходящему движению (в области низких паросодержаний и скоростей смеси), избегают нисходящих участков кипятильных труб, особенно в зоне

начала испарения. В отечественных конструкциях прямоточных парогенераторов трубы располагают в виде ленты, обвивающей периметр топочной камеры по спирали, что позволяет при небольшом числе труб покрыть все стенки не прибегая к опускному движению.

Скорость входа воды в трубки составляет 1,5-2,0 м/с (при номинальной нагрузке). Попытки снизить скорость до 0.6 м/с (в целях общего снижения сопротивления котла) привели к расслоению потока пароводяной смеси в трубах, пульсации температур металла и в результате - к многочисленным повреждениям труб.

При скорости движения на входе потока 2 м/с расслоения пароводяной смеси не наблюдалось, и прямоточные парогенераторы работали не менее надежно, чем барабанные.

Работа прямоточного котла характеризуется высокими требованиями к качеству питательной воды. В прямоточных бесепараторных парогенераторах все соли, вносимые с питательной водой, либо отлагаются на стенках трубок, либо растворяются в паре и уносятся в турбину. Отложение солей происходит в основном в зоне испарения (переходной зоне). Ввиду отложения солей на внутренней стороне стенки трубки работают в тяжелых условиях. Поэтому, чтобы уменьшить опасность пережога труб, переходную зону обычно выносят в конвективную шахту (область умеренных температур) (рис. 5.18). В таких условиях можно безопасно накапливать в парогенераторе некоторое количество солей и удалять их периодической промывкой.

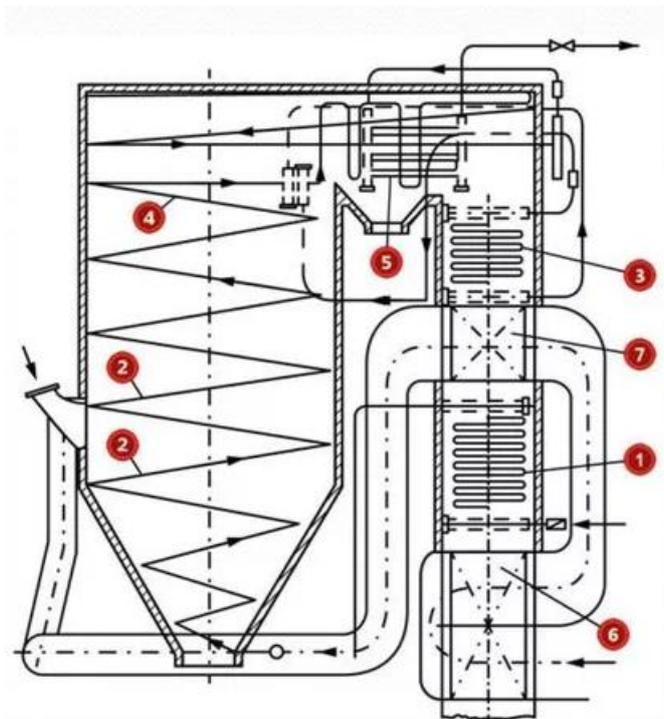


Рисунок 5.18 - Схема прямого котлоагрегата высокого давления:

1 – водяной экономайзер; 2 – нижняя радиационная часть (экономайзерная и испарительная); 3 – переходная зона; 4 – верхняя радиационная часть (перегревательная); 5 – конвективный пароперегреватель; 6 – первая ступень воздухоподогревателя; 7 – вторая ступень воздухоподогревателя

Для удлинения срока межпромывочной работы котла, а также для уменьшения заноса солями проточной части турбины некоторые прямооточные парогенераторы снабжают сепараторами.

Сепараторы устанавливают в переходной зоне, в зоне малой влажности и отделяют воду с солями от пара. Вода с солями отводится в дренаж, а пар – в пароперегреватель. Главная трудность - поддержание на входе в сепаратор постоянной влажности. С изменением нагрузки котла эта влажность меняется. При увеличении влажности увеличивается потеря с продувкой. При уменьшении влажности некоторые змеевики начинают выдавать в сепаратор перегретый пар, в котором уже растворены соли, а часть солей отложится на трубах до сепаратора. Это снижает эффект сепарации.

В целом можно сказать, что сепараторы облегчают задачу получения чистого пара при пониженном качестве конденсата, но не позволяют применять питательную воду со значительным солесодержанием, как это можно делать в барабанных парогенераторах.

Одним из недостатков прямооточных парогенераторов является их малая аккумулирующая способность. Если в барабанных парогенераторах в первый

момент резкого повышения нагрузки парогенераторы могут выдавать больше пара при том же количестве питательной воды и том же количестве топлива, то в прямоточных парогенераторах количество вырабатываемого пара точно соответствует количеству питательной воды. Но с этим связано и преимущество прямоточного котла – малая взрывоопасность.

Ввиду того, что в прямоточном парогенераторе должно быть точное соответствие количества подаваемой питательной воды, топлива и воздуха количеству и заданным параметрам пара, прямоточный парогенератор обязательно должен быть автоматизирован.

Прямоточные парогенераторы изготавливают как на средние, на высокие, так и на сверхкритические давления. Но если на давления ниже критического могут быть построены парогенераторы с естественной циркуляцией, то на критических параметрах прямоточные парогенераторы - единственно возможные. При высоких давлениях прямоточные парогенераторы работают лучше, чем при средних, ввиду меньшей опасности расслоения пароводяной смеси. В сверхкритической зоне такого расслоения вообще не наступит.

Преимущества прямоточных парогенераторов.

1. Отсутствие барабана.
2. Меньший вес котла.
3. Простота конструкции.
4. Легкость изготовления и монтажа.
5. Взрывобезопасность.
6. Возможность постройки котла на сверхкритические параметры
7. Полная автоматизация управления.

Недостатки.

1. Повышенные требования к качеству питательной воды.
2. Малая аккумулялирующая способность котла.
3. Повышенный расход энергии на привод питательных насосов высокого давления.
4. Возможно неравномерное распределение воды по параллельным змеевикам (гидродинамическая неравномерность).

*Современные паровые парогенераторы малой мощности*

Производительность парогенераторов малой мощности до 20 т/ч. Давление пара до 1,8 МПа. Если в парогенераторах большой мощности применение полной механизации и автоматизации себя оправдывает, то в парогенераторах малой мощности - не всегда.

Механизация топочного процесса зачастую затруднительна. Ручное обслуживание значительно снижает КПД.

К котлам малой мощности могут быть предъявлены следующие требования.

1. Они должны быть достаточно компактными (малые габариты, малый расход металла).
2. Необходима возможность работы на воде пониженного качества (на мелких предприятиях зачастую нет возможности устанавливать сложную и дорогую химводоочистку).
3. Конструкция топки и газоходов должна обеспечивать работу без заноса поверхностей нагрева золой.
4. Парогенератор должен быть транспортабельным потребителю в собранном виде с облегченной обмуровкой.
5. Минимальное количество монтажных работ на месте, так как на месте иногда не бывает достаточно квалифицированных монтажников.
6. Универсальность по топливу.
7. Достаточно высокая экономичность.
8. Легкость очистки барабана и труб от солевых отложений, а газоходов - от золы.

В настоящее время малая энергетика стоит на пути широкого применения вертикально-водотрубных парогенераторов.

Большое распространение получили парогенераторы ДКВ.

Это двухбарабанный вертикально-водотрубный парогенератор с экранированной топочной камерой и сильно развитым конвективным пучком. Строят на паропроизводительность 2,0; 4,0; 6,5; 10 и 20 т/ч. Экраны изготавливают из труб диаметром 51x2,5 мм. Нижний барабан опирается, расширение системы вверх.

Газы имеют горизонтальный разворот. Пароперегреватель вертикального типа располагают за камерой догорания. Наличие камеры догорания устраняет опасность возможного затягивания факела в пучок кипящих труб.

Барабан должен быть заторкретирован (для защиты от воздействия высокой температуры).

Известна конструкция котла как с продольным, так и с поперечным нижним барабаном.

Основное достоинство котла - транспортабельность.

Парогенератор снабжен слоевой топкой и пневмомеханическим забрасывателем.

*Компоновка парогенераторов большой паропроизводительности*

Разработка и выбор рациональной компоновки определяют надежность работы котла, простоту и удобство обслуживания и ремонта, минимальный расход металла и малую стоимость установки. На выбор компоновки влияет паропроизводительность котла, вид сжигаемого топлива, тип топочноустройства и др.

Отечественный и зарубежный опыт проектирования показывает, что парогенераторы большой попительности могут быть изготовлены различных компоновок, каждая из которых имеет свои достоинства и недостатки. Парогенераторы могут быть с П-образной (рис. 5.14). Т-образной (рис. 5.19) и башенной (рис. 5.20) компоновкой. Они состоят из радиационных топок и конвективных шахт. В первых двух конструкциях эти шахты соединены горизонтальным газоходом, в котором размещаются пароперегревательные поверхности нагрева. В конвективной шахте располагают пакеты водяных экономайзеров, переходные зоны, пароперегреватели и воздухоподогреватели.

Нижний вывод топочных газов из парогенераторов с П-образной и Т-образной компоновкой позволяет установить на нулевой отметке тяжелое тягодутьевое и золоулавливающее оборудование. Строительные конструкции здания получаются легче и дешевле.

Нисходящий поток газов в конвективной шахте способствует самоочистке труб, позволяет применить дробеструйную золоочистительную установку и осуществить противоточное включение поверхностей нагрева.

Парогенераторы П-образной компоновки получили широкое распространение в отечественном котлостроении. Топочная камера котла П-образной компоновки конструктивно проста и удобна для блочного изготовления ее панелей. Двухсветные экраны размещают в топке перпендикулярно фронту котла и делят ими топочную камеру на секции. В П-образной компоновке (по сравнению с Т-образной) увеличивается глубина конвективного газохода, в результате чего возрастает неравномерность полей температур и скоростей газа, вызывая повышенную тепловую разверку в конвективных поверхностях нагрева. Недостаток П-образной компоновки несколько уменьшается при фронтальной установке горелок, а также при применении бесприсосной конвективной шахты и жидкого шлакоудаления.

Уменьшение тепловой разверки достигается применением перемешивания и переброса воды и пара. Кроме того, фронтальная установка горелок и циклонных предтопок упрощает коммуникации по подводу больших количеств топлива и воздуха.

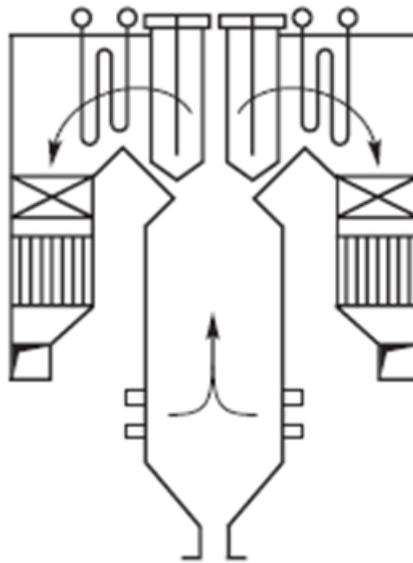


Рисунок 5.19 - Парогенератор Т-образной компоновки

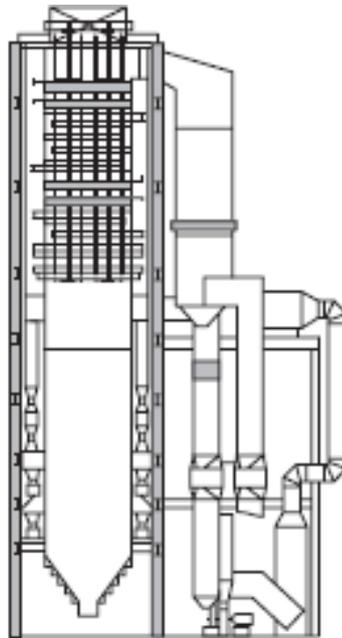


Рисунок 5.20 - Парогенератор башенной компоновки

Двойной фронт выхода газа из топек Т-образной компоновки уменьшает высоту газовых окон, улучшает аэродинамику потока при входе в соединительный газоход из топочной камеры и уменьшает разверку температуры газа по высоте газохода. Путем перераспределения газов по двум газоходам можно также вести подрегулировку температуры пара в пароперегревателях. (Разверка температуры газов по высоте выходного окна в некоторых конструкциях при П-образной компоновке достигала 200 °С. что приводило к шлакованию труб в верхней части окна.)

Увеличение фронта выхода газа из топки при Т-образной компоновке

дает возможность увеличить поверхность нагрева ширм, увеличить коэффициент теплоотдачи излучением в пароперегревателе.

Однако парогенератор Т-образной компоновки получается тяжелее и трудозатраты на его изготовление выше, чем в аналогичном парогенераторе П-образной компоновки. Увеличение расхода стали вызывается усложнением каркаса, удлинение пароперепускных труб и ростом числа коллекторов. Трудозатраты на изготовление котла возросли из-за увеличения числа гибов труб и из-за увеличения числа сварных стыков. Парогенератор Т-образной компоновки имеет сложную тепловую схему.

Расположение горелок на двух боковых стенках топки при Т-образной компоновке усложняет подвод коммуникаций для подачи топлива и воздуха, по сравнению с фронтальным расположением горелок в П-образной компоновке.

При Т-образной компоновке возрастает длина здания котельной и уменьшается ширина (по сравнению с П-образной), что стоит дешевле.

При башенной компоновке (рис. 5.20) парогенератор компактен в плане. Воздухопроводы при этой компоновке небольшой протяженности, а газопроводы отсутствуют. Дымовые трубы обычно устанавливают на каркасе котла или на строительной конструкции здания. Верхняя установка тягодутьевых устройств и золоуловителей утяжеляет конструкцию, усложняет монтаж и ремонт оборудования. Башенная компоновка применима для парогенераторов, сжигающих газ, мазут или малозольный уголь, позволяющий упразднить или упростить газоочистку и использовать регенеративный воздухоподогреватель. Башенный вариант обеспечивает удобное расположение топочной камеры с циклонными предтопками. В башенной компоновке увеличивается длина и возрастает стоимость паропроводов, возникают конструктивные трудности при креплении двухсветных экранов. При U-образной компоновке (рис. 5.21) с расположением горелок на потолке топки двухсветные экраны можно устанавливать как перпендикулярно, так и параллельно по фронту котла, что дает возможность расположить в топке большую (по сравнению с предыдущими конструкциями) поверхность нагрева. Опускной факел дает более полное и стабильное заполнение топочной камеры. U-образная компоновка обладает еще и тем преимуществом, что выходные камеры первичного и промежуточного пароперегревателя установлены на более низкой отметке, что уменьшает длину паропроводов и снижает стоимость коммуникаций по пару.

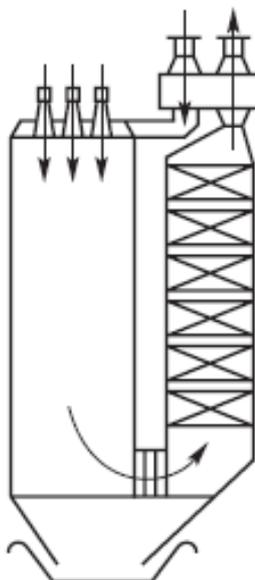


Рисунок 5.21 - Схема котла с U – образной компоновкой

Радиационную и конвективную шахты в этой конструкции соединяют нижним горизонтальным газоходом, в котором устанавливают полурadiационные ширмы и конвективные поверхности нагрева.

Поворот газов в топочной камере увеличивает улавливание золовых частиц в холодной воронке топки.

Основной недостаток U-образной компоновки установка на строительных конструкциях здания тягодутьевых машин и золоуловителей.

При трехходовой компоновке (рис. 5.22.) использованы преимущества П- и V-образных компоновок. Эти конструкции рентабельны при температуре на выходе из топочной шахты более 1300 °С. При температуре 1000 °С уже П заход нерadiационный (с большой долей конвективного тепла). В России применения не нашел.

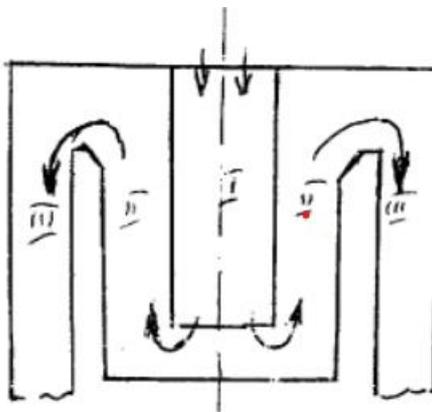


Рисунок 5.22 - Схема трехходовой компоновки котла

За рубежом имеются очень сложные компоновки парогенераторов большой паропроизводительности, например в 4 хода: камера горения

(опускное движение), камера охлаждения (подъемное движение), опускная и подъемная конвективные шахты.

Иногда парогенератор изготавливают с глубоким горизонтальным конвективным газоходом, в котором установлены змеевиковые конвективные поверхности нагрева.

Решающим в окончательном выборе компоновки котла является высокая надежность работы, удобство эксплуатации и ремонта и снижение расхода металла на паропроводы между котлом и турбиной.

### Основные профили парогенераторов и их особенности

Компоновкой парогенератора называют взаимное расположение его газоходов с учетом направления движения в них продуктов сгорания. Различают П-, Т-, N-, U-образные и башенную компоновки (рис. 5.23). П-образная компоновка является наиболее распространенной (рис. 5.23, а). В подъемном газоходе парогенератора располагается топочная камера, опускной газоход называют конвективной шахтой. Они соединяются горизонтальным газоходом и образуют П-образное движение газов в парогенераторе. Горизонтальный газоход и конвективная шахта заполнены теплопринимающими поверхностями нагрева.

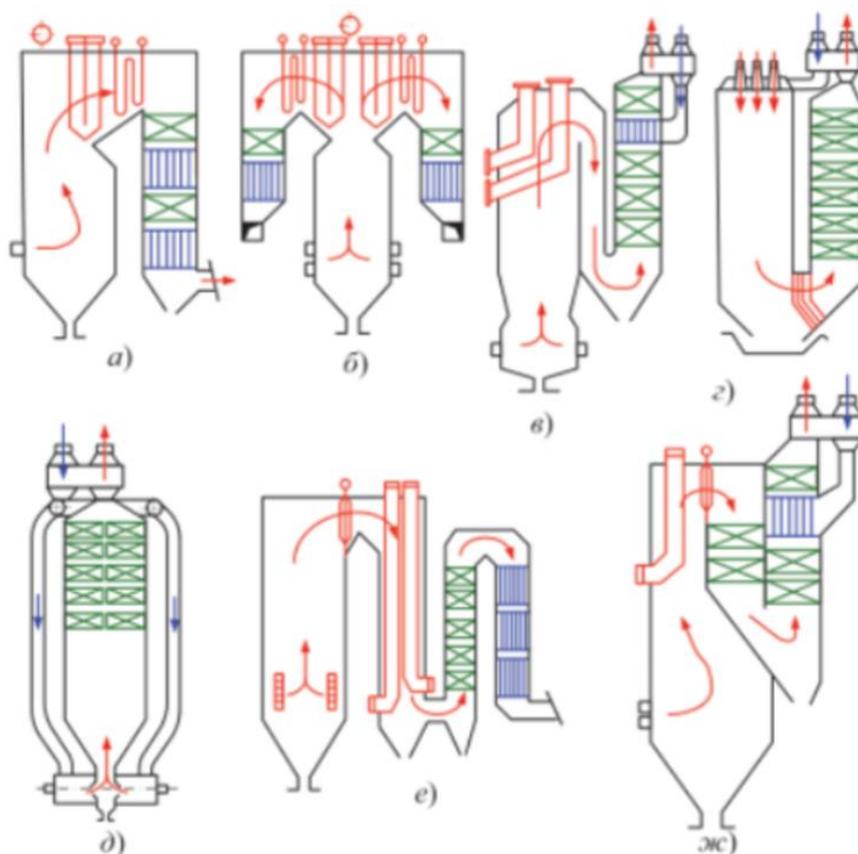


Рисунок 5.23 - Схемы компоновок парогенераторов

Преимущества такой компоновки сводятся к тому, что подача топлива с горячим воздухом и выход газов производятся в нижней части котла, что удобно для вывода шлаков из топки и организации очистки конвективных поверхностей нагрева. Тягодутьевые машины в этом случае устанавливаются на нулевой отметке, что исключает вибрационные нагрузки на каркас котла. Недостатки такой компоновки определяются разворотом газов на входе в конвективную шахту, отчего возникает неравномерность распределения золых частиц по сечению шахты и опасность абразивного износа отдельных поверхностей нагрева. Движение высоконагретых газов вниз в конвективной шахте повышает сопротивление движению ввиду необходимости преодоления силы естественной тяги, направленной вверх (самотяги). Для топлив, обладающих абразивными свойствами золы, размеры сечения горизонтального газохода и конвективной шахты сильно увеличиваются из-за низких значений допустимой скорости газов. Значительно увеличиваются эти сечения также в парогенераторах большой мощности, что вызывает конструктивные трудности их исполнения, растет неравномерность температурных полей в сечении газоходов. В таких случаях применяют Т-образную компоновку с двумя конвективными шахтами, расположенными по обе стороны топки (рис. 5.23, б). Суммарное сечение обеих конвективных шахт увеличивается при сохранении обычных габаритов и способов крепления конвективных поверхностей нагрева. Тягодутьевые машины также устанавливаются на нулевой отметке. При такой компоновке возникает необходимость выравнивания распределения продуктов сгорания по двум конвективным шахтам. Конструкция Т-образного парового котла сложнее П-образного, она требует и большего расхода металла (примерно на 12 %).

В конструкциях парогенераторов с верхней установкой дымососов применяют трехходовую N-образную компоновку (рис. 5.23, в). В этом случае топка и конвективный газоход имеют подъемное движение продуктов сгорания, а соединительный газоход - опускное. Высокое расположение вращающихся механизмов создает вибрацию и требует усиления металлоконструкций.

В U-образной двухходовой компоновке (рис. 5.23, г) продукты сгорания в топке движутся вниз, а в конвективной шахте - вверх (инвертный вариант П-образной компоновки). Горелки расположены на потолке топочной камеры. Достоинства такой компоновки: факел хорошо заполняет топочную камеру, пароперегреватели расположены низко (получаются короткие паропроводы к турбинам), аэродинамическое сопротивление воздушного тракта минимально (воздухоподогреватель находится вблизи горелок). Но такая компоновка обладает и заметными недостатками. Главные из них связаны с

необходимостью транспорта топлива на большую высоту (особенно это сложно для пылевидного топлива) и трудностью постоянного наблюдения за работой горелок и их обслуживанием. То же относится к тягодутьевым машинам.

U-образная компоновка с инвертной топкой может использоваться при сжигании газа и мазута, а также твердого топлива при удалении шлака в твердом состоянии и наличии центрального пылезавода. По такой схеме в нашей стране работает экспериментальный парогенератор мощностью 100 МВт на сверхкритические параметры пара.

В мощных паровых парогенераторах с наддувом можно применять башенную компоновку (рис. 5.23, д). Здесь продукты сгорания в топке и конвективной шахте движутся только вверх. Такая компоновка обладает следующими достоинствами: минимальная площадь парового котла в плане, равномерное омывание конвективных поверхностей нагрева продуктами сгорания из-за отсутствия поворотов газов, минимальное газовое сопротивление благодаря отсутствию опускных газоходов и поворотов газов. К недостаткам компоновки этого типа относятся: большая высота котла (более 100 м) и трудность в создании металлоконструкций для опирания поверхностей нагрева, размещение на большой высоте выходных пакетов пароперегревателей и вентиляторов. В связи с этим значительно удлиняются паропроводы, необходима транспортировка горячего воздуха вниз к горелкам, утяжеляется каркас из-за неизбежных вибраций. При сжигании очень зольных топлив, имеющих легкоплавкую золу (например, сланцы), применяют более сложную четырехходовую компоновку (рис. 5.23. е). Характерная особенность такой компоновки - наличие промежуточного газохода, в котором во избежание зашлакования проходных сечений в зоне высоких температур размещены разреженные поверхности нагрева (ширмы с шагом 700--1000 мм)

Как видно, в многоходовой схеме с отдельным расположением каждого газохода общая глубина парогенератора сильно увеличивается. Уплотнение общей компоновки парогенератора достигается, когда газоходы имеют только разделяющую их стенку из плотного экрана. Такая компоновка когда называется сомкнутой. Пример сомкнутой компоновки приведен на рис. 5.23, ж.

Ввиду больших размеров трубчатых воздухоподогревателей их часто выносят за пределы конвективной шахты парогенератора или заменяют вращающимися конструкциями. В результате конвективная шахта укорачивается и освобождается место для установки горелок на задней стене топки (рис. 5.23, б).

## **Конструктивные и компоновочные решения современных парогенераторов**

### *Конструктивные решения:*

- теплоизоляция - современные парогенераторы оборудуются эффективными системами теплоизоляции, которые снижают теплопотери и увеличивают КПД установки. В качестве материалов для теплоизоляции используются минеральная вата, керамические волокна, аэрогели и другие;

- теплообменники - основным элементом парогенераторов является теплообменник, который обеспечивает передачу тепла от источника тепла к рабочей среде. В современных парогенераторах используются различные типы теплообменников, такие как трубчатые, пластинчатые и интегральные;

- управление и автоматизация - современные парогенераторы оснащены системами управления и автоматизации, которые обеспечивают оптимальное регулирование параметров процесса и контроль за работой установки. Это позволяет повысить эффективность и надежность работы парогенератора, а также снизить риск аварийных ситуаций.

### *Компоновочные решения:*

- компактность и модульность - современные парогенераторы характеризуются компактным и модульным исполнением, что облегчает их транспортировку, монтаж и обслуживание. Модульное исполнение позволяет быстро наращивать мощность установки путем добавления дополнительных модулей;

- интеграция с другими системами - современные парогенераторы могут быть интегрированы с другими системами, такими как тепловые сети, системы хранения энергии, когенерационные установки и т.д. Это позволяет создавать высокоэффективные и многофункциональные комплексы для производства электроэнергии и тепла.

- экологическая безопасность - важным аспектом современных парогенераторов является экологическая безопасность. Используются различные технологии очистки выбросов и снижения вредного воздействия на окружающую среду, такие как: системы селективной каталитической редукции (SCR) для уменьшения выбросов NOx; очистка дымовых газов от твердых частиц с помощью электрофильтров или мешковых фильтров; очистка дымовых газов от сернистых соединений с использованием систем обессеривания.

## **Влияние технических характеристик топлива, параметров пара и мощности на профиль парогенераторов**

Технические характеристики топлива, такие как его калорийность, влажность, зольность и химический состав, оказывают значительное влияние на профиль парогенераторов. Эти характеристики определяют количество тепла, которое может быть выделено при сгорании топлива, и влияют на процесс сгорания:

-калорийность топлива определяет количество тепла, которое может быть выделено при его сгорании. Чем выше калорийность топлива, тем больше тепла будет выделено, и тем большей мощности будет способен развить парогенератор. Таким образом, использование топлива с высокой калорийностью может привести к увеличению мощности и эффективности парогенератора;

-влажность топлива влияет на процесс сгорания, так как влага в топливе требует дополнительной энергии для испарения. Это может привести к снижению эффективности процесса сгорания и уменьшению мощности парогенератора. Поэтому для повышения эффективности работы парогенератора желательно использовать топливо с низким содержанием влаги;

-зольность топлива определяет количество негорючих веществ, которые образуются в процессе сгорания топлива. Высокая зольность может привести к накоплению отложений на теплообменных поверхностях парогенератора, что может снизить его эффективность и увеличить износ оборудования. Таким образом, использование топлива с низким содержанием золы может улучшить профиль парогенератора.

Параметры пара, такие как давление, температура и объемный расход, также оказывают влияние на профиль парогенераторов. Они определяют процесс теплообмена и эффективность преобразования тепловой энергии в механическую:

-давление пара влияет на температуру насыщения и, следовательно, на температуру кипения воды в парогенераторе. Чем выше давление пара, тем выше температура кипения воды и тем больше тепла может быть передано от топлива к воде. Это может привести к повышению эффективности и мощности парогенератора. Однако при повышении давления пара увеличиваются требования к прочности и надежности оборудования, что может сказаться на стоимости и сложности проектирования парогенератора;

-температура пара также оказывает влияние на процесс теплообмена в парогенераторе. Чем выше температура пара, тем больше тепла может быть передано от топлива к воде, что приводит к повышению эффективности и мощности парогенератора. Однако, как и в случае с давлением пара,

повышение температуры пара может создавать дополнительные требования к материалам и конструкции оборудования;

-объемный расход пара определяет количество пара, которое проходит через парогенератор за определенный промежуток времени. Увеличение объемного расхода пара может привести к увеличению мощности парогенератора, но может также повысить требования к размерам и пропускной способности оборудования.

Мощность парогенератора определяет его способность преобразовывать тепловую энергию в механическую или электрическую энергию. Увеличение мощности парогенератора может привести к повышению его эффективности, но также может создавать дополнительные требования к оборудованию и инфраструктуре.

## **5.2. Пароперегреватели и их классификация. Методы регулирования температуры перегретого пара**

### **Классификация пароперегревателей**

Пароперегреватель предназначен для перегрева поступающего в него насыщенного пара до заданной температуры. Он является одним из наиболее ответственных элементов котла, так как температура пара здесь достигает наибольших значений, и металл пароперегревателя работает в условиях, близких к предельно допустимым.

По виду тепловосприятия различают конвективные пароперегреватели, располагаемые в конвективных газоходах котла и получающие теплоту конвекцией, радиационные, размещаемые на стенах и потолке топочной камеры и горизонтального газохода и получающие тепло радиацией от высоконагретых газов, и полурadiационные ширмовые пароперегреватели, их располагают в верхней части топки на входе в горизонтальный газоход в виде плоских ширм, собранных из пароперегревательных труб, находящихся друг за другом в одном ряду.

По назначению пароперегреватели делят на:

- основные, в которых перегревается пар высокого и сверхкритического давления;
- промежуточные – для повторного (вторичного) перегрева пара, частично отработавшего в турбине.

### *Конвективные пароперегреватели*

Конвективные пароперегреватели располагаются в конвективных газоходах котла и получающие теплоту конвекцией. Их выполняют из стальных труб наружным диаметром 32-42 мм для высокого и сверхкритического давления и толщиной стенки 5-7 мм.

В промежуточных пароперегревателях при более низком давлении пара используют диаметр труб 42-50 мм при толщине стенки 4-5 мм. Обычно для пароперегревателей применяют гладкие трубы. Они проще в производстве и дешевле ребристых. Гладкие трубы меньше подвержены наружным отложениям и легче от них освобождаются. Недостаток гладкотрубных поверхностей нагрева — ограничение удельного тепловосприятия при умеренных скоростях газового потока. В ряде случаев заводы применяют продольное оребрение в виде плавниковых труб (рис. 5.24, а) и поперечное оребрение с поперечными кольцевыми ребрами (рис. 5.25, б).

На мощных энергетических блоках применяется промежуточный перегрев пара. При относительно низком давлении пара промежуточного перегрева (3-4 МПа) гидравлическое сопротивление промежуточного пароперегревателя должно быть небольшим (0,2-0,3 МПа).

Это ограничивает массовую скорость пара при большом удельном объеме его, требует применения труб большего диаметра, что снижает коэффициент теплоотдачи на внутренней стороне. Низкие значения внутреннего коэффициента теплоотдачи, при интенсивном наружном обогреве поверхности промперегревателя, особенно в выходной его части, вызывают в ряде случаев недопустимое повышение температуры перлитной стали, из которой выполняется пароперегреватель. Уменьшить температуру стенки такого пароперегревателя можно, расположив его в зоне умеренного обогрева, однако это связано с уменьшением температурного напора и значительным увеличением его поверхности нагрева, что экономически невыгодно. Интенсифицировать внутренний теплообмен можно применением труб с внутренним продольным оребрением (рис. 5.24, в). Такая конструкция, развивая внутреннюю поверхность, обеспечивает повышенный отвод теплоты к пару и уменьшает температуру стенки.

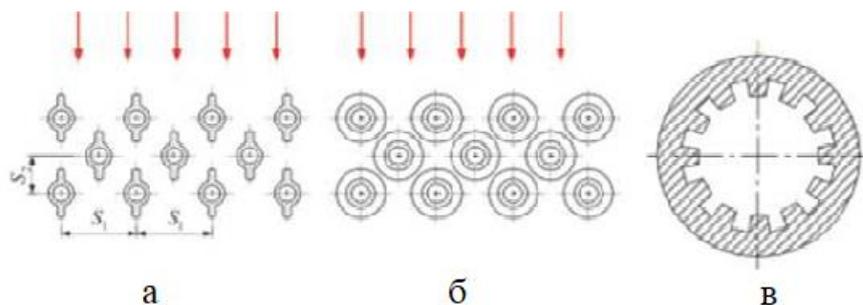


Рисунок 5.24 – Трубы пароперегревателя с разной системой оребрения:  
 а – плавниковые; б – с поперечным кольцевым оребрением; в – с внутренним продольным оребрением

Из труб пароперегревателя образуют змеевики. Концы змеевиков приваривают к входному и выходному коллекторам круглого сечения. Так образуются змеевиковые пакеты перегревателя. Для достижения максимальной компактности гибы змеевиков выполняют различной формы (рис. 5.25). Различают змеевики одно и многорядные (рисунок 26). Они отличаются числом рядов параллельных труб, выходящих из коллектора. При большой тепловой мощности котла змеевики пароперегревателя выполняют обычно в три-четыре ряда труб, при этом затрудняются условия для приварки концов труб в коллекторе, увеличивается число сверлений в нем и уменьшается его прочность.

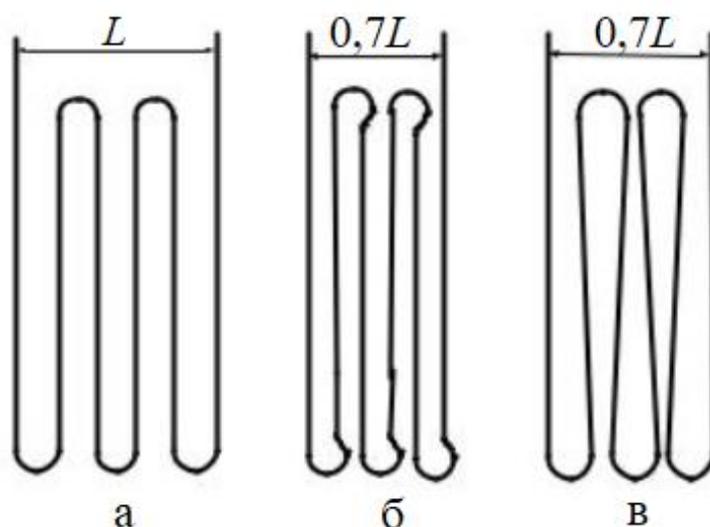
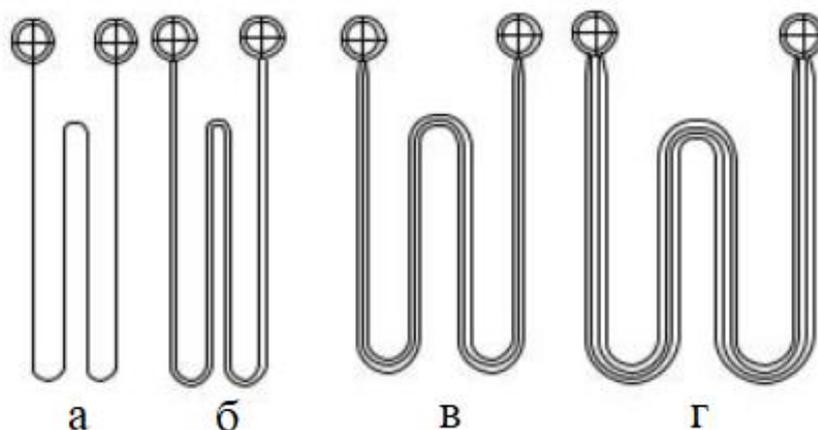


Рисунок 5.25 – Конфигурация змеевиков пароперегревателя:  
 а – прямые; б и в – уплотненные



### Рисунок 5.26 – Типы змеевиков пароперегревателей:

а – однорядный; б – двухрядный; в – трёхрядный; г – четырёхрядный

В зависимости от направления движения потоков пара и продуктов сгорания в пакетах перегревателя различают прямоточные, противоточные и смешанные схемы движения (рис. 5.27). Часто такое название дают собственно пакету перегревателя.

В противоточном пакете пароперегревателя (рис. 5.27, а) достигается максимальный температурный напор между продуктами сгорания и паром, что уменьшает поверхность нагрева и расход металла. Недостатком схемы является опасность пережога последних по ходу пара участков змеевиков, так как здесь пар наиболее высокой температуры встречается с продуктами сгорания, также имеющими наибольшую температуру, и металл труб находится в тяжелых температурных условиях. При прямотоке (рис. 5.27, б) температурный напор получается меньше, чем при противотоке, и соответственно увеличивается необходимая поверхность нагрева. Однако условия работы металла лучше, так как участки змеевиков с наибольшей а) б) в) г) температурой пара обогриваются продуктами сгорания, уже частично охлажденными. Оптимальных условий надежности и умеренной стоимости конвективного пароперегревателя достигают смешанной схеме взаимного движения (рис. 5.27, в, г). По схеме противотока работают только конвективные поверхности, омываемые газами температурой не выше 600-850 °С в зависимости от качества металла. Наибольшая скорость пара и, следовательно, наиболее интенсивное охлаждение металла предусматриваются в выходных по пару змеевиковых пакетах.

Змеевики пароперегревателей располагают вертикально и горизонтально. Вертикальные змеевиковые пароперегреватели размещают в горизонтальном газоходе котла. Они более удобны в конструктивном отношении, проще и надежнее их крепление, меньше подвержены шлакованию, но не дренируемы, т.е. при останове котла и конденсации пара невозможен слив конденсата из нижних частей змеевиков, что затрудняет ремонт и последующий пуск в эксплуатацию.

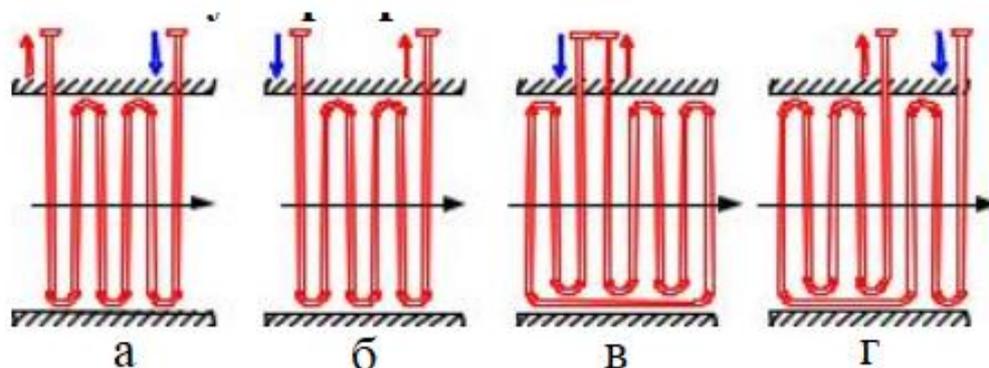


Рисунок 5.27 – Схемы взаимного движения пара и продуктов сгорания в конвективных пароперегревателях:

а – противоточное; б – прямоточное; в и г – смешанное

Горизонтальные пакеты пароперегревателя, находящиеся в верхней части

конвективной шахты, наоборот, более сложны в креплении, более подвержены наружному загрязнению, особенно при многозольном топливе, но они допускают полный слив конденсата из поверхности нагрева, что упрощает эксплуатацию.

В зависимости от расположения змеевиков пароперегревателей применяют различные способы их крепления. В вертикальных пароперегревателях верхние петли удерживаются на потолочных трубах, которые в свою очередь крепятся к каркасу, либо их подвешивают непосредственно к опорам каркаса (рис. 5.28, 5.30).

Горизонтальные пароперегреватели, работающие при температуре продуктов сгорания ниже  $700\text{ }^{\circ}\text{C}$  закрепляют на штампованных из жаропрочных листов стойках (рис. 5.31). При более высокой температуре стойки, особенно газомазутных паровых котлов, подвергаются интенсивной высокотемпературной газовой коррозии. Поэтому горизонтальные пакеты закрепляют на подвесных трубах, включенных в водопаровой тракт (рис. 5.29). Для этой цели применяют трубы того же диаметра, что и основные трубы поверхности нагрева, с приваренными к ним в шахматном порядке опорными планками.

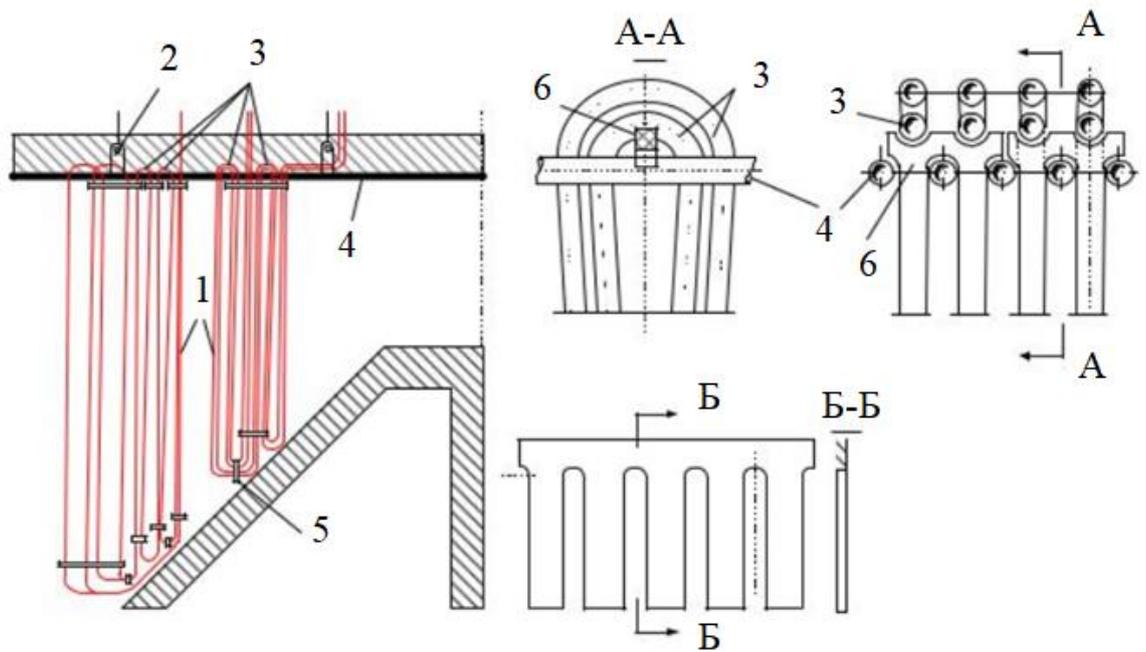


Рисунок 5.28 – Крепление вертикального конвективного пароперегревателя:

1 – змеевики; 2 – подвесные планки; 3 – верхние изгибы труб; 4 – потолочные трубы; 5 – дистанционирующие гребенки; 6 – опорные планки

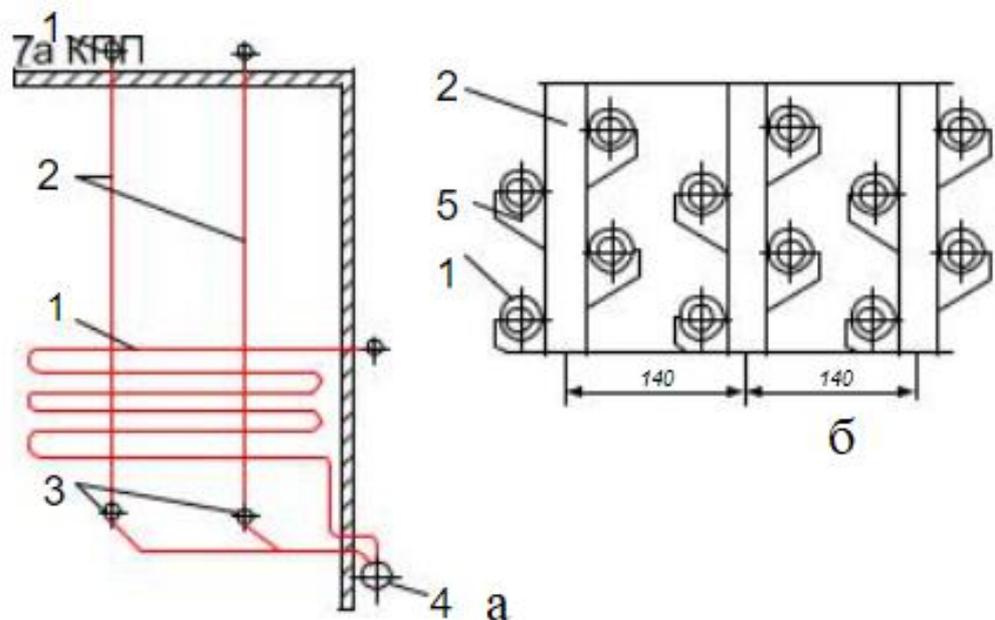


Рисунок 5.29 – Крепление горизонтального конвективного пароперегревателя на подвесных трубах:

а – общая схема; б – выполнение крепления; 1 – трубы горизонтального пакета; 2 – подвесные трубы; 3 – коллекторы подвесных труб; 4 – входной коллектор перегревателя; 5 – опорные планки

### *Радиационные пароперегреватели*

Настенные поверхности радиационного тепловосприятия, как правило, используются на начальном этапе процесса нагрева пара в котле (в них подается насыщенный пар из барабана).

В прямоточных котлах настенный пароперегреватель занимает обычно верхнюю часть топки, включая потолок, а также стены горизонтального газохода и поворотной камеры. В газоплотных котлах к ним добавляются экранированные стены конвективной шахты. В барабанных котлах с паропроизводительностью

$D \leq 420$  т/ч настенный пароперегреватель чаще всего размещают на потолке топки и горизонтального газохода, от фронтальной стены топки до задней стенки поворотной камеры. В новых модификациях барабанных паровых котлов при  $D < 500$  т/ч размеры настенных поверхностей существенно увеличены за счет экранирования боковых и задней стен поворотной камеры, а также боковых стен горизонтального газохода. В этих случаях поток насыщенного пара из барабана движется несколькими параллельными подпотоками (рис. 5.32).

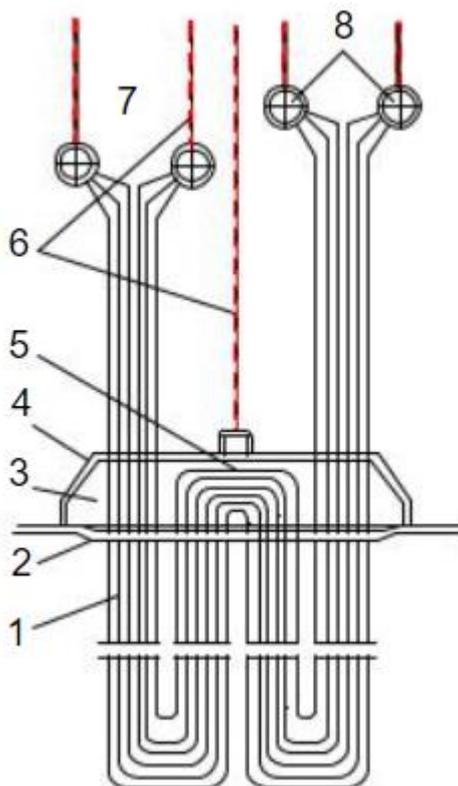


Рисунок 5.30 – Вертикальный промежуточный пароперегреватель:  
 1 – трубы пакета; 2 – разводка газоплотного потолка; 3 – огнеупорная уплотнительная масса; 4 – уплотняющий короб; 5 – обвязка труб; 6 – подвеска; 7 – входные и выходные коллекторы

Так как радиационные пароперегреватели подвергаются интенсивному обогреву, то температура их труб превышает температуру пара на 100-150 °С, в связи с чем к качеству металла предъявляют более высокие требования, чем к металлу конвективного пароперегревателя. При одинаковом тепловосприятии расход металла на радиационный пароперегреватель меньше, чем на конвективный. Надежность охлаждения труб интенсивно обогреваемых радиационных пароперегревателей достигается применением сравнительно высокой скорости пара, составляющей около 30 м/с.

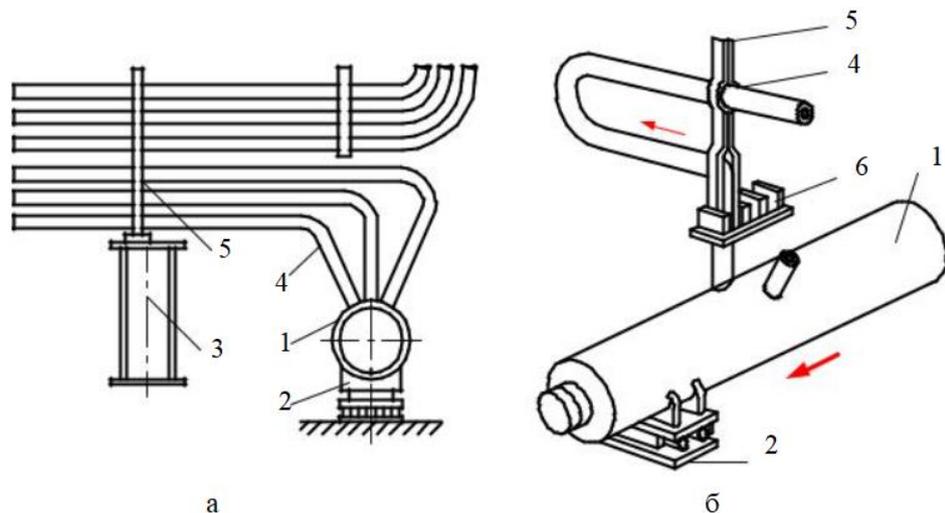


Рисунок 5.31 – Конструкции крепления трубных пакетов перегревателя:

а – на опорной балке; б – на собственном коллекторе; 1 – нижний коллектор;  
 2 – роликовая опора; 3 – опорная горизонтальная балка с воздушным охлаждением; 4 – трубы поверхности нагрева; 5 – опорная стойка; 6 – опорная конструкция для стоек

Преимущества радиационных пароперегревателей: сравнительно малая поверхность нагрева, малое гидравлическое сопротивление (несколько атмосфер), отсутствие сопротивления по газовой стороне. Крепления труб настенных радиационных пароперегревателей такие же, как у парогенерирующих экранов, и должны обеспечить беспрепятственное тепловое расширение труб при их нагревании и остывании.

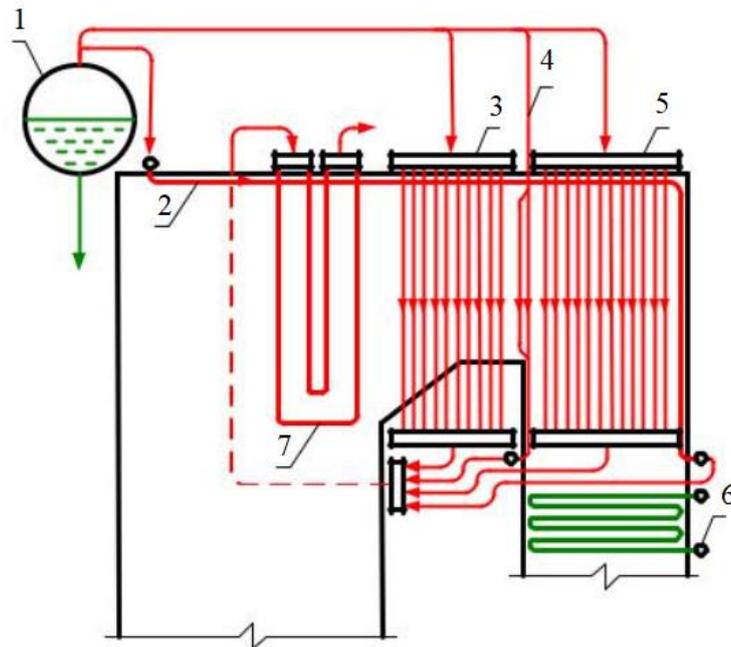


Рисунок 5.32 – Схема движения пара в радиационных настенных поверхностях нагрева барабанного парового котла:

1 – барабан; 2 – экран потолка и задней стены конвективной шахты; 3 – экраны горизонтального газохода; 4 – экраны передней стены конвективной шахты; 5 – экраны боковой стены конвективной шахты; 6 – поверхность водяного экономайзера; 7 – ширмовый пароперегриватель

### *Ширмовые пароперегриватели*

Они представляют собой систему труб, образующих плоские плотные панели с входными и выходными коллекторами. Ширмы размещают в верхней части топки на расстоянии 600-1000 мм одна от другой вертикально или горизонтально. Шаг труб в ширме  $a = 1,1$ . Изготавливают из труб 32-42 мм. При вертикальной конструкции ширмы подвешивают к своим коллекторам (рис. 5.32, 5.33), горизонтально расположенные ширмы подвешивают к опорным трубам, по которым течет вода или слабо перегретый пар (рис. 5.34). Наиболее распространены вертикальные ширмы, поскольку их легче крепить. Они меньше подвергаются золовым загрязнениям, но не дренируются. Из них нельзя слить остающийся конденсат пара.

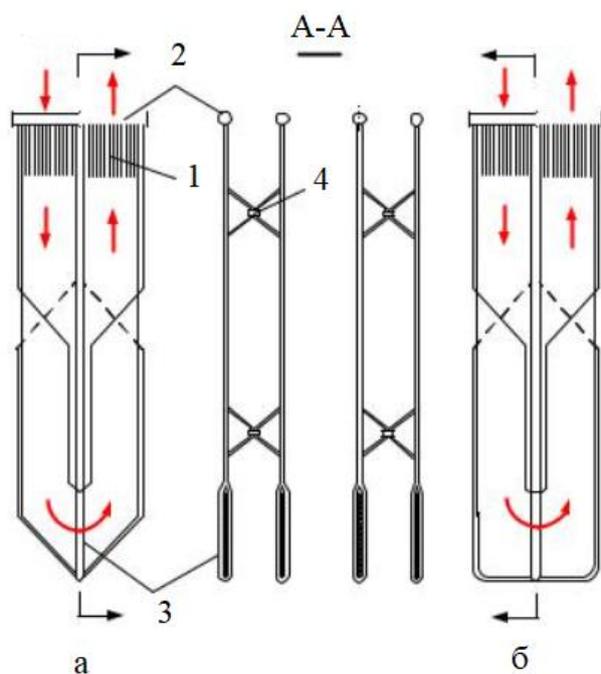


Рисунок 5.33 – Вертикальные ширмовые пароперегреватели:  
 а – клинообразная форма низа ширмы; б – горизонтальная форма низа ширмы; 1 – трубы ширмы; 2 – камеры; 3 – обвязочные трубы; 4 – хомут

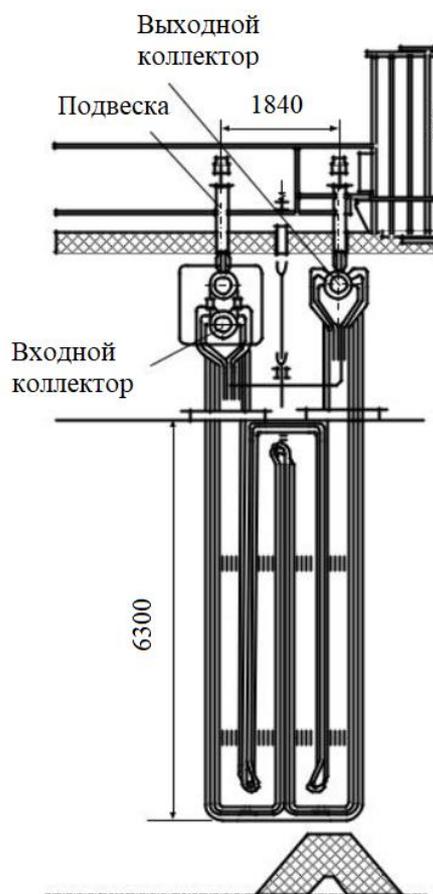


Рисунок 5.34 – Ширмовый пароперегреватель котла СКД к блоку 500 МВт

Ширмовые пароперегреватели являются радиационно-конвективными поверхностями, их тепловосприятие складывается из значительной доли радиационного излучения от ядра факела и раскаленных газов в объеме между ширмами и доли конвективного теплообмена, так как газы омывают ширмы продольно-поперечным потоком со скоростью 5-8 м/с, Ширмовые перегреватели обычно получают 20-40 % всего тепловосприятия пароперегревателя.

В последнее время ширмы стали выполнять не из гладких, а из плавниковых труб; получают так называемые цельносварные ширмы. Такие ширмы меньше шлакуются, легче очищаются от наружных загрязнений, трубы ширм не выходят из ранжира; горизонтальные цельносварные ширмы могут выполняться с опорой по краям без промежуточных опор и подвесок, так как представляют собой жесткую плоскую систему.

Перегретый пар имеет наивысшую температуру рабочей среды в котле. Поэтому металл пароперегревателя, особенно в выходных пакетах, имеет наиболее высокую температуру из всех поверхностей нагрева, подверженных внутреннему давлению, он работает практически у предела своих возможностей. В основу расчета надежности поверхностей нагрева котла, включая пароперегреватели, закладывается срок службы от 100 до 200 тыс. часов (15-30 лет) в зависимости от параметров перегретого пара. Повышение температуры отдельных труб пароперегревателя из-за тепловой разверки на 15-20 °С приводит к сокращению срока их службы примерно в 2 раза.

В паровых котлах большой мощности с большим поперечным сечением газоходов наблюдается значительная неравномерность обогрева по ширине и высоте горизонтального газохода. Для вертикальных пакетов перегревателей В горизонтальном газоходе, когда пар многократно движется по змеевикам вверх и вниз, неравномерность температур газов по высоте газохода не оказывает влияния на разверку температуры пара.

Уменьшение влияния неравномерности обогрева по ширине газохода достигается секционированием пароперегревателя по ширине с обязательным перебросом полу-потоков пара на противоположные стороны газохода после каждой секции по глубине. Переброс пара осуществляется либо специальными трубами (рис. 5.36, а), либо за счет движения пара вдоль коллектора (рис. 5.36, б). Последнее более эффективно, поскольку в коллекторах перемешивается пар каждого полупотока, в то время как в схеме на рисунке 36, а перемешиванию подвергается значительно меньшая доля потока пара, зависящая от числа перепускных труб.

Так как радиационные и полурadiационные пароперегреватели

подвергаются интенсивному обогреву, то температура их труб превышает температуру пара на 70-100°C. Надежность охлаждения труб достигается в этом случае применением сравнительно высокой скорости пара.

Ее значение связано с плотностью потока пара, определяемой давлением и температурой. Для достижения одинакового охлаждающего эффекта металла пар более высокого давления (большей плотности) может иметь меньшую скорость. Обобщенным показателем интенсивности охлаждения является массовая скорость пара. В интенсивно обогреваемых поверхностях ширмового перегревателя, а также в выходных пакетах, где пар достигает своей наивысшей температуры, рекомендуется наиболее высокая массовая скорость пара: 1000-1200 кг/(м<sup>2</sup> · с). В других пакетах перегревателя она может быть 500-800 кг/(м<sup>2</sup> · с). Лобовые змеевики горизонтальных ширм прикрывают от интенсивного прямого излучения ядра факела применением опорных труб с рабочей средой более низкой температуры (рисунок 5.35).

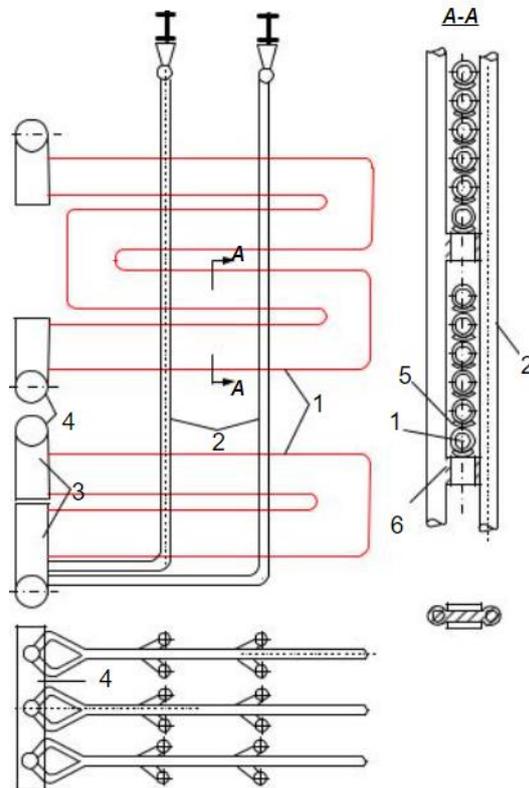


Рисунок 5.35 – Горизонтальный ширмовый пароперегреватель на охлаждаемых подвесных трубах:

- 1 – горизонтальные ширмы; 2 – подвесные охлаждаемые трубы; 3 – коллекторы; 4 – сборные камеры; 5 – дистанционные проставки; 6 – опорная планка пакета ширм

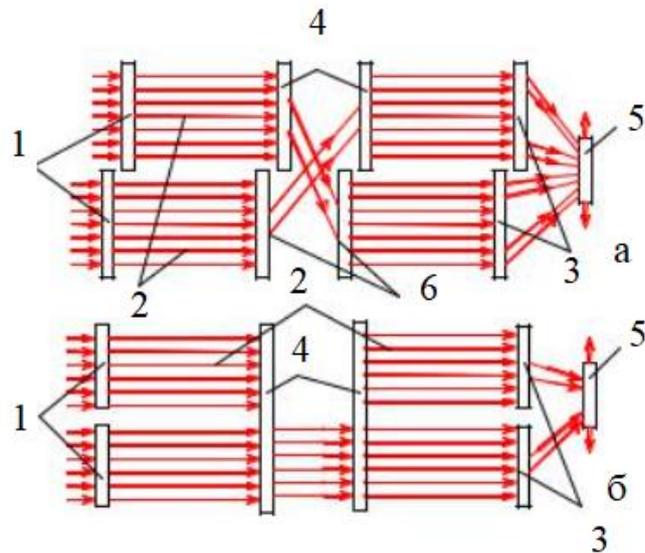


Рисунок 5.36 – Секинонирование конвективного пароперегревателя:  
 а – с перебросом пара перепускными трубами; б – с перебросом пара  
 вдоль коллектора; 1 – входной коллектор; 2 – змеевики пакета; 3 – выходной  
 коллектор; 4 – промежуточный коллектор; 5 – паросборная камера; 6 –  
 перепускные трубы

Для уменьшения гидравлического сопротивления промежуточного пароперегревателя массовая скорость пара в нем рекомендуется на уровне  $250-300 \text{ кг}/(\text{м}^2 \times \text{с})$ , поэтому этот пароперегреватель располагают в зоне умеренных температур газов — не выше  $800-850 \text{ }^\circ\text{C}$  в верхней и средней части конвективной шахты). Учитывая большой удельный объем пара, поступающего на промежуточный перегрев (низкое давление и высокая температура пара), для его пропуска с относительно низкой скоростью необходимо большое суммарное сечение труб. Поэтому особенностями пакетов промежуточного перегревателя являются многорядность змеевиков и увеличенное количество коллекторов.

### **Зоны размещения первичного и вторичного пароперегревателя**

В современной энергетике, в котлах высокого и сверхвысокого давления, применяются промежуточные (вторичные) пароперегреватели, в которые подаётся пар после расширения в цилиндре высокого давления паровой турбины. Промежуточный перегрев пара применяется для снижения степени влажности пара в последних ступенях турбины и, как следствие, получения возможности понизить давление на выходе из турбины. Это позволяет полнее использовать теплоту, подведённую с паром, и, как

следствие, повысить КПД установки. Конструкция вторичных пароперегревателей принципиально не отличается от конструкции первичных.

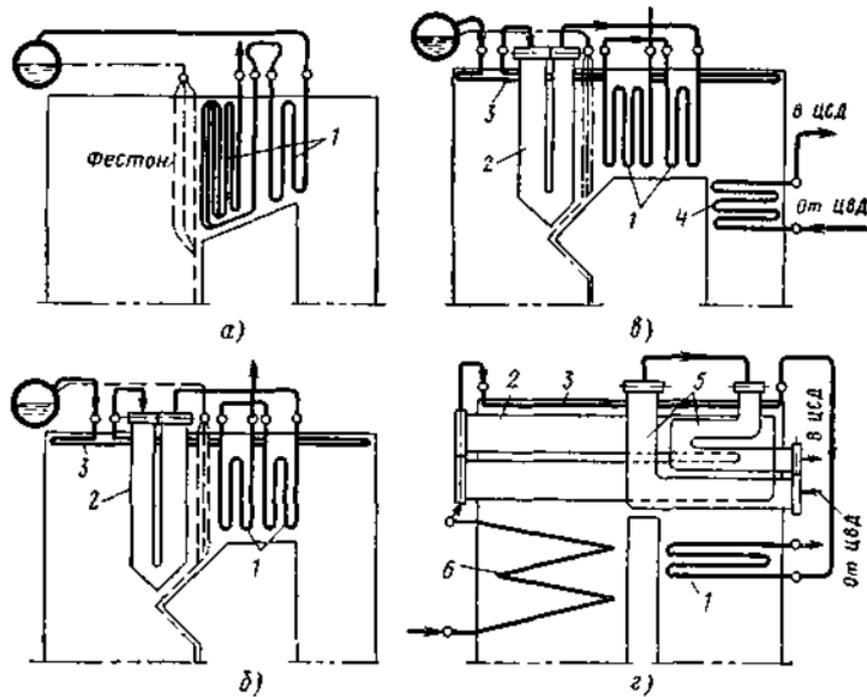


Рисунок 5.37 – Схемы пароперегревателей котлов с различными параметрами

пара:

а – 3,9 МПа, 440 °С; б – 9,8 МПа, 540 °С; в – 13,8 МПа, 560 °С; г - 25 МПа, 560 °С; 1 – конвективный первичный пароперегреватель; 2 – ширмовый первичный пароперегреватель; 3 – потолочный пароперегреватель; 4 – конвективный промежуточный пароперегреватель; 5 – ширмовый промежуточный пароперегреватель; 6 – экраны

Пароперегреватель котла среднего давления с параметрами пара  $p = 3,90$  МПа,  $t = 450$  °С обычно конвективный, с вертикальными змеевиками; он размещается за фестом или за конвективным испарительным пучком (рис. 37, а). Для защиты металла выходных змеевиков от чрезмерно высокой температуры пароперегреватель выполняют по смешанной противоточно-прямоточной схеме. Выравнивание температуры пара, поступающего в прямоточную часть пароперегревателя, осуществляется в выходном коллекторе противоточной его части и во входном коллекторе прямоточной части. При наличии перед пароперегревателем только фестона неравномерность температур по ширине топки сохраняется и на входе продуктов сгорания в пароперегреватель.

Повышенная местная температура продуктов сгорания может явиться

причиной шлакования пароперегревателя, которое также возможно и при общем увеличении температур в топке. В целях уменьшения опасности зашлаковывания пароперегревателя применяется разрядка его передних рядов - фестонирование. В котлах высокого давления с параметрами пара  $p = 9,8$  и  $13,8$  МПа и  $t = 540$  °С пароперегреватель состоит из двух частей: конвективной и ширмовой (рис. 5.37, б). Ширмовой пароперегреватель с вертикальными панелями размещен в верхней части топки перед фестоном.

В котлах высокого давления с промежуточным перегревом пара (13,7 МПа, 565/570 °С) имеются два самостоятельных пароперегревателя - первичный и промежуточный(вторичный) (рис. 5.37, в). Конструкция и компоновка первичного пароперегревателя такие же, как и для котлов с параметрами пара  $p = 9,8$  и  $13,8$  МПа и  $t = 540$  °С, описанных выше. Промежуточный пароперегреватель расположен в конвективной шахте в зоне температур продуктов сгорания ниже 850°С, что позволяет обеспечить безопасную работу труб при умеренной скорости пара и избежать устройства специального охлаждения пароперегревателя в период пуска котла.

В промежуточных пароперегревателях скорость пара с целью снижения их гидравлического сопротивления принимают несколько меньшей:  $w \cdot \rho = 300-400$  кг/(м<sup>2</sup>·с). При указанных скоростях пара значение коэффициента теплоотдачи от стенки к пару составляет  $\alpha_2 > 2$  кВт/(м<sup>2</sup> ·К), что обеспечивает достаточно хорошие охлаждение металла труб и его температуру в пределах  $t_{ст} = t_{п} + 50$ °С. Для выравнивания температуры пара по отдельным змеевикам при температуре его более 450°С пароперегреватель разделяют на последовательно включенные по пару части с перемешиванием пара между ними. Перемешивание пара обеспечивается в смесительных коллекторах, к которым присоединены змеевики отдельных частей пароперегревателя. Кроме того, осуществляют переброс пара из змеевиков, расположенных в одной части газохода, в змеевики другой части. Подводить пар к раздающему коллектору рекомендуется рядом труб по всей его длине. Применение подвода и отвода пара по схеме П не рекомендуется. Использование схемы Z допускается при условии размещения пакетов пароперегревателя таким образом, чтобы участки змеевиков с минимальным расходом и максимальной температурой пара размещались в зоне минимальных тепловых потоков.

### **Компоновка пароперегревателей и влияние на неё параметров пара**

Современные пароперегреватели выполняют комбинированными, они включают в себя все три вида конструкций (радиационный, полурadiационный, конвективный). На рисунке 38 показан один из

первоначальных вариантов такого комбинированного пароперегревателя на котлах высокого давления. Расположение перегревателя в газовом тракте котла и последовательность включения отдельных видов конструкций по тракту перегреваемого пара зависят от параметров пара. В современных котлах, работающих при давлении 14 МПа, на долю пароперегревателя приходится около 35 % воспринимаемой котлом теплоты, а при наличии промежуточного перегрева пара — до 45 % теплоты. Такой пароперегреватель не может состоять только из конвективных трубных пакетов, он должен воспринимать и с часть выделяемой в топке лучистой теплоты.

Еще большая доля лучистой теплоты приходится на котлы высокого давления с естественной циркуляцией: В барабанных котлах с давлением 14 МПа и температурой пара  $t = 560$  °С перегреватель состоит из радиационной, конвективной и ширмовой частей (рис. 5.39, а).

Для обеспечения надежности работы металла поверхностей следует учитывать, что радиационный пароперегреватель размещается в области топки, где высокие тепловые потоки и их неравномерность определяют заметное превышение температуры наружной поверхности трубы по отношению к температуре проходящего по ней пара и разверку температур в отдельных (более сильно обогреваемых) трубах по сравнению со средней расчетной. Поэтому обычно радиационная часть пароперегревателя используется на начальном этапе перегрева пара, когда его температура невелика, что облегчает условия работы металла. Также с достаточно высокими средними тепловыми напряжениями и в

условиях заметной неравномерности температур газового потока работают полурadiационные (ширмовые) поверхности, которые обычно располагают в средней зоне перегрева пара. Ширмовый перегреватель размещен на выходе из топки до подвесных труб заднего экрана, Он снижает температуру газов на 150-200 °С и предохраняет последующие плотные конвективные пакеты от возможного шлакования (на шлакующих твердых топливах) и защищает наиболее горячий выходной пакет перегревателя от воздействия высокотемпературных топочных газов.

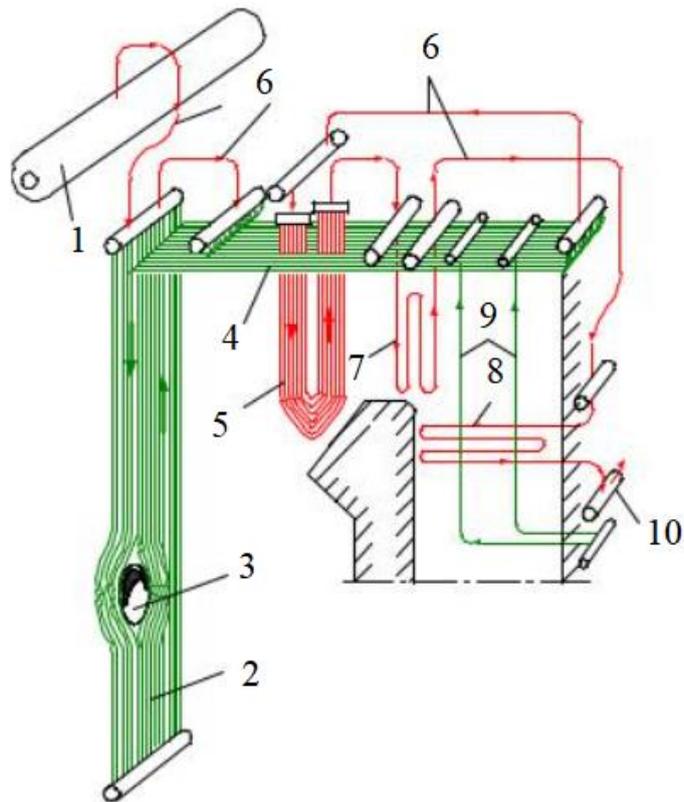


Рисунок 5.38 – Схема движения пара в котле пароперегреватель в котлах СКД:

1 – барабан; 2 – настенная радиационная панель перегревателя; 3 – разводка труб для горелки; 4 – потолочный пароперегреватель; 5 – ширмовый пароперегреватель; 6 – необогреваемые перепускные трубы; 7 и 8 – змеевики вертикального и горизонтального пакетов перегревателя; 9 – подвесные трубы 10 – камера перегретого пара

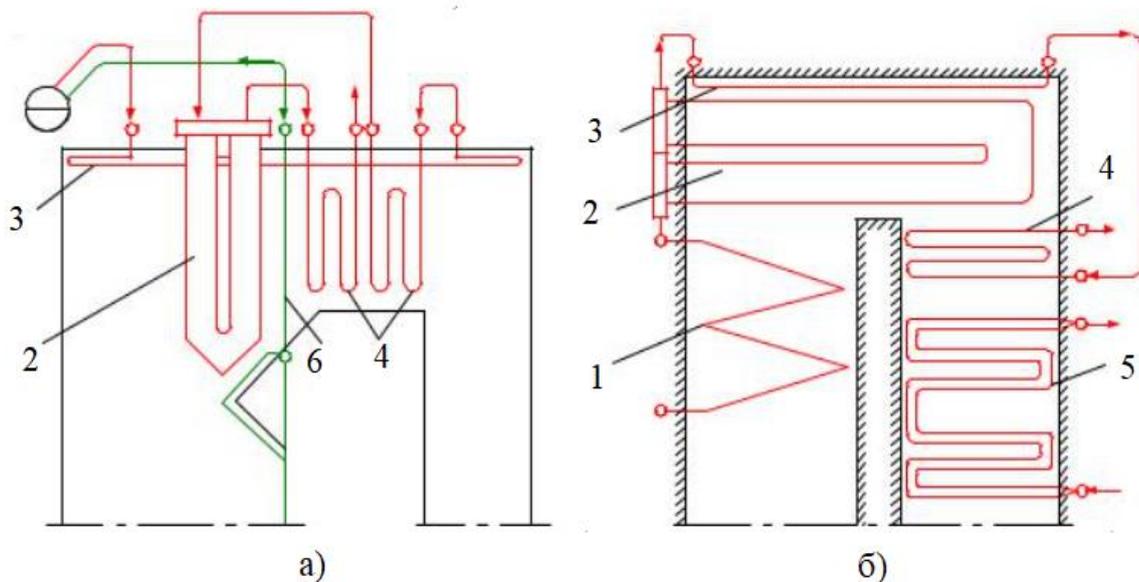


Рисунок 5.39 – Схемы компоновки пароперегревателей:  
 а – в барабанном котле без промежуточного перегрева; б – в прямоточном котле с промперегревателем; 1 – настенная радиационная поверхность; 2 – ширмовый пароперегреватель; 3 – потолочный радиационный перегреватель; 4 – конвективный перегреватель; 5 – промежуточный перегреватель; 6 – подвесные трубы заднего экрана

По паровому тракту ширмовый перегреватель включен между двумя конвективными пакетами. Первый («холодный») конвективный пакет включен по пару за потолочным перегревателем и имеет еще достаточно низкую температуру пара. Поэтому он выполнен по противоточной схеме по отношению к потоку газов и работает при наличии достаточно высокого температурного напора. В ширмы поступает пар с достаточно высокой температурой, и условия работы металла труб ширм усложняются.

Завершающий этап перегрева осуществляется в змеевиковых конвективных пакетах, расположенных в зоне более низких температур газов и тепловых потоков (по сравнению с условиями работы радиационного и полурadiационного пароперегревателей), но так, чтобы температурный напор в выходном (горячем) пакете был не ниже 200-250 °С, иначе поверхность пакета, выполненного из наиболее качественной легированной стали, будет чрезмерно большой. Выходной («горячий») конвективный пакет перегревателя располагается в зоне достаточно высоких температур газов (700-900 °С), что сохраняет необходимый температурный напор, но он выполняется по прямоточной схеме, чтобы защитить выходные змеевики от воздействия повышенного теплового потока и тем самым несколько снизить температуру металла, хотя размер поверхности прямоточного пакета при этом

увеличится по сравнению с противоточным. Первый конвективный (холодный) пакет часто устанавливают также в зоне умеренных температур газов. Это позволяет использовать для выполнения пакета более дешевую углеродистую сталь (при температуре стенки  $t = 450\text{ }^{\circ}\text{C}$ ).

В паровых котлах того же давления, но со сниженной температурой пара (до  $545\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) (рис. 5.39) ширмовый перегреватель включен после радиационного и при отсутствии настенной панели радиационного перегревателя (она не нужна при  $t = 545\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) получает пар достаточно низкой температуры, что повышает надежность металла труб, образующих ширмы. В этом случае конвективные пакеты перегревателя включены последовательно. Выходной пакет размещают в верхней части конвективной шахты с горизонтальными змеевиками и с опорой на подвесных трубах. Оба конвективных пакета обычно выполняют по смешанной схеме включения: каждый пакет состоит из четырех секций по ширине газохода - две крайние включены противоточно, две средние - прямоточно (на рис. 5.39 показана только средняя секция).

На рисунке 5.41 показан один из вариантов компоновки перегревателя на прямоточном котле СКД. Здесь использованы горизонтальные ширмы, включенные по пару после радиационной экранной поверхности топки. В связи с этим выходной конвективный пакет перегревателя расположен в начале конвективной шахты. За ним располагаются два пакета промежуточного перегревателя с многорядными змеевиками.

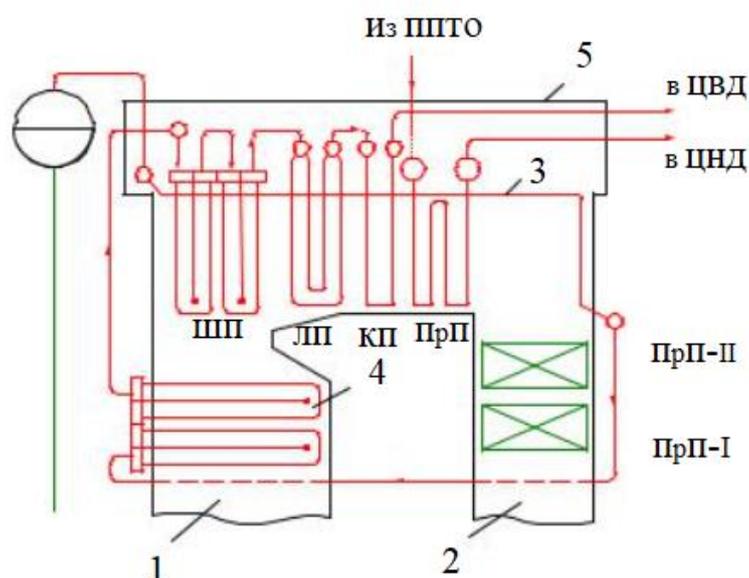


Рисунок 5.40 – Компоновка пароперегревателей в барабанных котлах большой мощности:

1 – топочная камера; 2 – конвективная шахта; 3 – радиационный потолочный и настенный пароперегреватель; 4 – радиационные топочные панели; 5 – уплотнительный короб потолка котла (шатер).

Виды пароперегревателей:

ШП – полу радиационный ширмовый; ЛП – ленточный; КП – змеевиковый конвективный; ПрП – промежуточный.

Другие обозначения: НРЧ – нижняя радиационная часть; СРЧ – средняя радиационная часть; ВРЧ – верхняя радиационная часть; ЦВД – цилиндр высокого давления турбины; ЦНД – цилиндр низкого давления турбины; ППТО – паропаровой теплообменник

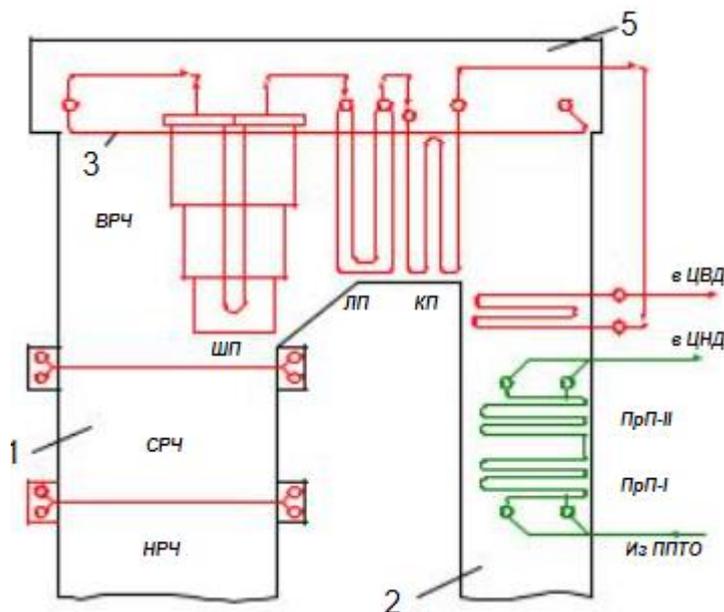


Рисунок 5.41 – Компоновка пароперегревателей в прямоточном котле при сверхкритическом давлении и сжигании твердого топлива:

1 –топочная камера; 2 – конвективная шахта; 3 –радиационный потолочный и настенный пароперегреватель; 4 – радиационные топочные панели; 5 – уплотнительный короб потолка котла (шатер).

Вариант компоновки (рис. 5.40, 5.41) применяется на барабанных и прямоточных котлах электрической мощностью 200-300 МВт ( $D = 186-278$  кг/с) с промежуточным перегревом пара. При этом на прямоточных котлах перегрев пара начинается в экранах средней (СРЧ) и верхней (ВРЧ) радиационных частей топки, как показано на рис. 5.41. Здесь выходная (горячая) ступень пароперегревателя ВД или СКД вынесена в верхнюю часть опускной конвективной шахты, где исключается интенсивное прямое тепловое излучение из ядра факела в топке и ниже температура греющих газов.

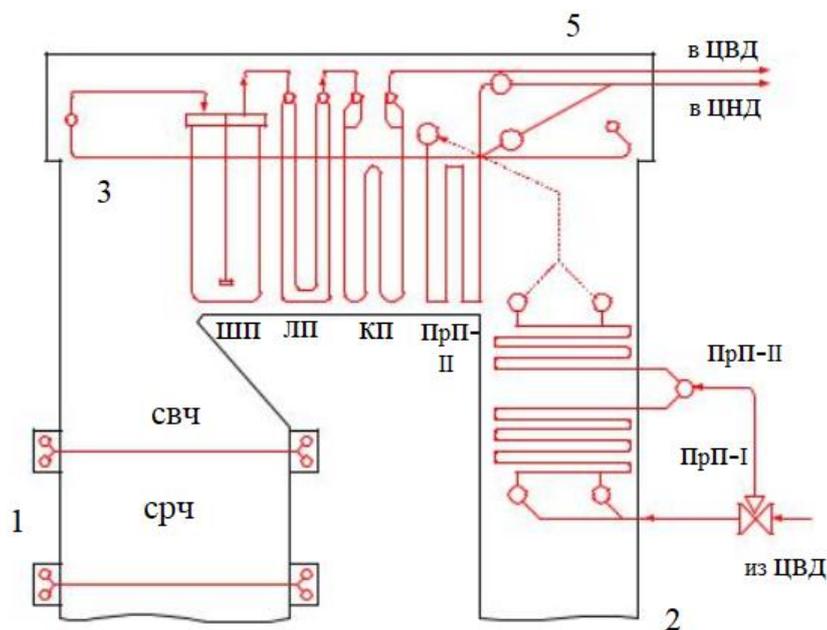


Рисунок 5.42 – Компоновка пароперегревателей в прямоточном котле при сверхкритическом давлении при сжигании газа и мазута:

1 – топочная камера; 2 – конвективная шахта; 3 – радиационный потолочный и настенный пароперегреватель; 4 – радиационные топочные панели; 5 – уплотнительный короб потолка котла (шатер). Обозначения элементов такие же, как и на рисунке 5.40

На газомазутных (барабанных и прямоточных) котлах горизонтальный газоход может быть развит в глубину (по ходу газов), тогда в основном поверхности пароперегревателя (высокого давления и промежуточного перегрева) размещаются в нем (рис. 5.42), трубные змеевики, образующие поверхность, выполняются вертикальными и подвешены за коллекторы, находящиеся сверху в уплотнительном коробе.

Такое расположение облегчает систему крепления тяжелых змеевиковых пакетов и обеспечивает наименьшее загрязнение труб снаружи золовыми частицами.

На рисунке 5.42 показан вариант компоновки поверхностей пароперегревателя газомазутного котла СКД большой мощности, отличающийся байпасированием по пару части поверхности промежуточного пароперегревателя в целях регулирования температуры пара. В этом случае общая поверхность такого пароперегревателя увеличивается, и пароперегреватель занимает значительную часть конвективной шахты, а выходная его ступень размещается в конце горизонтального газохода. Во всех случаях пароперегреватель ВД или СКД размещен по тракту газов раньше промежуточного пароперегревателя (в зоне более высоких температур газов),

так как плотность пара в промежуточном пароперегревателе и интенсивность теплоотвода от стенки к пару здесь заметно ниже, чем при высоком давлении.

### **Условия работы пароперегревателей и методы повышения надежности**

По условиям ползучести и окалинообразования металл пароперегревателя работает практически на пределе. Запас по температуре металла пароперегревателя весьма ограничен, и потому допустимая тепловая разверка и допустимое превышение температуры над средним (расчетным) значением очень малы.

Вместе с тем в мощных котлах с высоким перегревом пара и, следовательно, с большим тепловосприятием пароперегревателя действительная тепловая разверка может превысить допустимую, что резко понизит его надежность. До последнего времени в основу расчета надежности поверхностей нагрева, а следовательно, и пароперегревателя закладывался срок службы металла 100 тыс. ч (около 15 лет). Исследования и опыт эксплуатации энергоблоков выявили возможность увеличить срок службы примерно в 2 раза. Однако повышение температуры металла труб пароперегревателя на 15—20°C приводит к сокращению срока службы примерно в 2 раза.

В котлах большой мощности, а следовательно, и с большим поперечным сечением газоходов наблюдается значительная неравномерность обогрева по ширине и высоте горизонтального газохода, по ширине и глубине вертикального газохода. Для вертикальных пароперегревателей, у которых змеевики лежат в плоскости направления движения продуктов сгорания и пар многократно изменяет свое направление движения с подъемного на опускное и обратно, неравномерность обогрева по высоте газохода не играет роли, так как при одинаковом обогреве по ширине газохода все параллельные змеевики находятся в одинаковых условиях. В горизонтальных пароперегревателях, у которых змеевики расположены в плоскости направления движения продуктов сгорания, а пар многократно изменяет свое направление по глубине газохода в обе стороны (змеевики расположены перпендикулярно фронту) неравномерность обогрева по глубине газохода также не существенна. В обоих типах пароперегревателей сильно сказывается неравномерность обогрева по ширине газохода тем в большей степени, чем шире фронт котла.

### **Методы регулирования температуры пара поверхностными и впрыскивающими пароохладителями**

### *Регулировочные характеристики пароперегревателей*

Регулировочная характеристика, т.е, зависимость изменения температуры перегретого пара от нагрузки парового котла, различна для пароперегревателей разных систем. Характерной особенностью радиационного пароперегревателя является снижение температуры перегретого пара с повышением нагрузки (линия на рис. 5.43). Это обстоятельство объясняется тем, что температура продуктов сгорания на выходе из топки и в горизонтальном газоходе с повышением нагрузки растет значительно медленнее, чем нагрузка, поэтому тепловосприятие настенных поверхностей увеличивается в меньшей мере, чем растет расход пара (пропорционально росту нагрузки), в связи с чем удельное тепловосприятие на 1 кг расхода пара снижается. Тепловосприятие конвективной поверхности нагрева определяется из уравнения:

$$Q_k = k \cdot \Delta t \cdot H \quad (5.4)$$

Где  $k$  - коэффициент теплопередачи, Вт/(м<sup>2</sup> · К);

$\Delta t$  — температурный напор, °С;

$H$  - поверхность нагрева, м<sup>2</sup>.

С ростом нагрузки увеличиваются объем и скорость газов, что обеспечивает увеличение коэффициента теплопередачи. Кроме того, повышаются температуры газов в газоходах котла и, следовательно, температурный напор в каждой конвективной поверхности. Оба обстоятельства приводят к более быстрому росту тепловосприятия и температуры перегретого пара по сравнению с темпом роста нагрузки на котле (линия 2 на рис. 5.43). Таким образом, при соответствующем подборе размеров радиационной и конвективной частей пароперегревателя теоретически можно было бы добиться постоянства температуры перегретого пара (линия 3 на рис. 5.43). Имея в виду, что крутизна конвективной характеристики всегда больше радиационной, постоянство температуры пара можно было бы получить в перегревателе, у которого радиационная часть тепловосприятия превышает конвективную (примерно 60 % радиационная часть и 40 % конвективная). Однако даже для такого «идеального» пароперегревателя в реальных условиях температура перегретого пара все равно не остается постоянной. Она будет изменяться из-за влияния ряда эксплуатационных факторов. К ним относятся следующие: изменение температуры питательной воды, избытка воздуха в топке, влажности топлива, шлакование экранов топки и особенно пароперегревателя.

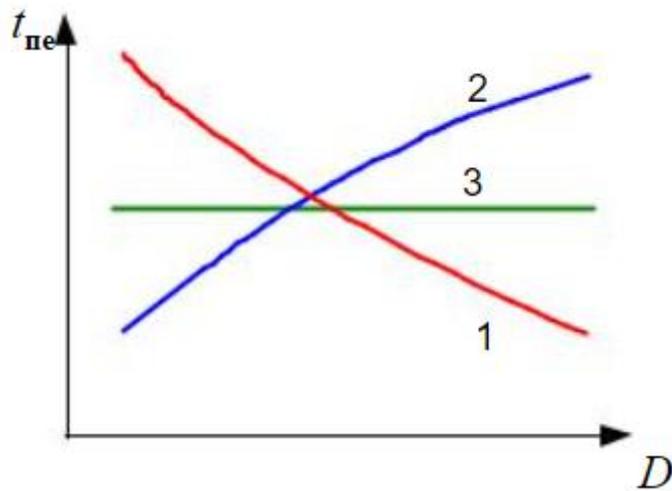


Рисунок 5.43 – Регулировочные характеристики пароперегревателей:  
 1 – радиационная; 2 – конвективная; 3 – характеристика  
 комбинированного перегревателя

В барабанных паровых котлах, у которых размер поверхности нагрева пароперегревателя фиксирован, влияние температуры питательной воды выражается в том, что понижение ее связано с необходимостью увеличения расхода топлива на подогрев воды до кипения в парообразующих поверхностях нагрева. Поэтому поверхность пароперегревателя в этом случае омывается большим количеством продуктов сгорания, идущих с большей скоростью,

и температура перегретого пара на выходе из конвективного пакета пароперегревателя возрастает. В прямоточных паровых котлах, наоборот, снижение температуры питательной воды вызывает соответствующее понижение и температуры перегретого пара, если не изменять тепловыделение в топке. Последнее необходимо будет увеличить.

Увеличение избытка воздуха в топке и повышение влажности топлива также связаны с ростом объема продуктов сгорания и соответствующим увеличением скорости и коэффициента теплоотдачи по газовой стороне, что ведет к увеличению тепловосприятости конвективной поверхности. Шлакование топочных экранов вызывает рост температуры продуктов сгорания на выходе из топки и соответствующее повышение температуры пара. Наоборот, шлакование самого пароперегревателя приводит к ухудшению теплоотдачи и уменьшению

температуры перегретого пара.

По ГОСТ 3619-76 допускаются небольшие отклонения температуры перегретого пара от номинального значения (от +5 до —10 °С). Даже

комбинированные радиационно-конвективные пароперегреватели в эксплуатационных условиях не обеспечивают постоянства температуры перегретого пара в пределах допустимых отклонений, в связи с чем каждый котел оборудуют устройствами для регулирования температуры перегретого пара. Ввиду необходимости глубокого изменения графика нагрузки электростанции желательно иметь возможно больший диапазон регулирования паро-производительности при сохранении номинальной температуры пара. Номинальная температура должна обеспечиваться по пару высокого давления в регулировочном диапазоне нагрузок от 30 до 100 %, по вторично перегретому пару в регулировочном диапазоне — от 60 до 100 %,

### *Методы регулирования температуры пара*

Различают два основных метода регулирования температуры перегрева — паровой и газовый — с использованием для этого различных схем и устройств (рис. 5.44).

Паровое регулирование основано на снижении энтальпии пара либо путем отбора от него части теплоты и передачи этой теплоты питательной воде, либо путем впрыска в пар обессоленной воды и затраты теплоты на ее испарение. Эти методы обычно применяются для регулирования температуры потока пара высокого давления. Для регулирования температуры промежуточного перегрева пара также применяют паровое регулирование, однако здесь обычно используют перераспределение теплоты между свежим паром высокого давления и паром промежуточного перегрева в специальном теплообменнике, а также регулируемое тепловосприятие в дополнительной поверхности.

Газовое регулирование основано на изменении тепловосприятия поверхности нагрева с газовой стороны до значения, необходимого для получения заданного уровня температуры перегретого пара. К этим методам относятся рециркуляция продуктов сгорания, байпасирование части потока продуктов сгорания помимо поверхности нагрева пароперегревателя и, реже, изменение положения факела в топочной камере. Газовое регулирование применяется для изменения температуры пара промежуточного перегрева.



Рисунок. 5.44 – Классификация методов регулирования температуры пара высокого давления и пара промежуточного перегрева

### *Методы парового регулирования*

Паровое регулирование в тракте пара высокого давления получило широкое применение и осуществляется главным образом в двух вариантах: охлаждение пара в поверхностных пароохладителях и впрыскивание в поток перегретого пара чистого конденсата или питательной воды во впрыскивающих пароохладителях. При этом поверхность пароперегревателя конструктивно выполняют с запасом, а излишний перегрев пара снимают в пароохладителе. Для промежуточного перегрева пара этот метод регулирования широко не применяют, так как образующееся дополнительное количество перегретого пара за счет впрыска воды поступает только в цилиндр низкого давления турбины, что в итоге снижает показатель удельной выработки энергии в расчете на 1 кг пара.

Пароохладитель можно устанавливать за пароперегревателем, в рассечку между ступенями пароперегревателя либо на стороне насыщенного пара (рис. 5.45, а). При установке пароохладителя на выходе из пароперегревателя обеспечивается надежное поддержание заданной температуры пара перед турбиной, но сам пароперегреватель в его выходной части остается не защищенным от высокой температуры (рис. 5.45, б), и потому для регулирования температуры перегретого пара такой метод применять нельзя.

Установка пароохладителя по остальным вариантам защищает и

турбину, и металл пароперегревателя. Однако меньшей инерционностью и большей точностью обладает регулирование температуры при установке пароохладителя 2 в рассечку пароперегревателя. Инерционность характеризуется временем запаздывания воздействия пароохладителя на окончательную температуру перегретого пара. Чем ближе к выходу из перегревателя находится пароохладитель, тем быстрее осуществляется воздействие на температуру перегрева, но такой пароохладитель одновременно должен обеспечить надежную работу выходных змеевиков перегревателя, поэтому место его установки зависит от этого фактора. Обычно для регулирования температуры пара используют не один, а два-три пароохладителя, установленных между отдельными пакетами перегревателя. Один из них устанавливают перед ширмовым перегревателем (или в его рассечку) для обеспечения надежной работы металла этой сильно теплонапряженной поверхности, последний — перед выходным пакетом перегревателя, имеющим небольшое тепловосприятие по пару (120-160 кДж/кг). Установка пароохладителя на стороне насыщенного пара приводит к большому запаздыванию регулирования (инерционность 5-7 мин) и в результате к значительным колебаниям температуры перегретого пара, что недопустимо в эксплуатации блока.

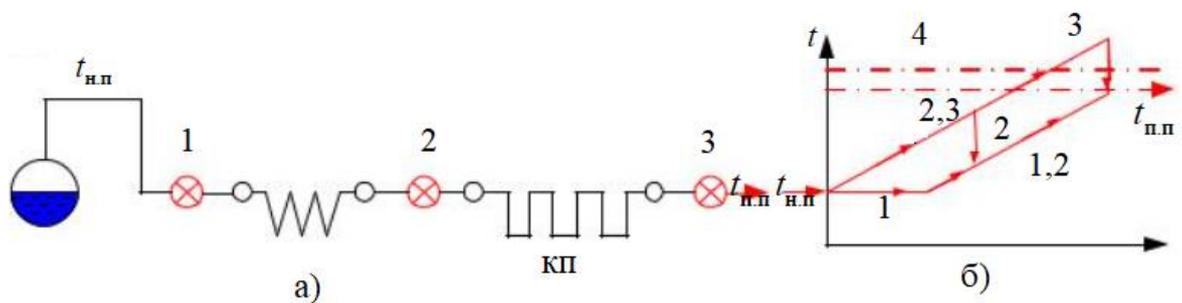


Рисунок 5.45 – Изменение температуры перегретого пара по тракту пароперегревателя при различном размещении пароохладителя:  
а – общая схема; б – изменение температуры пара по длине змеевиков перегревателя; 1-3 – места установки пароохладителя в тракте пароперегревателя; 4 – предельно допустимая температура металла; РП – радиационный перегреватель; КП – конвективный перегреватель

*Впрыскивающий пароохладитель* (рис. 5.46) представляет собой самое простое в конструктивном отношении устройство парового регулирования. Он представляет собой прямой участок паропровода длиной 6-7 м, который служит для впрыска конденсата в поток перегретого пара. Конденсат вводят через форсунку-распылитель с несколькими отверстиями диаметром 3-6 мм.

Во избежание попадания относительно холодных струй конденсата на стенки паропровода, имеющего температуру перегретого пара, внутри паропровода установлена разгруженная от давления защитная рубашка цилиндрической формы или в виде сопла Вентури. Ее размер (3-5 м) определяется расчетной длиной участка испарения капель влаги.

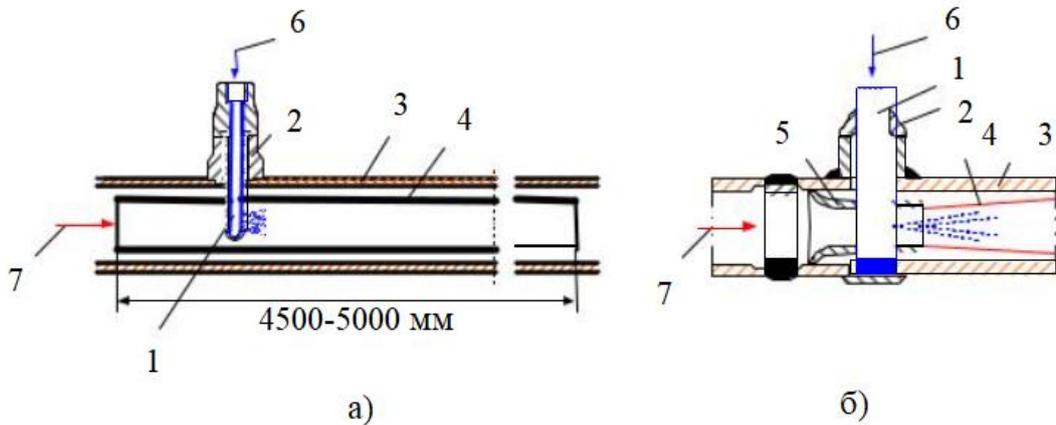


Рисунок 5.46 – Впрыскивающий пароохладитель:

а – с цилиндрической защитной рубашкой; б – с соплом Вентури: 1 – форсунка-распылитель; 2 – присоединительный штуцер; 3 – корпус пароохладителя; 4 – защитная рубашка; 5 – сопло Вентури; 6 – вход охлаждающей воды; 7 – вход пара

Снижение температуры перегретого пара вспрыскивающим пароохладителем достигается на некотором расстоянии от места ввода конденсата, так как на испарение капель конденсата и последующий перегрев образовавшегося из них пара требуется некоторый промежуток времени, а скорость потока пара в пароохладителе более 40 м/с. Уменьшения этого расстояния достигают более тонким распылением конденсата (за счет уменьшения диаметра отверстий форсунки и увеличения перепада давления между вспыскиваемой водой и паром) и по возможности увеличением разности температур пара и конденсата.

Тепловой баланс вспыскивающего пароохладителя можно записать:

$$D' \cdot h'_{\text{п}} + D_{\text{впр}} \cdot h_{\text{впр}} = (D' + D_{\text{впр}}) \cdot h''_{\text{п}} \quad (5.5)$$

где,  $D'$ ,  $D_{\text{впр}}$  — расход пара и вспыскиваемой воды через пароохладитель, кг/с;

$h'_{\text{п}}$ ,  $h''_{\text{п}}$  — энтальпия пара перед пароохладителем и за ним, кДж/кг;

$h_{\text{впр}}$  — энтальпия воды, поступающей на вспыск, кДж/кг.

Уравнение (5.5) позволяет определить необходимый расход воды на

впрыск, если задано удельное тепловосприятие пароохладителя

$$\Delta h_{\text{по}} = h'_{\text{п}} - h''_{\text{п}} :$$

$$D_{\text{впр}} = D \cdot \Delta h_{\text{по}} / (h'_{\text{п}} - h_{\text{впр}}) \quad (5.6)$$

Впрыскивающие пароохладители требовательны к качеству воды, используемой для впрыска. Прямоточные паровые котлы питают водой, близкой по качеству к конденсату, в связи с чем их оборудуют впрыскивающими пароохладителями, использующими питательную воду. В барабанных паровых котлах при минерализованной питательной воде конденсат для впрыска получают в самом котле за счет конденсации части насыщенного пара барабана котла. Такой способ называют схемой впрыска собственного конденсата (рис. 5.47). Конденсация насыщенного пара происходит за счет питательной воды, поступающей затем в экономайзер. Установленный в нижней части конденсатора сборник выдает конденсат на впрыск в пароохладитель, а избыток его через линию перелива возвращается в барабан.

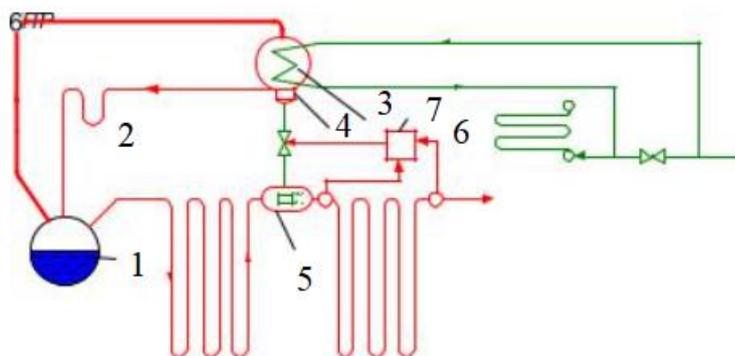


Рисунок 5.47 – Схема регулирования перегрева пара впрыском собственного конденсата:

1 – барабан; 2 – линия перелива; 3 – конденсатор; 4 – сборник конденсата; 5 – впрыскивающий пароохладитель; 6 – экономайзер; 7 – регулятор

На прямоточных котлах для регулирования температуры пара с помощью впрыскивающего пароохладителя используется питательная вода (рис. 5.48).

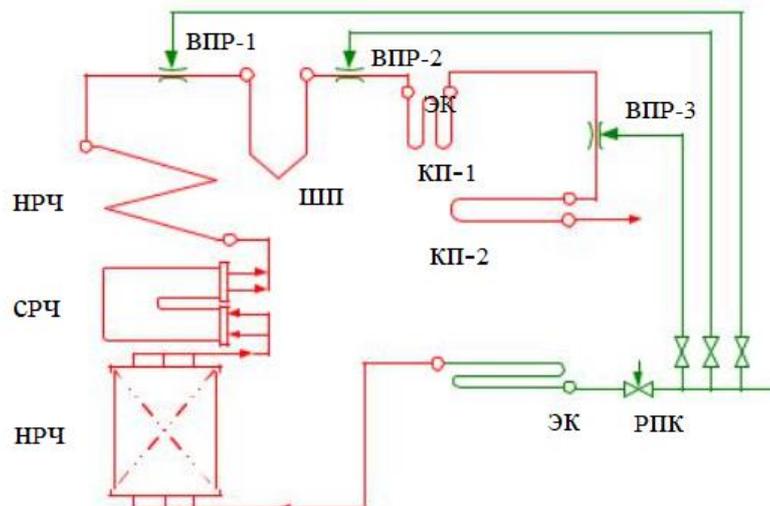


Рисунок 5.48 – Схема расположения впрыскивающих пароохладителей в тракте прямоточного парового котла: ВПР – впрыскивающий пароохладитель; РПК – регулирующий питательный клапан

### *Поверхностный пароохладитель*

Поверхностные пароохладители, применяемые на мощных современных котлах, установленных на электростанциях, могут быть горизонтальными и вертикальными.

Состоят из корпуса, крышки, трубной доски и змеевиков. Вода течет по трубкам (рис. 5.49), а между трубками — пар.

Поверхностные регуляторы могут быть включены: на стороне насыщенного пара; между пакетами пароперегревателей («в рассечку»); на стороне перегретого пара. Особенности каждой схемы состоят в следующем.

Регуляторы, расположенные между пароперегревателем и турбиной, не защищают трубки пароперегревателя от перегрева, поэтому такой тип имеет ограниченное применение.

Включение регулятора на стороне насыщенного пара позволяет защитить от чрезмерного перегрева не только металл турбины, но и пароперегреватель. Но при этом снижение температуры перегретого пара достигается за счет конденсации некоторого количества насыщенного пара. Это вызывает неравномерное распределение влаги по змеевикам и разверку температуры перегрева в различных змеевиках.

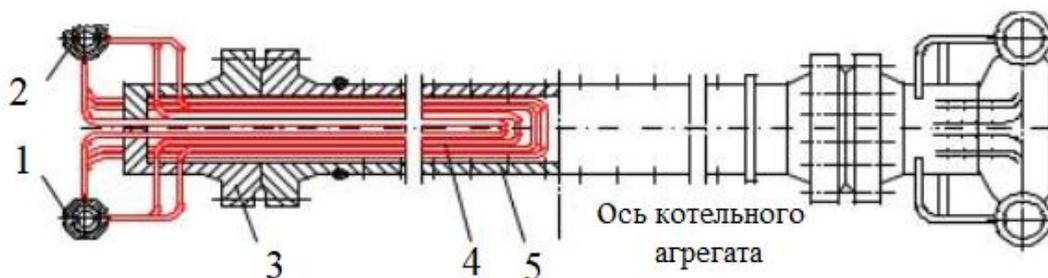


Рисунок 5.49 – Конструкция поверхностного пароохладителя:  
 1 – входной коллектор; 2 – выходной коллектор; 3 – крышка; 4 –  
 О-образные змеевики; 5 – камера

По отношению к экономайзеру поверхностный пароохладитель можно включать последовательно или параллельно. При параллельном включении (рис. 50) питательную воду, отбираемую для охлаждения перед входом в экономайзер, после пароохладителя сбрасывают в барабан, а в экономайзер поступает меньше воды. По мере повышения нагрузки парогенератора увеличивают расход воды на пароохладитель, в связи с чем именно при высокой нагрузке, когда через экономайзер по условиям охлаждения его поверхности нагрева требуется увеличить расход воды, при параллельной схеме сделать это не представляется возможным, так как приходится увеличивать расход воды на пароохладитель. Параллельная схема приводит к недоиспользованию тепла продуктов сгорания в области экономайзера: в связи с уменьшением расхода воды через экономайзер при повышенной нагрузке температура ее повышается, а температурный напор между продуктами сгорания и водой соответственно падает.

Последовательная схема включения паросохладителя и экономайзера (рис. 5.50, б) лишена перечисленных недостатков и применяется в современных установках. Расход, воды на пароохладитель при полной нагрузке высок и может достигать 30-40 % общего расхода питательной воды. Наиболее разумным является включение пароохладителя между пакетами пароперегревателя.

Основные недостатки пароохладителей поверхностного типа:

1. Инертность, т. е, значительное запаздывание изменения температуры перегретого пара (5-7 мин) при изменении режима работы котла. Это явилось основной причиной того, что новые парогенераторы высокого давления теперь проектируют с охлаждением перегретого пара впрыском.

2. Трудность достижения равномерного распределения сконденсировавшейся влаги по змеевикам при установке пароохладителя на

стороне насыщенного пара.

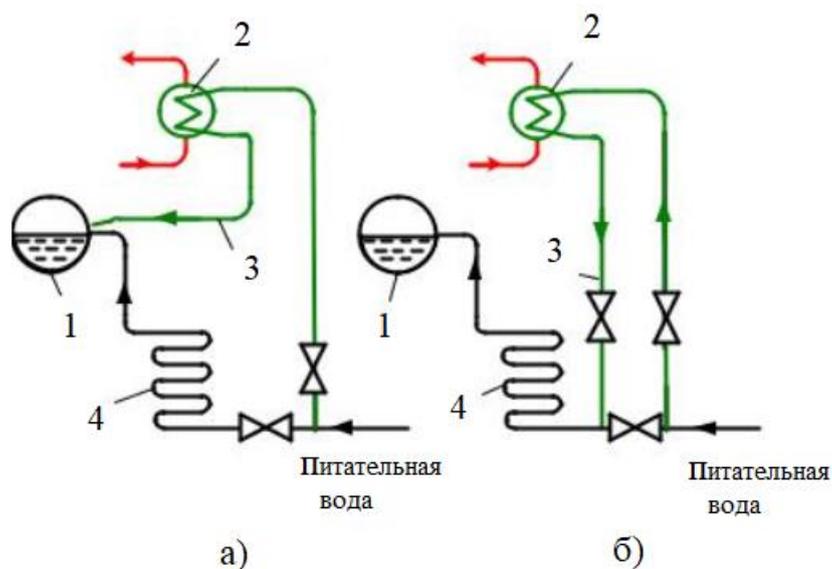


Рисунок 5.50 – Схемы включения поверхностного пароохладителя по отношению к экономайзеру:

а – параллельная; б – последовательная; 1 – барабан; 2 – пароохладитель; 3 – сброс воды после пароохладителя; 4 – экономайзер

Изготавливаемые в настоящее время поверхностные регуляторы могут изменять температуру перегретого пара в пределах 50-60 °С. При этом через пароохладитель — проходит до 40-60 % расхода питательной воды. За счет пароохладителя питательная вода нагревается на 20-25 °С. Для регулирования температуры промежуточного перегрева пара наиболее широко применяют теплообменники, в которых теплота пара высокого давления передается пару, поступающему на вторичный перегрев. Их называют паропаровыми теплообменниками. Паропаровой теплообменник (ППТО). Промежуточный перегреватель является конвективной поверхностью. При снижении нагрузки на котле температура пара высокого давления после прохождения радиационной части перегревателя будет несколько возрастать, а в промежуточном перегревателе снижаться.

Для стабилизации температуры вторично перегреваемого пара при снижении — нагрузки можно использовать часть теплоты свежего пара и передать его пару, поступающему на повторный перегрев, в — паропаровых теплообменниках (рис. 5.51).

Секция паропарового теплообменника состоит из системы 10-20 трубок диаметром 25-35 мм, помещенных в коллектор диаметром 300-400 мм(рис. 5.52). Для лучшей компенсации трубной системы и компактности устройства теплообменнику придают Ц-образную форму. Внутри трубок движется пар высокого давления, а в коллекторе между ними — пар промежуточного

перегрева, регулирование температуры которого достигается обводом (байпасированием) части потока помимо теплообменника. В мощных паровых котлах число включенных секций по типу показанных на рис. 5.52 достигает несколько десятков.

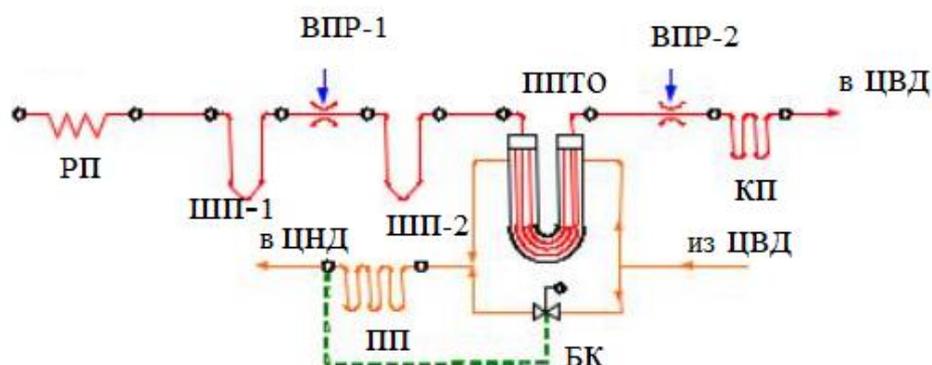


Рисунок 5.51 - Принципиальная схема пароперегревателя котла СКД:

РП – радиационный перегреватель; ШП – ширмовый перегреватель; КП – конвективный перегреватель; ВПР – впрыск воды; ППТО – паропаровой теплообменник; ПП – промежуточный пароперегреватель сации температурных удлинений (цифры обозначают пакет перегревателя)

Диапазон регулирования температуры пара в ПТО составляет 30-40 °С. Паропаровые теплообменники можно рассматривать как часть поверхности нагрева промежуточного пароперегревателя. По тракту вторично перегреваемого пара их устанавливают перед входом в конвективную поверхность промежуточного перегревателя котла, За счет регулирования пропуска части пара помимо ППТО температура пара в смесительном коллекторе перед конвективной поверхностью меняется, что обеспечивает при изменении нагрузки котла (изменении тепловосприятости конвективной поверхности в газоходе) стабилизацию выходной температуры вторично перегретого пара.

Общим недостатком паропаровых теплообменников является некоторая трудность обнаружения повреждений внутренних трубок теплообменников и ремонта их.

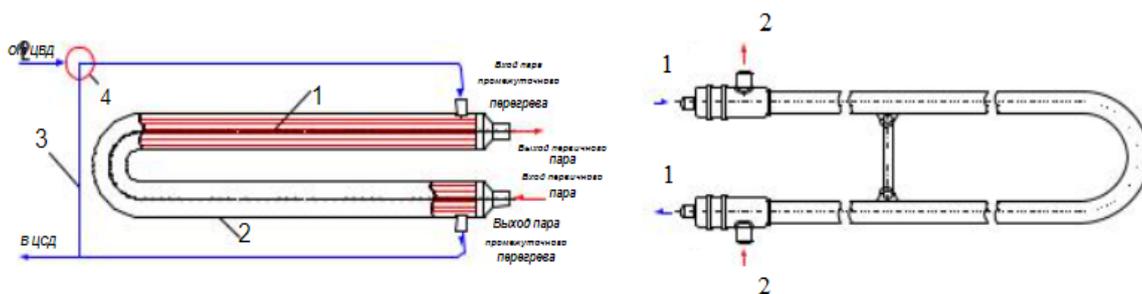


Рисунок 5.52 - Схема (а) и конструкция (б) паропарового теплообменника:

1 – теплообменные трубки; 2 – камера; 3 – байпас; 4 – регулирующий клапан

Регулирующая поверхность пароперегревателя. В этой схеме промежуточный пароперегреватель выполняют из двух конвективных ступеней — холодной, размещаемой в зоне относительно низкой температуры продуктов сгорания, и горячей, размещаемой в зоне высокой температуры — с расположением между ними другой поверхности нагрева (рис. 5.53).

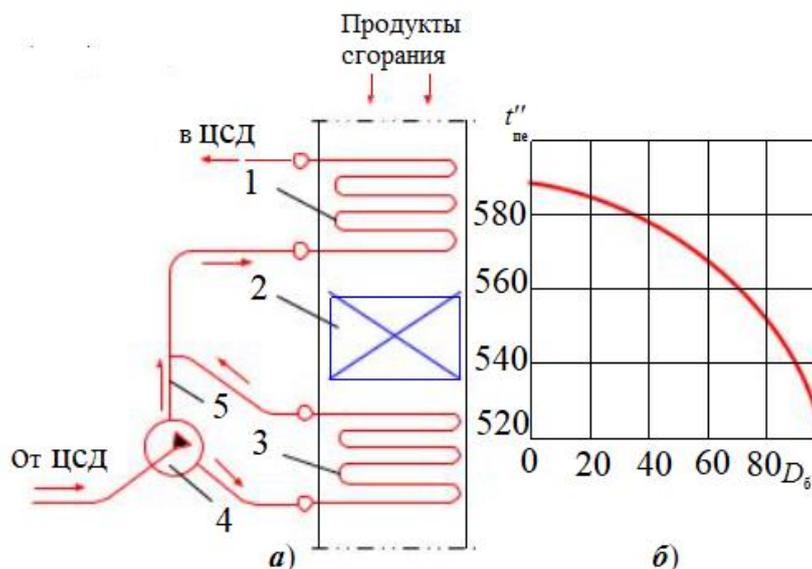


Рисунок 5.53 – Регулирование температуры пара промежуточного перегрева методом байпасирования пара:

а – схема регулирования; б – зависимость температуры перегретого пара от доли байпасируемого пара; 1 – горячая ступень; 2 – переходная зона; 3 – холодная ступень; 4 – байпасный клапан; 5 – обводной паропровод;  $D_6$  – доля пара, идущая мимо холодной ступени

Весь поток пара промежуточного перегрева распределяют байпасным клапаном между холодной ступенью и обводным паропроводом. Регулирующей является холодная ступень пароперегревателя, Горячая ступень работает с переменной температурой пара на входе, причем с повышением этой температуры тепловосприятие горячей ступени уменьшается, что направлено против необходимого воздействия и снижает эффект регулирования. Преимущество этого метода регулирования состоит в том, что он не оказывает воздействия на работу перегревателя высокого давления, Недостатками метода являются повышенный расход металла на холодную ступень промежуточного перегревателя и инерционность системы регулирования. Поэтому она не получила широкого распространения.

#### *Методы газового регулирования*

Газовое регулирование применяют для поддержания требуемой температуры пара промежуточного перегрева, но оно связано с изменением топочного режима и температур газов по тракту, поэтому влияет на температуру пара высокого давления. Газовое регулирование вызывает

дополнительные расходы энергии на тягу и увеличение потерь теплоты с уходящими газами и усложняет эксплуатацию».

Газовое регулирование осуществляют рециркуляцией продуктов сгорания, поворотными горелками или переключением ярусов горелок, байпасированием продуктов сгорания, использованием эффекта взаимодействия вихрей на выходе из горелок. Требуемая температура промежуточного перегрева пара обычно не обеспечивается только газовым регулированием, поэтому в мощных котлах его применяют совместно с паровым.

*Рециркуляция продуктов сгорания* обеспечивается возвратом части газов и из газохода после экономайзера с температурой ( 350-450 °С) в топочную камеру. Газы рециркуляции вводят либо под горелки, либо в короб воздуха горелок (рис. 5.54). Поскольку абсолютное давление в топке выше, чем в месте отбора газов на рециркуляцию, их подача в топку возможна только специальным дымососом рециркуляции газов. В связи с этим возрастают общие затраты энергии на перекачку газов. Кроме того, возврат части газов в топку увеличивает общий объем газов в тракте от топки до места отбора газов и сопротивление этого тракта, отчего дополнительно увеличиваются затраты энергии на тягу в основных дымососах.

Доля рециркулирующих газов изменяется обычно от 5 до 30 % и увеличивается по мере снижения нагрузки, когда заметно снижается тепловосприятие конвективных поверхностей промежуточного перегревателя.

$$r_{rc} = V_{rc}/V_{г} \quad (5.6)$$

При вводе рециркулирующих газов происходит снижение температуры горения в топке и ослабление тепловосприятия топочных экранов. В конвективных поверхностях нагрева в результате увеличения объема и скорости газов увеличивается тепловосприятие, особенно в промежуточном перегревателе. В итоге в среднем 1 % рециркуляции газов обеспечивает повышение температуры пара на 1,5-1,7 °С (рис. 5.55).

Рециркуляцию дымовых газов применяют преимущественно на газомазутных котлах сверхкритического давления, которые не подвержены золотому износу при повышенной скорости газов. В этом случае обеспечивают небольшую (5-10 %) рециркуляцию газов даже при полной нагрузке, так как ослабление прямой отдачи в топочной камере оказывает положительную роль в отношении защиты экранов НРЧ от чрезмерно высоких тепловых нагрузок.

Введение инертных газов рециркуляции в ядро факела при сжигании твердых топлив приводит к затягиванию горения и возможному росту потерь теплоты с недожогом. Такая рециркуляция газов может быть рекомендована

только для топлив с большим выходом летучих веществ. В других случаях рециркуляцию газов можно осуществить в верх топки. Ее цель — снижение температуры газов перед ширмами, что уменьшает вероятность их шлакования,

Наличие рециркуляции газов приводит к некоторому повышению температуры уходящих газов и, следовательно, потерь теплоты с ними — 42, при этом несколько возрастает расход топлива по сравнению с режимом без рециркуляции.

Изменение положения факела в топке. Тепловосприятие топочных экранов определяется не только уровнем температуры в топке, но и характером её распределения по высоте топки. Изменяя положение факела, можно увеличить или уменьшить тепловосприятие топки, а следовательно, и температуру газов на выходе из нее.

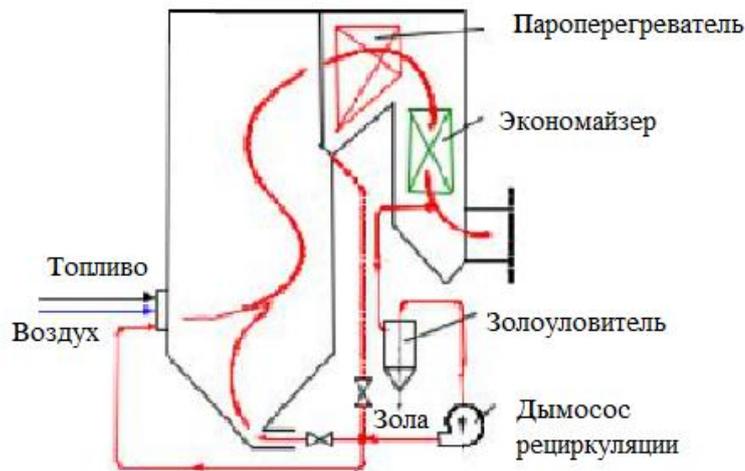


Рисунок 5.54 – Организация рециркуляции дымовых газов

Это в свою очередь изменяет тепловосприятие конвективных поверхностей. При повороте горелок вниз от горизонтального положения суммарное радиационное тепловосприятие топочных экранов увеличивается, а температура на выходе из топки  $87^{\circ}$  понижается, при этом уменьшается и тепловосприятие промежуточного пароперегревателя. Наоборот, поворот осей горелок вверх приводит к уменьшению тепловосприятия экранов (так как нижняя часть топки практически не «работает») и росту температуры продуктов сгорания на выходе из нее. Однако в практике эксплуатации разворот горелок затруднен из-за деформаций выходной части горелки под воздействием высоких температур факела, а применение этого метода при сжигании твердых топлив возможно только на мощных котлах с большой высотой топки, когда разворот горелок вверх, не приводит к появлению

недожога из-за уменьшения длины факела.

В последнее время для наладки теплового режима топки и регулирования перегрева применяют плоскофакельные горелки с верхним и нижним соплами подачи вторичного воздуха, установленными под углом к горизонтальному соплу ввода аэропыли. При преимущественной подаче вторичного воздуха по одному из сопел факел горелки отклоняется вверх или вниз, что обеспечивает наладку тепловой работы топки.

На газомазутных котлах старых выпусков с многоярусными горелками положение факела меняют переключением ярусов горелок, при этом суммарная мощность всех горелок составляет 150 % тепловой мощности котла. При большой нагрузке, когда перегрев пара растет, включают нижние ярусы горелок, а при малой нагрузке — верхние.

#### *Байпасирование продуктов сгорания.*

Байпасирование продуктов сгорания можно осуществить в двух вариантах: использованием холостого газохода между пакетами пароперегревателя (рис. 55, а) и распределением продуктов сгорания по параллельным газоходам, в одном из которых расположены другие поверхности нагрева (так называемый разделенный газоход, рис. 5.55).

Регулирование расхода продуктов сгорания через холостой газоход осуществляют газовыми заслонками (шиберами). При холостом газоходе газовые заслонки работают в тяжелых температурных условиях, а теплота высокотемпературных газов не используется. Более предпочтительным является применение разделенных газоходов, заполненных поверхностями нагрева. В этом случае регулирующие заслонки находятся в зоне относительно низких температур и работают более надежно. Еще лучше вариант без применения заслонок, а изменение расхода газов по газоходам конвективной шахты обеспечивается дымососами (рис. 5.56). Такой вариант применен на мощном котле для блока 800 МВт. Регулирование изменением расхода газов через поверхность более приемлемо при сжигании твердых топлив.

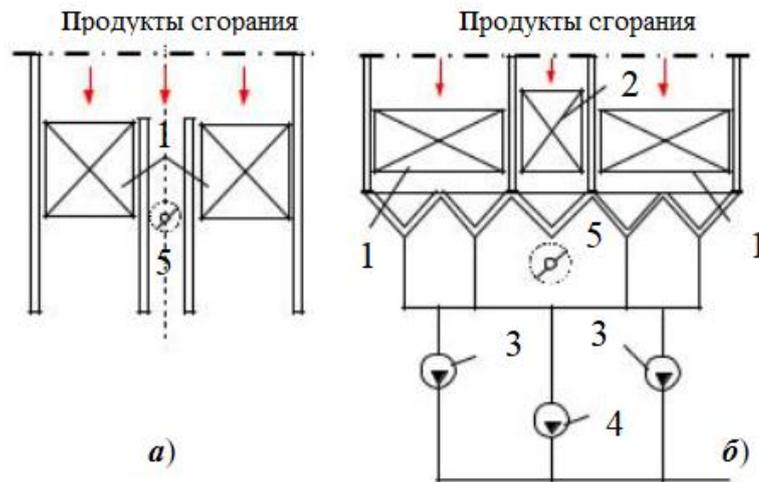


Рисунок 5.55 – Схемы регулирования температуры пара байпасированием продуктов сгорания:

а – через холостой газоход; б – распределением газов по заполненным газоходам; 1 – пакеты промежуточного перегревателя; 2 – экономайзер; 3, 4 – дымосос; 5 – регулирующая заслонка

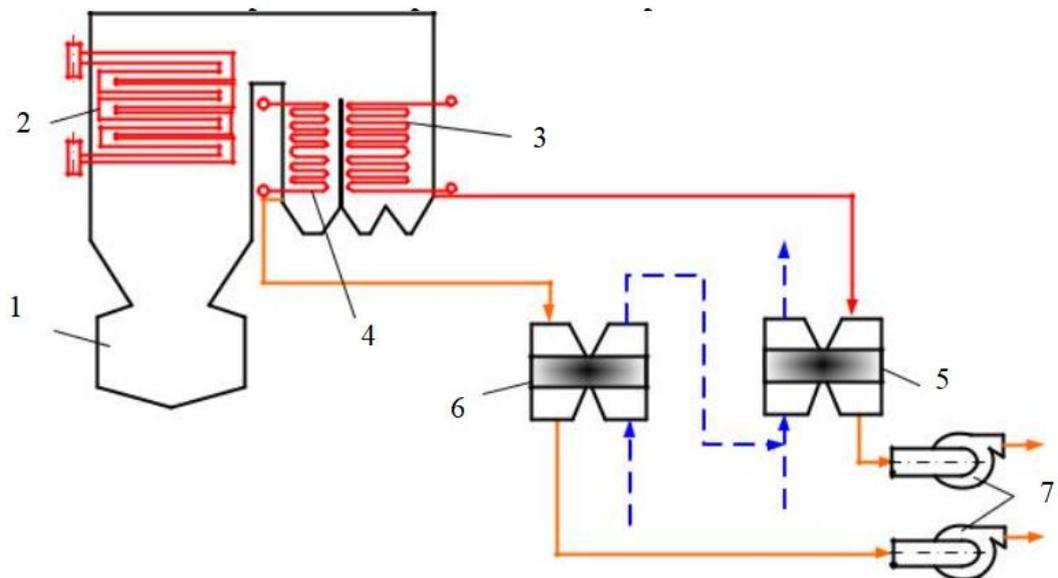


Рисунок 5.56 – Схема котла с разделением газоходов:

1 – топка; 2 – основной перегреватель; 3 – промперегреватель; 4 – экономайзер; 5 – основной воздухоподогреватель; 6 – предвключенный воздухоподогреватель, 7 – дымососы

### 5.3. Низкотемпературные поверхности нагрева. Водяные экономайзеры и воздухоподогреватели

Низкотемпературными называются поверхности, расположенные в нижней части конвективной шахты котла. Они являются последними рабочими поверхностями котла по тракту дымовых газов. К ним относятся поверхности *экономайзера* и *воздухоподогревателя*. Здесь температура газов становится уже сравнительно низкой (400-120 °С). В этой зоне поверхности котла подвергаются коррозии со стороны газового потока, увеличиваются загрязнения поверхности за счет летучей золы, и может возникнуть абразивный износ металла.

Рабочие процессы в экономайзере и воздухоподогревателе протекают различно. Однако по условиям тепловой работы экономайзер и воздухоподогреватель взаимно связаны. Эти поверхности используют теплоту низкотемпературных продуктов сгорания, их обычно размещают последовательно в конвективной шахте. Общими задачами при конструировании этих поверхностей нагрева являются интенсификация теплообмена и создание компактных малогабаритных элементов с умеренной затратой металла, которые подвергались бы минимальным золовому износу, заносу и коррозионным повреждениям.

Воздухоподогреватель работает в условиях наименьших температурных напоров между греющими продуктами сгорания и нагреваемым воздухом; здесь самый низкий коэффициент теплопередачи. Поэтому его поверхность нагрева превышает суммарную поверхность нагрева всех элементов водопарового тракта и для котла мощного блока достигает десятков и сотен тысяч квадратных метров.

#### Одно- и двухступенчатая компоновка низкотемпературных поверхностей нагрева

Для того, чтобы получить более высокую температуру горячего воздуха (при той же начальной температуре холодного воздуха), надо иметь более высокую температуру газов на входе в воздухоподогреватель  $\vartheta'_{вп}$  за счет, например, уменьшения поверхности экономайзера. Но тогда увеличивается температура уходящих газов, т.е. возрастает потеря теплоты.

В связи с этим при последовательной компоновке поверхностей экономайзера и воздухоподогревателя, называемой *одноступенчатой компоновкой*, имеет место ограничение температуры подогрева воздуха по условиям экономичности работы котла (рис. 5.57).

Пределная температура подогрева воздуха зависит от вида топлива и составляет 250-350 °С (большая температура для сильновлажных топлив с повышенным объемом продуктов сгорания).

Для подогрева воздуха до более высокой температуры (350-450 °С) воздухоподогреватель выполняют *двухступенчатым*, располагая часть поверхности экономайзера между этими ступенями (рис. 5.58).

Сущность двухступенчатой схемы заключается в увеличении температурного напора  $\Delta t$  на выходном (по воздуху) конце воздухоподогревателя в результате переноса его горячей (второй) ступени в область более высокой температуры продуктов сгорания. Это позволяет сохранить температуру уходящих газов на достаточно низком уровне.

Воздухоподогреватель выполняют из углеродистой стали, для которой максимально допустимая температура металла не превышает 500 °С, что при температуре подогрева воздуха до 400 °С соответствует температуре продуктов сгорания не более 600 °С. Обычно температура продуктов сгорания за пароперегревателем высокого давления выше, а потому для защиты металла второй ступени воздухоподогревателя, если в схеме котла нет промежуточного пароперегревателя, располагают вторую ступень экономайзера или переходную зону.

При двухступенчатой компоновке воздухоподогревателя и водяного экономайзера заметно увеличивается высота конвективной шахты, растут монтажные затраты, поэтому такая схема применяется только для топлив, которые не допускают для экономичного сжигания подогрева воздуха в одной ступени.

### Распределение температурных напоров

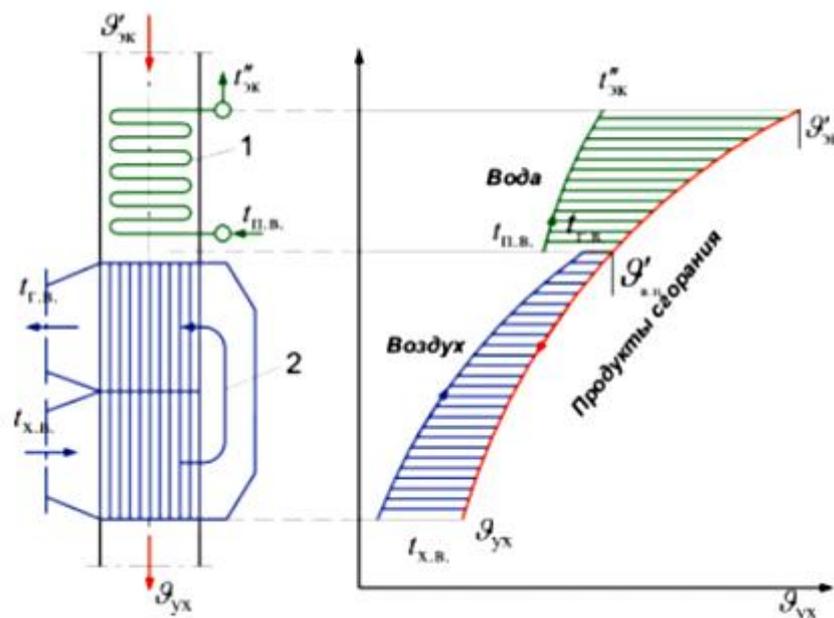


Рисунок 5.57 – Распределение температурных напоров при одноступенчатой компоновке низкотемпературных поверхностей нагрева:

1 – экономайзер; 2 – воздухоподогреватель

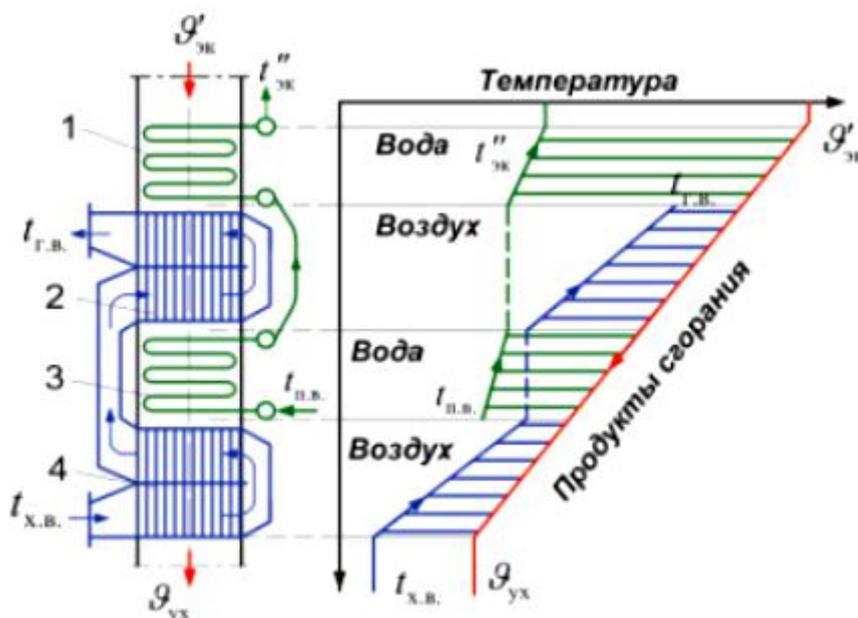


Рисунок 5.58 – Распределение температурных напоров при двухступенчатой компоновке низкотемпературных поверхностей нагрева:

1 и 3 – вторая и первая ступени экономайзера; 2 и 4 – вторая и первая ступени воздухоподогревателя

### Типы экономайзеров и их размещение

*Водяной экономайзер* как один из основных элементов котельных установок прежде исключительно предназначался для использования тепла отходящих газов, покидающих котлы. По мере повышения давления пара все более увеличивается значение водяного экономайзера. С повышением параметров пара увеличивается доля тепла, расходуемого на подогрев жидкости до кипения, и уменьшается скрытая теплота парообразования. Перенесение функции подогрева воды до кипения экономайзер дает возможность облегчить работу котла. Проще и надежнее получаются его циркуляционные контуры.

Таким образом, учитывая наличие сильно развитых поверхностей пароперегревателя и водяного экономайзера, большая часть поверхностей нагрева в современном энергетическом котле работает по прямоточному принципу, без естественной циркуляции, и сравнительно небольшая часть нуждается в обеспечении достаточной кратности циркуляции.

При работе водяного экономайзера гидравлическое сопротивление его может быть значительным, так как движение в нем нагреваемой среды

обеспечивается не за счет естественной циркуляции. Потому поверхность нагрева может быть выполнена из труб малого диаметра, что повышает коэффициента теплопередачи.

Температура воды на входе в водяной экономайзер определяется исходя из наиболее выгодного по тепловой схеме регенеративного подогрева. Характерные для современных ТЭС температуры воды на входе в водяной экономайзер приведены в таблице.

Таблица 5.3.1 – Температура воды на входе в водяной экономайзер

Рабочее давление, атм	40	101	140	255
Температура питательной воды, °С	145	215	230	260

По компоновке с котлом различают экономайзеры *центральные* и *индивидуальные*.

Схема включения центрального водяного экономайзера представлена на рис. 5.59.

Большой недостаток центрального водяного экономайзера: вследствие наличия обводного газохода, а также неплотностей заслонок неработающих котлов происходит значительный присос воздуха. Другим недостатком центрального экономайзера является то, что при его отключении на чистку либо ремонт все котлы не имеют подогрева воды, что вредно отражается на металле котла.

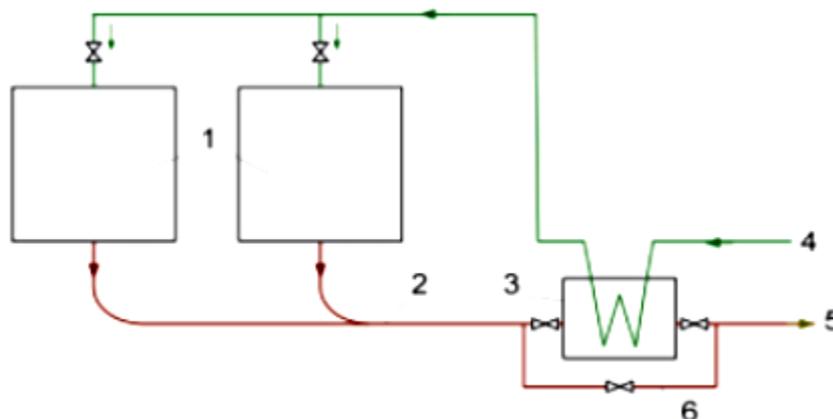


Рисунок 5.59 – Схема включения центрального водяного экономайзера: 1 – котлы; 2 – газоход; 3 – центральный экономайзер; 5 – отход газов к дымовой трубе; 6 – обводной газоход

Центральным экономайзером чаще всего оборудуют группу мелких котельных установок, когда индивидуальных экономайзер не удастся хорошо смонтировать с котлом.

В современных энергетических котлоагрегатах большой мощности применяют только индивидуальные водяные экономайзеры. Последние располагают в конвективной шахте. При наличии одной ступени воздухоподогревателя водяной экономайзер располагают перед ним (см. рис. 5.59.). При расположении “в рассечку” (см. рис. 5.3.) вначале идет (по ходу газов) II ступень водяного экономайзера, а затем II ступень воздухоподогревателя, потом I ступень водяного экономайзера и, наконец, I ступень воздухоподогревателя.

Экономайзеры могут быть *чугунные* и *стальные* (как индивидуальные, так и центральные).

*Чугунные водяные экономайзеры* могут быть ребристыми и игольчатыми.

Различие между ними очень незначительное, в основном в конструкции ребристой трубы.

Обычно чугунный ребристый экономайзер размещается в вертикальном газоходе. Трубы располагают горизонтально. Их соединяют при помощи чугунных колен (калачей) таким образом, чтобы питательная вода могла последовательно пройти по всем трубам снизу вверх (рис. 5.60).

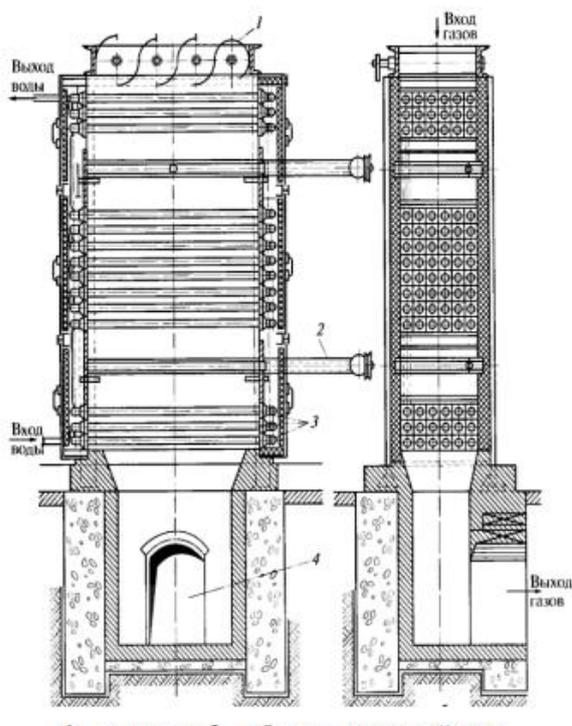


Рисунок 5.60 – Одноколонковый чугунный экономайзер

Движение вверх обязательно по той причине, что при нагревании из воды выделяются пузырьки растворенных ранее газов, которые должны из экономайзера удалиться. С целью надежного смывания пузырьков скорость движения воды должна быть более 0,3 м/с, а скорость золой и сажей не менее 5 м/с.

Чугунные ребристые экономайзеры применяют в котлах низкого и среднего давления. При давлении более 60 атм их никогда не ставят ввиду невысокой прочности чугуна.

Чугунные ребристые трубы имеют по краям прямоугольные фланцы, что дает возможность, набирая

группу труб, ограничить газоход с двух сторон металлическими стенками. Возможность присоса воздуха через щели между фланцами ликвидируется конопаткой асбестовым шнуром, укладываемым в особые канавки, находящиеся во фланцах.

Основное преимущество ребристых чугунных труб перед гладкотрубными чугунными – меньший расход металла, компактность, а следовательно, и дешевизна.

Игольчатые чугунные водяные экономайзеры мало чем отличаются от ребристых. На них вместо ребер отлиты обтекаемые иглы. Эти экономайзеры имеют меньшее сопротивление ввиду лучшей обтекаемости. Скорость в них обычно больше 10-12 м/с (по тазам) и они самообдуваются.

Основное преимущество чугунных экономайзеров – малая опасность внутренней и внешней коррозии. Это дает возможность широко применять их в малых установках, где требования к качеству питательной воды понижены.

Недостатки чугунных экономайзеров: невозможно построить на высокое давление; боязнь гидравлических ударов; большое количество фланцевых соединений с калачами; на зольных топливах – ребра засоряются золой.

Стальные экономайзеры можно разделить на: *гладкотрубные; ребристые; плавниковые и мембранные*. Стальными экономайзерами обычно снабжают котлоагрегаты давлением более 22 бар.

Плавниковые и мембранные экономайзеры (рис 5.61.):

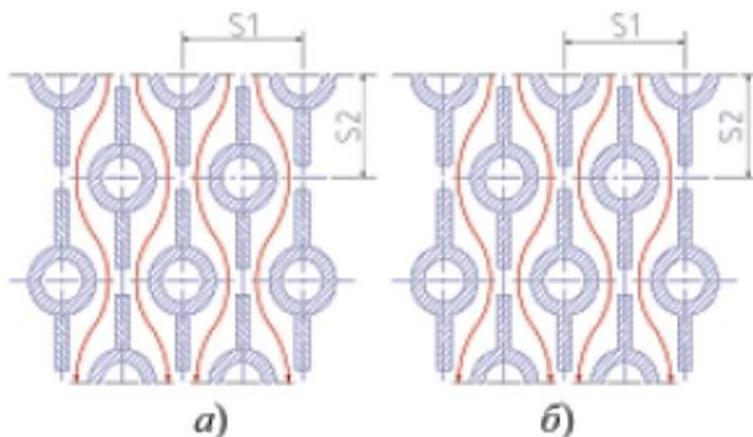


Рисунок 5.61 – Плавниковые трубы экономайзера:  
а – приварные плавники; б – трубы плавникового профиля

С целью интенсификации теплоотдачи и повышения компактности к гладкотрубным стальным змеевиковым экономайзерам приваривают плавники. Это повышают тепловосприятие. Объем, занимаемый

поверхностью нагрева с прямоугольными плавниками, меньше объема гладкотрубной на 25-30% при одинаковом расходе энергии на тягу.

Бывают и трубы плавникового профиля (рис. 5.61). В мембранных поверхностях экономайзеров (рис. 5.62) трубы сваривают листами стали толщиной 2-3 мм. Это уменьшает габариты водяного экономайзера на 40-50%.

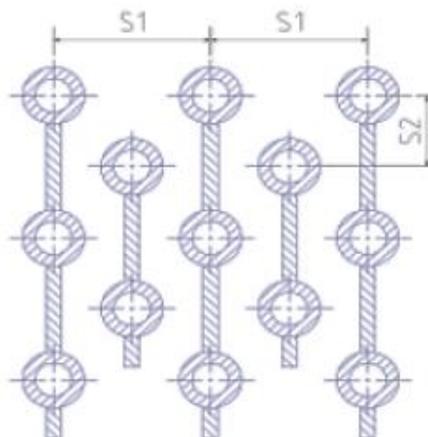


Рисунок 5.62 – Мембранная конвективная поверхность нагрева

В *стальных экономайзерах с ребристыми трубами* ребристые стальные трубы образуются плотной посадкой на гладкую стальную трубу чугунных колец с ребрами. Такие конструкции применяют чрезвычайно редко.

*Стальные гладкотрубные экономайзеры* получили наибольшее распространение. Они состоят из ряда параллельных согнутых в виде змеевиков труб (рис 5.63).

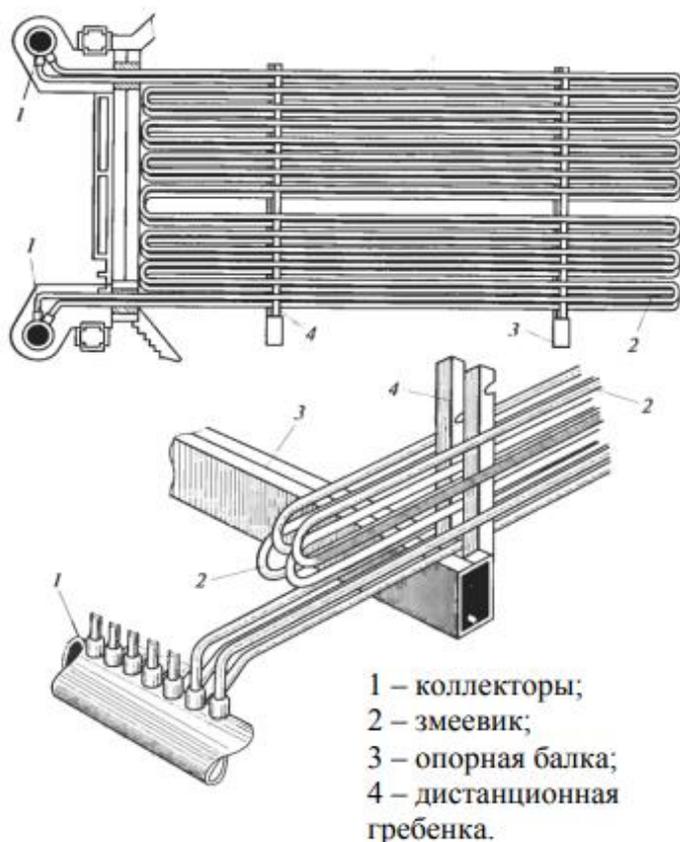


Рисунок 5.63 – Стальной экономайзер

Трубы экономайзера укреплены на стойках, которые устанавливают на опорные балки коробчатой формы. Опорные балки крепят к каркасу. Балки изолируют, а иногда и охлаждают воздухом, путем присоединения их к дутьевому вентилятору.

Как правило, трубы экономайзера располагают в шахматном порядке (лучший коэффициент теплоотдачи и меньший износ, чем при коридорном расположении).

По ходу газов экономайзер разбивается на пакеты высотой 1-1,5 м. Разрывы между пакетами в

пределах 550-600 мм, а между воздухоподогревателем – не менее 800 мм. Это улучшает условия ремонта, хотя и требует значительного увеличения высоты конвективной шахты.

Трубы к коллектору в современных конструкциях присоединяют сваркой через промежуточные штуцера, которые также приваривают к коллектору.

В котлостроении явно выражена тенденция к постепенному уменьшению диаметров труб водяных экономайзеров. Вначале для изготовления змеевиков применяли трубы с наружным диаметром 60 и 51 мм. Затем перешли на трубы 38 мм, и, наконец, в последнее время – на трубы 32 мм. В настоящее время предусматривают конструктивные и технологические меры для перехода к трубам диаметрами 28 и 25 мм.

С уменьшением диаметра труб водяных экономайзеров интенсифицируется теплопередача, уменьшаются загрязнения поверхностей нагрева золой и увеличивается поверхность нагрева, размещаемая в единице объема. Например, при переходе от труб диаметром 38 мм на трубы диаметром 28 мм занимаемый поверхностью нагрева объем может быть уменьшен до 40%.

При коридорном расположении труб они подвергаются значительно большим загрязнениям, чем при шахматном расположении. Кроме того, при равных условиях увеличиваются на 25% габариты поверхности и все металла. Поэтому для хвостовых поверхностей не следует располагать пучки труб в коридорном порядке.

Трубы в пакете экономайзера располагают как можно плотнее. По технологическим условиям изготовления змеевиков радиусгиба труб не может быть существенно меньше двух диаметров, поэтому минимальный шаг в продольном направлении  $S_r \geq 60$  мм. Уменьшение отношения  $S_r/d_n$  до 1,0-1,5 может быть достигнуто применением многорядных змеевиков (рис. 5.64).



Рисунок 5.64 – Схема расположения змеевиков в экономайзере

Уменьшение отношения  $S_r/d$  до 1 уменьшает габариты в 2,5 раза, а поверхность нагрева в 1,3 раза. Коэффициент загрязнения при этом уменьшается в 4 раза за счет самообдувки.

Поперечный шаг, исходя из условий необходимости размещения между трубами подвесок или опор змеевиков, рекомендуется:  $S_r/d = 2,3-2,5$ . Дистанционирование змеевиков осуществляют приваркой специальных гребенок к стойкам вверху и внизу пакета. В зонах температур больше  $500^\circ\text{C}$  обычно применяют опоры, а не подвески. Чтобы трубы змеевиков не прогибались, расстояние между креплениями не должно превышать 3,5 м.

Экономайзеры могут быть *кипящего* и *некипящего* типа. В экономайзерах кипящего типа допускается кипение воды с образованием пара в количестве 14-15%, а иногда до 20%.

Экономайзеры кипящего типа делают только стальными. Чугунные экономайзеры – все некипящего типа. В этих экономайзерах вода должна не догреваться до кипения на  $30-50^\circ\text{C}$ . Конструктивно экономайзер некипящего типа отличается от кипящего тем, что между водяным экономайзером и котлом может быть установлена запорная арматура. Обычно в котлах с водяным экономайзером некипящего типа имеется обводной боров, по

которому идут газы во время растопки. Также предусматривают и питание котла холодной водой мимо водяного экономайзера.

В водяных экономайзерах кипящего типа, которыми снабжены все современные котельные установки, между экономайзером и барабаном котла не установлено никакой запорной арматуры.

В экономайзерах кипящего типа, для надежного смыва со стенок образующихся пузырьков воды скорость движения воды должна быть не менее 1 м/с.

Наличие водяного экономайзера кипящего типа считается целесообразным, поскольку его применение в два раза выгоднее конвективной поверхности нагрева котла по причине более высокого значения  $\Delta t$  и большей простоты изготовления.

### **Интенсифицированные поверхности нагрева и условия их работы**

По принципу действия различают *рекуперативные* и *регенеративные* воздухоподогреватели.

Рекуперативные воздухоподогреватели работают с неподвижной поверхностью нагрева, через которую непрерывно передается теплота от продуктов сгорания к воздуху. В регенеративных воздухоподогревателях поверхность нагрева омывается попеременно то продуктами сгорания, нагреваясь при этом, то воздухом, отдавая ему теплоту.

Основным видом рекуперативных воздухоподогревателей является трубчатый воздухоподогреватель (ТВП) с вертикально расположенной трубной системой (рис 5.65).

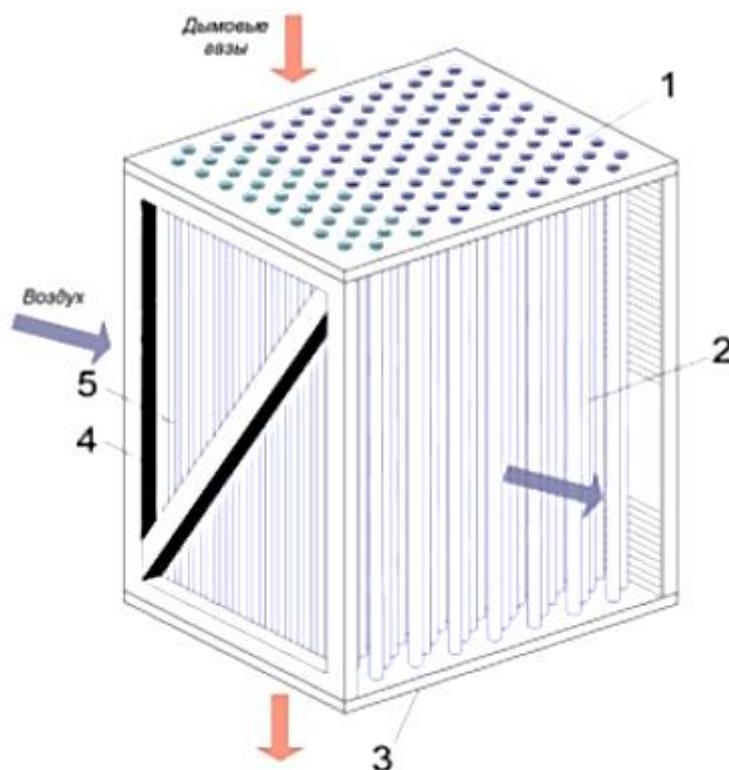


Рисунок 5.65 – Общий вид трубчатого воздухоподогревателя

Эти воздухоподогреватели выполняют из стальных труб наружным диаметром 30-40 мм при толщине стенки 1,2-1,5 мм. Трубы прямые вертикальные, концами приварены к трубным доскам и расположены в шахматном порядке. Обычно внутри труб проходят продукты сгорания (продольное омывание), теплота которых передается воздуху), движущемуся между трубами (поперечное омывание).

Для образования перекрестного тока воздуха трубную систему по высоте делят на несколько ходов промежуточными перегородками – досками; в местах поворота установлены воздушные перепускные короба (рис. 5.66, а). Воздухоподогреватель имеет наружные стальные плотные стенки и нижней трубой доской опирается на раму, связанную с каркасом котла.

Трубная система расширяется при нагревании кверху, при этом верхняя трубная доска должна иметь возможность перемещений и в то же время обеспечить плотность газохода при переходе от вышерасположенной поверхности экономайзера к воздухоподогревателю. Это достигается использованием *компенсаторов* (рис. 5.66, б, в, г, д).

Воздухоподогреватель выполняют в виде отдельных кубов (секций), удобных для монтажа и транспорта, которые заполняют все сечение газохода. Трубные доски секций также уплотняют линзовыми компенсаторами.

В котлах средней мощности воздух в воздухоподогреватель подают по его широкой стороне (см. рис. 5.66, а). Такая система называется

*однопоточной*. В агрегатах большой мощности этого сечения недостаточно, и при однопоточной схеме высота воздушного хода достигает больших размеров, при этом уменьшается число ходов в каждой ступени воздухоподогревателя, что приводит к снижению расчетного температурного напора.

*Двухпоточная по воздуху* схема (рис. 5.67, а) подвода воздуха позволяет уменьшить высоту хода, увеличить число ходов и соответственно повысить температурный напор. При очень большой мощности котла переходят к многопоточной схеме движения воздуха (рис. 5.67, б). Из-за низкого коэффициента теплопередачи обычно ТВП весьма металлоемки и громоздки, особенно в мощных установках.

При одинаковых скоростях продуктов сгорания и воздуха коэффициент теплоотдачи с газовой стороны ( $\alpha_1$ ) существенно ниже коэффициента теплоотдачи с воздушной стороны ( $\alpha_2$ ) воздухоподогревателя. Поэтому заметной интенсификации теплообмена можно добиться увеличением коэффициента  $\alpha_1$ . Это достигается в поверхностях нагрева, выполненных из *волнистых труб*. Во избежание забивания гибов труб загрязнениями из газового потока такой воздухоподогреватель выполняют *обращенного типа*, т.е. в нем трубы поверхности располагают горизонтально и закрепляют в вертикальных трубных досках, воздух движется внутри труб (продольное омывание), а продукты сгорания – между ними (поперечное омывание).

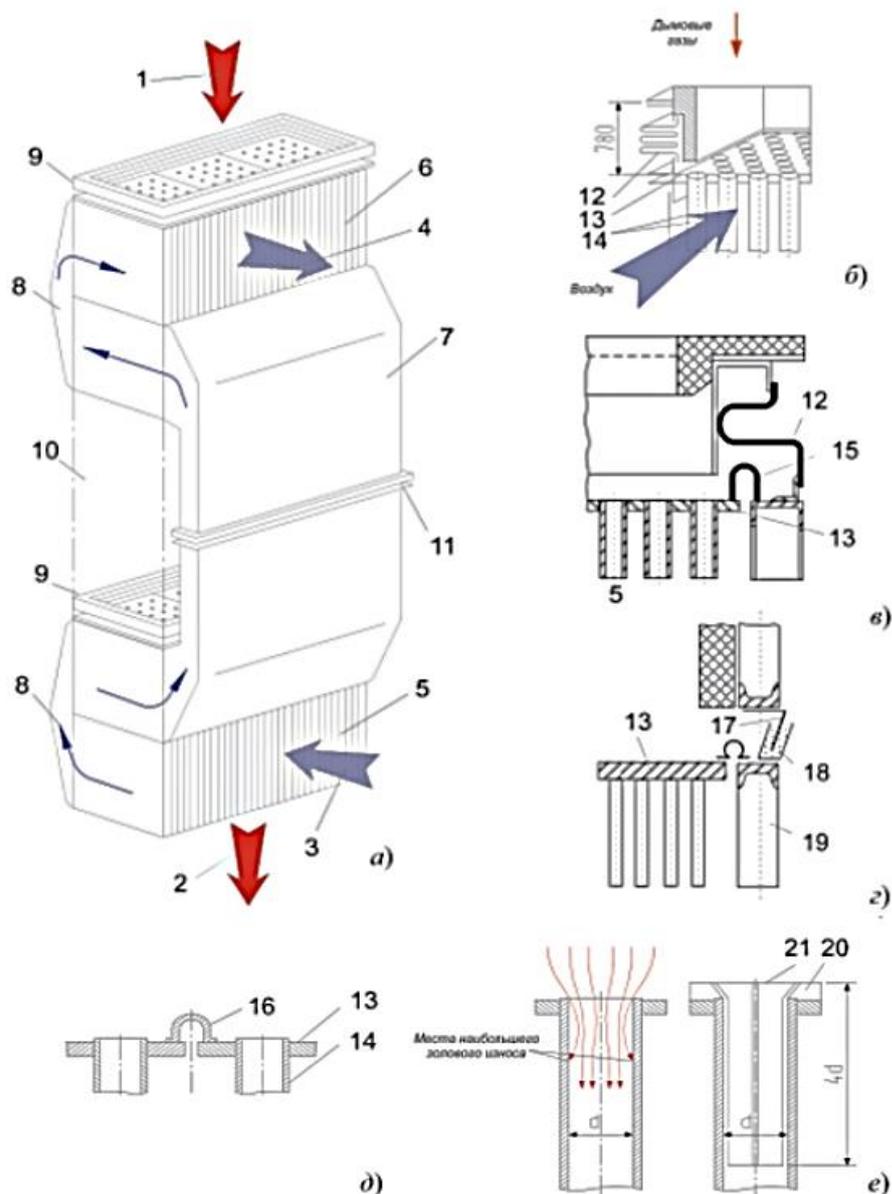


Рисунок 5.66 – Конструкция трубчатого воздухоподогревателя:  
*a* – вертикальный продольный разрез куба ВП; *б* – узел верхней трубной доски; *в* – компенсаторы для вертикального и горизонтального удлинения кубов;  
*г* – песочный компенсатор; *д* – компенсатор между соседними кубами;  
*е* – защита входных концов труб от золового износа; 1 – вход газов; 2 – выход газов; 3 – вход воздуха; 4 – выход воздуха; 5 – нижние кубы воздухоподогревателя; 6 – верхние кубы; 7, 8 – воздухоперепускные короба; 9 – наружный компенсатор; 10 – место установки водяного экономайзера; 11 – компенсатор на перепускном коробе; 12 – трехлинзовый компенсатор для продольных удлинений; 13 – трубная доска; 14 – трубы поверхности нагрева;

15 – компенсатор горизонтальных удлинений; 16 – компенсатор между кубами; 17 – песочный компенсатор; 18 – песок; 19 – колонна; 20 – дробь; 21 – втулка пружинящая

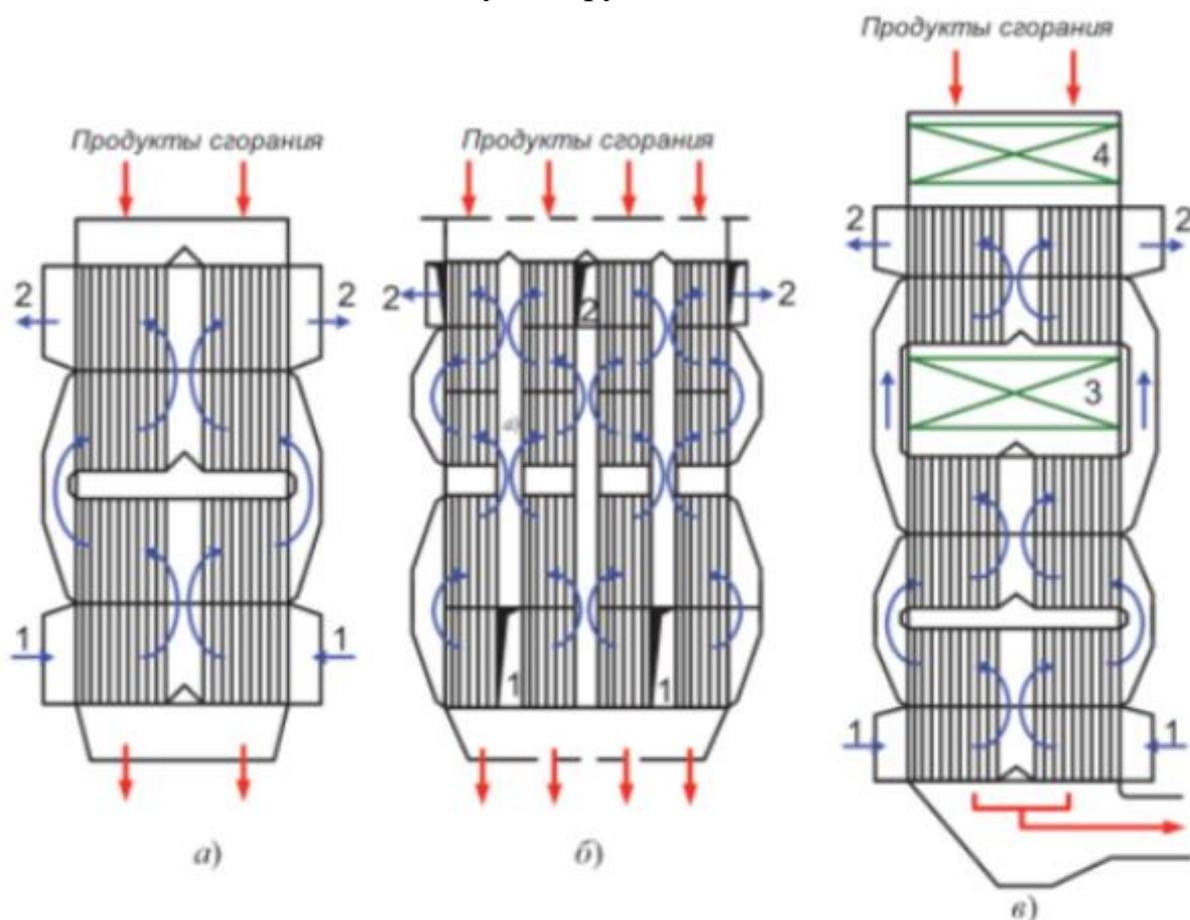


Рисунок 5.67 – Компоновка трубчатых воздухоподогревателей с различным подводом: *а* – двухпоточная; *б* – четырехпоточная; *в* – двухпоточная и двухступенчатая; 1 – подвод холодного воздуха; 2 – выход горячего воздуха; 3, 4 – первая и вторая ступени экономайзера

Расчеты и первый опыт эксплуатации такого воздухоподогревателя обращенного типа показывают, что поверхность нагрева и масса металла получаются меньше примерно в 2 раза по сравнению с поверхностью нагрева и массой металла традиционных ТВП, хотя стоимость производства волнистых труб выше.

Трубчатые воздухоподогреватели просты по конструкции, надежны в работе, значительно более плотны в сравнении с воздухоподогревателями других систем. Однако они в больше мере подвергаются коррозии, в результате чего в трубах появляются трудно обнаруживаемые сквозные отверстия, и воздух перетекает на газовую сторону, увеличивая потерю  $q_2$  и затраты на перекачку увеличенного объема продуктов сгорания.

Основным типом регенеративного воздухоподогревателя тепловых электростанций являются *вращающиеся регенеративные воздухоподогреватели* (РВП), у которых поверхностью теплообмена служит набивка из тонких гофрированных и плоских стальных листов, образующих каналы малого эквивалентного диаметра ( $d_э = 8-9$  мм) для прохода продуктов сгорания и воздуха (рис. 5.68). Набивка в виде *секций* заполняет цилиндрический пустотелый ротор, который по сечению разделен глухими радиальными перегородками на изолированные друг от друга секторы. Ротор воздухоподогревателя медленно вращается (с частотой 1,5-2,2 об/мин), его вал имеет привод от электродвигателя через шестеренчатую передачу. Диаметр ротора РВП в зависимости от типоразмера составляет от 5,4 до 14,8 м, а высота его – от 1,4 до 2,4 м.

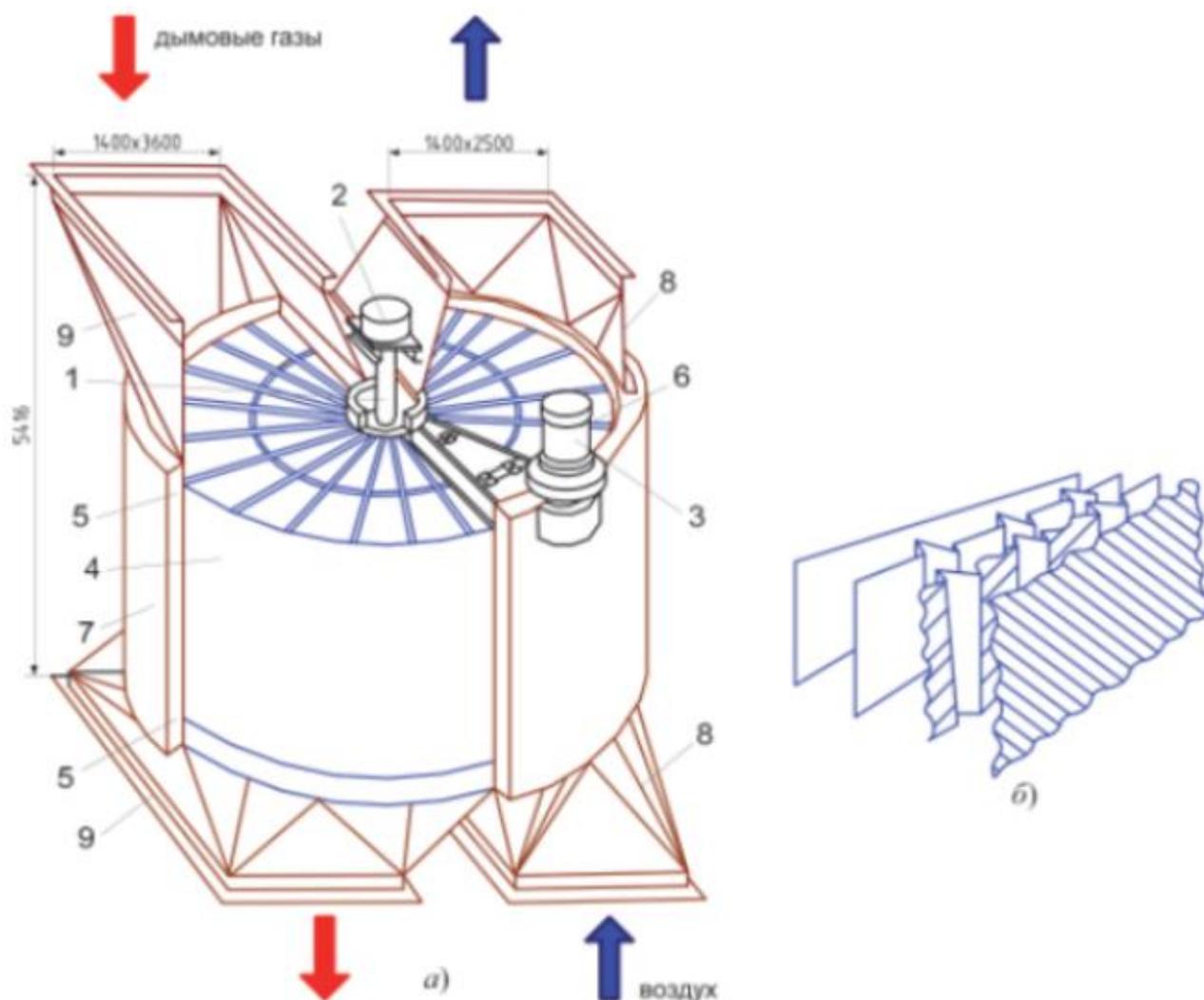


Рисунок 5.68 – Схема работы РВП: *а* – общий вид аппарата; *б* – пластины металлической набивки; 1 – вал; 2 и 3 – нижняя и верхняя опоры; 4 – секция ротора; 5 – верхнее периферийное уплотнение; 6 – зубья привода; 7 – наружная металлическая обшивка (кожух); 8 – коробка подвода (отвода) дымовых газов (воздуха); 9 – фланец

Движение газового и воздушного потока раздельное и непрерывное, а набивка попеременно проходит через эти потоки. В газовой части РВП металлическая набивка секторов аккумулирует теплоту, а затем отдает ее воздушному потоку. В итоге организуется непрерывный нагрев воздуха переносом теплоты, аккумулированной набивкой в газовом потоке. Взаимное движение потоков противоточное.

Основные требования, предъявляемые к набивкам: возможно большая интенсивность теплообмена и минимальное аэродинамическое сопротивление. Применение волнистых (гофрированных) листов обеспечивает интенсификацию конвективного теплообмена и тем самым более быстрый нагрев набивки и затем более глубокое ее охлаждение, т.е. повышает эффективность теплового использования металла набивки, хотя аэродинамическое сопротивление такой поверхности увеличивается. Поверхность нагрева 1 м<sup>3</sup> набивки составляет 300-340 м<sup>2</sup>, в то время как в ТВП этот показатель составляет около 50 м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup> объема.

Воздушный и газовый потоки в элементах РВП имеют значительный перепад давления. Этот перепад практически одинаков для газозвдушного тракта с уравновешенной тягой и с наддувом (рис 5.69, а).

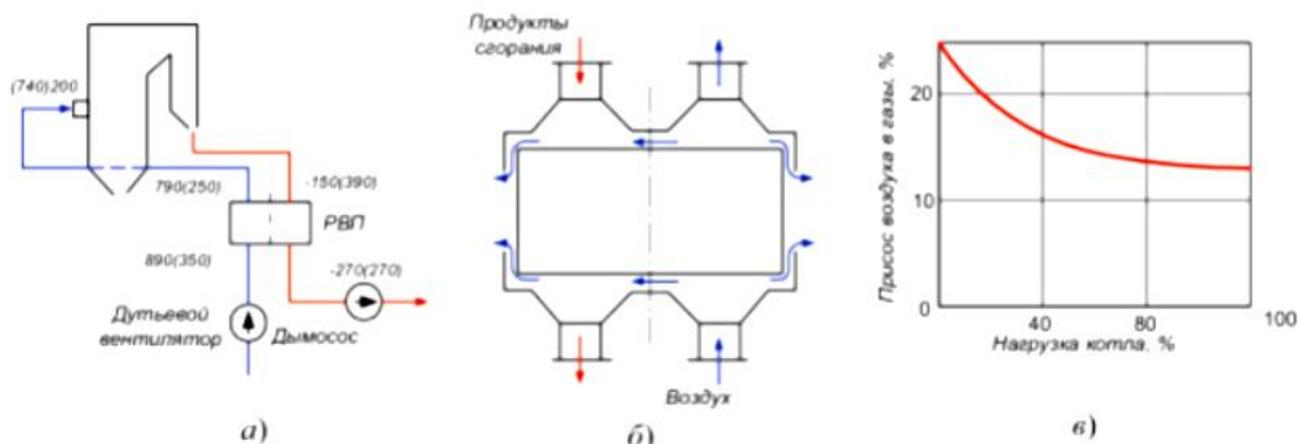


Рисунок 5.69 – Условия работы газовой и воздушной частей РВП: а – перепады давлений (в кгс/м<sup>2</sup>) в газовом и воздушном трактах при работе котла под разрежением и под наддувом (в скобках); б – места перетоков воздуха в РВП;

в – изменение суммарного присоса воздуха в газовый тракт от нагрузки котла

При невозможности полной герметизации газового и воздушного потока в условиях вращающегося ротора имеют место перетоки воздуха по радиусу ротора на газовую сторону, а также потери воздуха вовне по периферии воздушной части ротора и присосы окружающего воздуха в газовый поток по

периферии ротора в газовой его части, см. рис 5.69, б (в условиях, когда газовый поток находится под разрежением). Утечки воздуха вовне и присосы его в газовый поток примерно равны, и их можно условно также рассматривать как перетоки. Суммарные нормированные перетоки воздуха в РВП составляют около 15 % при номинальной нагрузке и заметно возрастает при снижении ее (рис. 5.69, в). Перетоки воздуха приводят к перегрузке дымососов и дутьевых вентиляторов (на входе в РВП расход воздуха больше, чем необходимый), снижается тепловая эффективность работы РВП, и несколько увеличивается температура газов на выходе из него (растет потеря  $q_2$ ).

Защита от перетоков достигается уплотнениями, устанавливаемыми в верхней и нижней частях роторов. Различают уплотнения: *периферийное кольцевое* на внешней поверхности ротора, *внутренне кольцевое* вокруг вала РВП и *радиальное*, разделяющее воздушный и газовый потоки. На рис. 5.70 показано периферийное уплотнение серийного РВП. Оно выполняется в виде неподвижного уплотнительного кольца, образующего с вращающимся фланцем ротора очень малый зазор  $\delta$ . Зазор регулируется винтом. Аналогично выполняют внутреннее кольцевое уплотнение. Радиальное уплотнение выполняют в виде секторных разделительных плит, установленных между газовой и воздушной частями РВП. По ним скользят пружинистые металлические планки, закрепленные на ребрах секторов, и перекрывают зазор между корпусом и ротором (см. рис. 5.70).

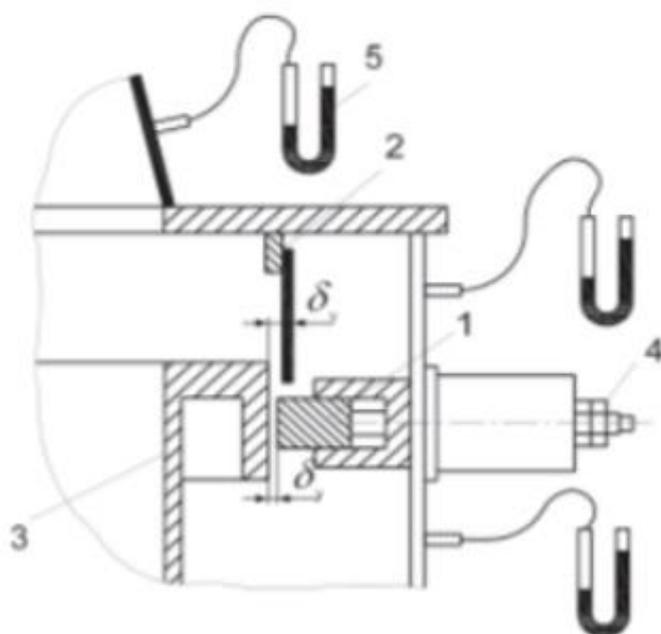


Рисунок 5.70 – Периферийные уплотнения РВП: 1 – уплотняющая колодка; 2 – окружное уплотнение их стального листа; 3 – ротор РВП; 4 – регулирующий винт; 5 – дифманометр для определения

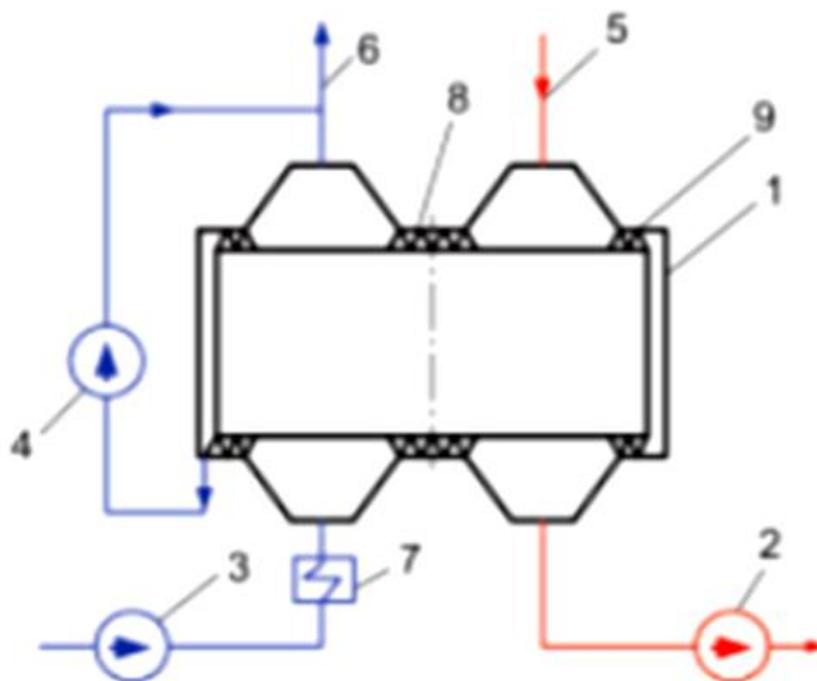


Рисунок 5.71 – Схема отсоса воздуха из корпуса РВП: 1 – корпус; 2 – дымосос; 3 – дутьевой вентилятор; 4 – вентилятор отсоса воздуха; 5 – продукты сгорания; 6 -горячий воздух; 7 – калорифер; 8 – радиальное уплотнение; 9 – периферийное уплотнение

Для уменьшения отрицательного эффекта присосов и утечки воздуха на крупных РВП применяют отсос воздуха из общего корпуса РВП, при этом в корпусе устанавливается пониженное давление, и доля присоса воздуха в продукты сгорания может быть сведена к минимуму. Для исключения перегрузки дутьевого вентилятора отсос из корпуса направляют в короб воздуха после РВП (рис 5.71). Регенеративные воздухоподогреватели получили широкое распространение на крупных энергоблоках. Эти воздухоподогреватели конструктивно сложнее, но они компактны, требуют меньшего расхода металла, имеют невысокое аэродинамическое сопротивление, коррозия набивки поверхности нагрева не приводит к увеличению присосов воздуха.

## Раздел VI. Чистота пара и водный режим

### 6.1 Требования, предъявляемые к качеству питательной воды и пара

#### Влияние загрязнений на работу оборудования.

Для поддержания паровых котлов в рабочем состоянии одним из пунктов является соблюдения *водно-химического режима*. Под водно-

химическим режимом понимается совокупность мероприятий по получения надлежащего качества питательной воды и пара и предотвращения образования в котлах накипи, отложений или коррозии.

Присутствующие в котловой воде вредные примеси отрицательно влияют на работу теплофикационного оборудования. Их разделяют на три основные группы:

1. Нерастворимые механические - песок, глина, частицы корродирующего металла, окалина.
2. Растворенные, образующие осадок, - соли жесткости (кальций, магний).
3. Коррозионно-активные вещества - марганец, железо, хлориды, растворенные газы.

Влияние качества воды на работу котла: наличие примесей в питательной воде приводит к явлениям, существенно усложняющим работу котельного агрегата. В первую очередь следует выделить накипеобразование, загрязнение пароперегревателей и турбин, внутреннюю коррозию в трубах.

*Накипеобразование* на внутренней поверхности обогреваемых труб относится к наиболее нежелательному явлению. При появлении накипи толщина  $\delta_n$  на внутренней поверхности труб повышается температура стенки  $t_{ст}$  на наружной обогреваемой поверхности металла по причине низкой теплопроводности накипи  $\lambda_n$ .

*Внутренние загрязнения на трубах* пароперегревателей и лопатках турбин появляются при выносе солей из барабана котла с частичками влаги и вследствие растворимости некоторых солей в паре

В барабанах котлов и экранных труб наблюдается *щелочная коррозия*, определяемая концентрацией щелочи NaOH, достигающей опасных значений при выпаривании котловой воды. Особенно активно коррозия протекает под слоем непрочных отложений (накипи и шлама).

Обработка воды в котельной решает несколько задач. Содержащиеся в рабочей среде твердые нерастворимые частицы приводят к поломкам циркуляционных насосов, повреждениям трубопроводов, запорной и регулирующей арматуры. Они уменьшают сечение труб и забивают фильтры.

Растворенные соли жесткости приводят к образованию накипи на внутренней поверхности нагревательных элементов котлов. Это приводит к таким проблемам:

- уменьшение полезного сечения трубопроводов;
- потери давления теплоносителя, нарушение его циркуляции в системе;
- снижение эффективности передачи тепла через стенки теплообменников;
- понижение КПД котла, увеличение расхода топлива;

- уменьшение срока службы теплообменного оборудования;
- вспенивание воды и вымывание солей из барабана парового котла;
- перегрев металла пароперегревателя, появление свищей, отдулин, разрывов трубопроводов.

Присутствие агрессивных соединений становится причиной коррозии металла теплообменников. Марганец и железо приводят к электрохимической коррозии, катализатором этого процесса выступает растворенный кислород или углекислый газ. А содержащиеся в воде хлориды образуют на поверхности металла пленку, которая приводит к химической коррозии.

Для предотвращения таких проблем вода для котельных перед подачей в систему обязательно проходит докотловую обработку. Также ее качество постоянно контролируют в процессе эксплуатации - проводят лабораторные анализы и экспресс-тесты непосредственно в котельной.

Так же для подготовки воды на станциях проводятся различные мероприятия, такие как:

- организация станционной водоподготовки;
- организация коррекционных методов поддержания качества котловой воды;
- организация безнакипного режима работы поверхностей нагрева;
- борьба с уносом солей паром;
- вывод примесей воды.

### **Источники загрязнения питательной воды.**

Источниками водоснабжения для питания котлов являются пруды, реки, озера, используются также грунтовые или артезианские воды, вода из городского или поселкового водопровода.

В составе природных вод имеются механические примеси минерального или органического происхождения, растворенные химические вещества и газы, поэтому без предварительной очистки природные воды непригодны для питания котлов.

Воду, используемую в паровых и водогрейных котлах, в зависимости от участка технологической цепи, на котором она используется называют по-разному. Так, вода, поступающая в котельную или ТЭЦ от возможных источников водоснабжения, называется исходной, или сырой, водой. Как правило, эта вода требует предварительной химической подготовки перед использованием ее для питания котлов.

Вода, поступающая для питания котлов, называется питательной. Вода, подаваемая для восполнения потерь пара или расходов воды в тепловых сетях, называется подпиточной.

Воду, находящуюся в испарительной системе котла, называют котловой. Пар, получаемый в промышленных котлах, направляют в различные теплоиспользующие устройства, конденсат из которых возвращается не полностью либо он настолько загрязнен, что не может быть непосредственно использован. Кроме того, часть пара и воды при наличии неплотностей теряется. В связи с этим необходимо систематически добавлять в тепловые сети некоторое количество воды извне. В водогрейные котлы также приходится добавлять воду из-за ее утечек в системе теплоснабжения или использования потребителями.

Для восполнения воды, можно воспользоваться разными источниками водоснабжения, но лучшая вода будет получена из конденсата. Поэтому сырую воду перед использованием для питания котлов или подпитки тепловых сетей предварительно обрабатывают с целью улучшения ее качества.

Качество исходной, подпиточной, питательной и котловой воды характеризуется содержанием взвешенных частиц, сухим остатком, общим солесодержанием, жесткостью, щелочностью, содержанием кремниевой кислоты, концентрацией водородных ионов и содержанием коррозионно-активных газов.

### **Растворимость примесей в водном теплоносителе и закономерности образования отложения.**

Примеси, поступающие в водный теплоноситель, можно разделить на две группы:

- Естественные примеси;
- Продукты коррозии.

Естественные примеси поступают в водяной тракт за счет присосов воды в конденсаторе и сетевых подогревателях, с добавочной водой; остаточная концентрация катионов Na, K, Ca, Mg не изменяется после БОУ (после конденсатора, если нет БОУ). Продукты коррозии (катионы Fe, Cu, Al и др.) образуются в самом водяном тракте, их количество увеличивается по мере прохождения среды по тракту.

Естественные примеси делятся на две группы: трудно (мало) растворимые и легко (хорошо)растворимые.

К труднорастворимым соединениям относятся соединения Ca и Mg: сульфат  $\text{CaSO}_4$ , карбонаты  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{MgCO}_3$ , силикаты  $\text{CaSiO}_3$ ,  $\text{MgSiO}_3$ , гидроксиды  $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ,  $\text{Mg}(\text{OH})_2$ .

К легкорастворимым соединениям Ca и Mg относятся: сульфат  $\text{MgSO}_4$ , хлориды  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{MgCl}_2$ , бикарбонаты  $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ ,  $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$ . Все натриевые соединения обладают высокой растворимостью в воде.

Поступление в паровой котел труднорастворимых соединений кальция и магния с питательной водой лимитируется на достаточно низком уровне. При нарушениях в работе конденсатоочистки, увеличении присосов воды в конденсаторе количество поступающих соединений Ca и Mg значительно возрастает.

Такие соединения, как  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{Mg}(\text{OH})_2$ , имеют отрицательный температурный коэффициент растворимости, т.е. с ростом температуры растворимость падает (рис.6.1). В природных водах содержание Ca существенно выше, чем Mg, поэтому при анализе поведения труднорастворимых соединений обычно рассматривают только соединения Ca.

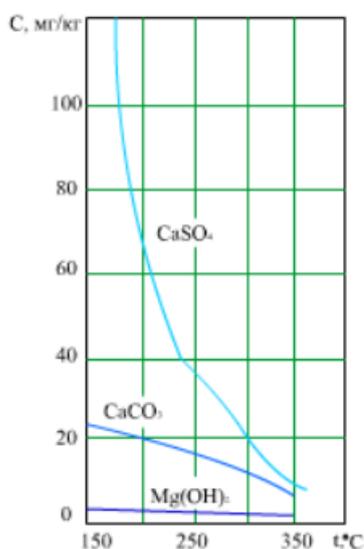


Рисунок 6.1 – Растворимость основных накипеобразователей, присутствующих в воде

*Сухим остатком* называется содержание растворенных и коллоидных неорганических и органических твердых примесей, выраженное в мг/кг или мкг/кг. Сухой остаток определяется выпариванием воды, профильтрованной плотным бумажным фильтром, с последующей сушкой остатка при температуре 110 °С.

*Общее солесодержание* характеризует суммарное содержание минеральных веществ, растворенных в данной воде, выраженное в мг/кг или мкг/кг.

*Общей жесткостью* воды называют суммарное содержание в воде солей магния и кальция. Различают карбонатную жесткость, обусловленную растворенными в воде солями кальция  $[\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2]$  и магния  $[\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2]$  и некарбонатную, обусловленную всеми остальными солями кальция и магния ( $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{MgCl}_2$  и др.).

Общая жесткость разделяется на временную и постоянную. *Временная жесткость*, обусловленная содержанием в воде бикарбонатов кальция и магния  $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$  и  $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$ , устраняется при кипении воды. *Постоянная жесткость* обусловлена содержанием в воде солей магния и кальция, кроме двууглекислых. Жесткость воды выражается концентрацией соответствующих ионов растворенных веществ, выраженной в эквивалентных единицах – микрограмм-эквивалент на килограмм (мкг-экв/кг) или миллиграмм-эквивалент на килограмм (мг-экв/кг). При этом  $1 \text{ мкг-экв/кг} = 0,0005 \text{ ммоль/кг}$ .

*Щелочностью* воды называют суммарное содержание в ней гидроксильных, карбонатных, бикарбонатных и других анионов.

В зависимости от содержания анионов, характеризующих щелочность, различают: гидратную щелочность, обусловленную концентрацией гидроксильных анионов; карбонатную, обусловленную концентрацией карбонатных анионов; бикарбонатную, обусловленную концентрацией бикарбонатных анионов. Щелочность измеряется в мкг-экв/кг или мг-экв/кг.

*Кремнесодержанием* называют суммарную концентрацию в воде различных соединений кремния, которые могут находиться как в молекулярной, так и в коллоидной формах. Кремнесодержание условно пересчитывают на  $\text{SiO}_2$  и выражают в мкг/кг или мг/кг.

Важное значение имеет показатель pH, характеризующий концентрацию в воде водородных ионов. В воде происходит непрерывный обратимый процесс диссоциации молекул воды на ионы водорода  $\text{H}^+$  и гидроксильные ионы  $\text{OH}^-$ . Одновременно диссоциирует весьма небольшое число молекул (около десятимиллионной части всех молекул). Однако в результате диссоциации в воде находится определенное равновесное число ионов водорода  $\text{H}^+$  и гидроксильных ионов  $\text{OH}^-$ . В чистой воде концентрация водородных ионов всегда равна концентрации гидроксильных ионов. При наличии в воде растворенных веществ указанное равенство нарушается. Концентрация водородных ионов в химически чистой воде при температуре  $22 \text{ }^\circ\text{C}$  равна  $10^{-7}$ . Концентрацию водородных ионов в воде принято выражать десятичным логарифмом этого числа, взятым с обратным знаком, и обозначать

pH. Следовательно, для абсолютно чистой воды pH = 7. При pH, меньшем 7, концентрация ионов водорода увеличивается, что свидетельствует о кислой реакции воды. Для воды, содержащей растворенные щелочи, pH больше 7.

Коррозионно-активными газами, содержащимися в воде, являются кислород и углекислый газ. Содержание их в воде выражается в мкг/кг или мг/кг.

### **Растворимость примесей в рабочей среде СКД и области их отложений.**

Водно-химический режим, рекомендованный для котла, должен обеспечить получение необходимой чистоты пара перед турбиной, ограничение допустимой скорости образования отложений на внутренних поверхностях оборудования и снижение интенсивности коррозионных процессов по пароводяному тракту. Решение этих задач определяется типом оборудования, параметрами водного теплоносителя, материалом оборудования, количеством и составом примесей и т.п.

Необходимая чистота пара определяется предотвращением заноса примесями проточной части турбины. Паровая турбина чувствительна к отложениям примесей: достаточно 3...4 кг отложений на лопатках, чтобы турбина 300 МВт снизила свою мощность и экономичность. С увеличением давления перед турбиной уменьшается проходное сечение лопаточного аппарата и, следовательно, возрастает влияние солевого заноса на ее работу. Поэтому с ростом давления перегретого пара возрастают требования к его чистоте.

В (таб.6.1) представлены *нормы качества* пара для барабанных котлов и котлов сверхкритического давления (по "Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей"). Нормирование качества пара ведется по натрию, так как соединения натрия составляют значительную долю примесей пара, и кремнекислоте, растворимость которой в паре с ростом давления существенно возрастает, и она в турбине образует трудносмываемые отложения.

Таблица 6.1 – Нормы качества пара паровых котлов

Нормируемая величина	Прямоточные котлы СКД	Барабанные котлы		
		Давление пара, МПа	ГРЭС и отопительные ТЭЦ	ТЭЦ с производственным отбором пара

Содержание натрия (в пересчете Na), мгк/кг, не более	5	(3,9)(9,8)(13,5)	601510	1002515
Кремневая кислота (в пересчете на SiO <sub>3</sub> ) не более	15	(7,0 и выше)	15	25
Значение pH не менее	7,5	13,8	7,5	7,5
Удельная электрическая проводимость, мкСм/см не более	0,3	-	-	-

В барабанных котлах нормам (таб. 6.1) должен соответствовать не только перегретый, но и насыщенный пар, поскольку возможно выпадение примесей в поверхностях пароперегревателя.

Концентрация примесей в насыщенном паре определяется уносом влаги  $\omega$ , %, и растворимостью в паре, характеризуемой коэффициентом распределения  $K_p$ .

Концентрацию примеси в паре  $C_p$ , уходящем из барабана котла, можно существенно снизить по сравнению с  $C'_n$ , если обеспечить промывку влажного пара на специальном устройстве.

Таким образом, в барабанном котле качество пара зависит не только от качества питательной воды, но и других факторов. Поэтому нормы качества питательной воды для этих котлов устанавливаются менее жесткие (таблица 6.2), использовать блочные обессоливающие установки (БОУ) экономически невыгодно.

Таблица 6.2 – Нормы качества питательной воды

Нормируемая величина	Барабанные котлы, p=13,8 МПа	Прямоточные котлы СКД
Общая жесткость, мгк-эquiv/кг, не более	1	0,2
Соединения натрия (Na), мгк/кг, не более	50	5
Соединения натрия (Fe), мгк/кг, не более	20	10
Соединения натрия (Cu), мгк/кг, не более	5	5

Масла, мгк/кг, не более	300	100
Кремниевая кислота (SiO <sub>3</sub> ), мгк/кг, не более	40	15
Значение pH (при обессоленной добавочной воде)	9,1 +/- 0,1	ГАВР: 9,1 +/- 0,1 НОВР: 7,0 +/- 0%
Удельная электрическая проводимость, мкСм/см, не более	-	0,3
Растворенный O <sub>2</sub> после деаэратора, мгк/кг	До 10	-

В прямоточных котлах примеси питательной воды переходят в пар или образуют внутритрубные отложения, что отрицательно сказывается на работе котла. Качество питательной воды прямоточных котлов должно быть высокое (таб. 6.2). Добавочная вода проходит химическое обессоливание. В блоках СКД организуется 100%-ная конденсатоочистка в БОУ для удаления механических примесей (нерастворенных продуктов коррозии конструкционных материалов), коллоидно-дисперсных и растворенных веществ, попадающих в конденсат за счет присосов в конденсаторе.

Ограничение образования отложений в барабанном котле происходит за счет снижения  $S_{к.в}$  (продувка, ступенчатое испарение), а в прямоточном котле докритического давления может быть выделена переходная зона для отложения в ней большинства примесей. Во всех случаях устанавливаются предельные концентрации примесей в питательной воде и проводится коррекция химического состава воды для уменьшения количества отложений и увеличения их теплопроводности.

Полностью избежать отложений в поверхностях котла не удастся, поэтому для их удаления проводятся периодически химические промывки котла или его отдельных поверхностей.

Снижение интенсивности коррозионных процессов обеспечивается путем ввода в конденсат и питательную воду реагентов, влияющих на скорость коррозии, создающих на поверхности металла защитные пленки с высокой теплопроводностью.

В прямоточных котлах СКД качество питательной воды должно быть равным или близким к качеству пара.

Растворимость соединений меди, натрия и кремнекислоты в водном теплоносителе СКД достаточно велика, и эти соединения проходят котел транзитом. Допустимые концентрации Cu, Na и SiO<sub>2</sub> в питательной воде вызваны надежной работой турбины.

Снижение допустимых концентраций соединений железа и солей жесткости в питательной воде направлено на уменьшение скорости роста малотеплопроводных отложений в радиационных поверхностях нагрева, особенно в котлах, сжигающих мазут.

## **6.2 Водный режим парогенераторов**

### **Задачи водного режима**

Задачей химического контроля водоподготовки и водного режима в промышленных котельных является своевременное выявление отклонений основных показателей качества умягченной, питательной, котловой воды и конденсата от установленных эксплуатационных норм вследствие нарушения технологического процесса или появления дефектов в работе водоподготовительного оборудования и нарушения водного режима паровых котлов.

Одной из основных задач водоподготовки и водно-химических режимов современных теплоэнергетических объектов с паровыми и водогрейными котлами является уменьшение скорости коррозии металла, контактирующего с водой. Это делается в первую очередь соблюдением норм химического состава воды и постоянным контролем последнего.

Рассмотрены методики решения практических задач в области водоподготовки и водного режима тепловых и атомных электростанций с подробным описанием этапов постановки задачи, построения математической модели, разработки алгоритма и написания программы. Для описания алгоритмов использованы блок-схемы и структурные диаграммы. Программы составлены с использованием алгоритмических языков Бейсик и Паскаль. Изложены приемы работы с персональным компьютером.

При выборе рациональной схемы водоподготовительной установки и сравнении конкурирующих методов и схем приготовления добавочной питательной воды в конечном счете решающими показателями являются себестоимость тонны обработанной воды, эксплуатационные расходы, связанные с обработкой котловой воды, и потери тепла с продувочной водой, отнесенные к 1 кВт/ч выработанной электроэнергии. Правильное решение этой задачи состоит в том, чтобы для каждого конкретного случая найти оптимальный вариант водоподготовки и водного режима котлов, обеспечивающий надежную и в то же время экономичную работу электростанций.

Первейшей задачей в области контроля водоподготовки и водно-химического режима является оснащение всех аппаратов и установок

необходимыми, надежно работающими контрольно-измерительными приборами (в том числе и приборами — анализаторами качества воды), а также устройствами, трассами, холодильниками и водными щитами для отбора представительных проб пара и воды и ручного контроля за их качеством.

Одной из основных задач безопасной эксплуатации котельных установок является организация рационального водного режима, при котором не образуется накипь, на стенках испарительных поверхностей нагрева, отсутствует их коррозия и обеспечивается высокое качество вырабатываемого пара. Пар, вырабатываемый в котельной установке, возвращается от потребителя в конденсированном состоянии при этом количество возвращаемого конденсата обычно бывает меньше, чем количество выработанного пара.

Водоподготовка промышленных и отопительных котельных обладает рядом специфических особенностей. Поэтому технические решения в области обработки и подготовки воды, разработанные для крупных электростанций, не всегда оказываются приемлемыми для промышленных котельных. Нередко осуществление рациональной организации водно-химического режима промышленной котельной связано с большими трудностями, чем выполнение той же задачи для ТЭЦ или ГРЭС. Условия эксплуатации промышленных котельных требуют технических решений простых, надежных, дешевых, предусматривающих минимум обслуживающего персонала.

Задачей химического контроля за водоподготовкой и водным режимом на ТЭС является своевременное выявление отклонений основных показателей качества воды и пара от установленных эксплуатационных норм вследствие дефектов в работе водоподготовительного оборудования и нарушения водного режима. Выявленные нарушения норм, а также дефекты оборудования и режимов его работы должны устраняться в кратчайший срок.

Существенную роль в решении этих задач играет совершенствование процессов водоподготовки и водно-химического режима. Достаточно указать, что значительная часть удельных затрат топлива на выработку электроэнергии приходится на долю улучшения водно-химического режима, в том числе на снижение загрязнения питательной воды — содержания в ней соединений железа и меди, уменьшение количества отложений в паро- и турбогенераторах, сокращение числа остановов, затрат на удаление отложений.

### **Водный режим барабанных парогенераторов**

Все примеси котловой воды, исключая газообразные, можно разделить на две группы: *труднорастворимые* и *легкорастворимые*. К первым относятся

соли и гидроксиды кальция и магния, продукты коррозии конструкционных материалов, ко вторым – соли и гидроксид натрия. Растворенные в котловой воде вещества кристаллизуются, в первую очередь те соединения, растворимость которых меньше при данных условиях.

Кристаллизация может протекать двояко: с образованием на поверхностях нагрева накипи и кристаллизация в объеме воды с образованием *шлама*. Методами внутрикотловой обработки воды можно накипеобразующие вещества переводить в шламообразующие и полученный шлам удалять путем продувки.

Таким образом, под *внутренней обработкой воды* понимают мероприятия, направленные на выделение накипеобразователей в виде шлама, удаляемого продувкой, и предупреждение коррозии металла котла.

В котлах низкого давления иногда применяется *термическая внутрикотловая обработка* питательной воды, заключающаяся в создании условий, при которых соли карбонатной жесткости термически разлагаются и выделяются в осадок в паровом пространстве барабана.

При химической внутрикотловой обработке в котловую воду вводят реагенты, которые с ионами  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$  дают труднорастворимые соединения, выпадающие в виде шлама.

*Фосфатирование*. При фосфатировании в качестве коррекционных добавок, или, как их еще называют, *антинакипинов*, в барабанных агрегатах чаще всего применяют: в котлах низкого давления - соду или едкий натр, в энергетических котлах с давлением выше 1,6 МПа - соли фосфорной кислоты, обычно тринатрийфосфат  $\text{Na}_3\text{PO}_4$ .

При фосфатировании образуется легкоподвижный неприкипающий шлам, состоящий в основном из гидроксилпатита –  $3\text{Ca}_3(\text{PO}_4)_2\text{Ca}(\text{OH})_2$ . Шлам оседает в нижних коллекторах и периодически удаляется продувкой. Фосфаты непрерывно вводятся в барабан дозирующим насосом.

Согласно ПТЭ, содержание фосфатов в котловой воде нормируется по нижнему и верхнему пределам. В перерасчете на ион  $\text{PO}_4^{3-}$  в последней ступени ступенчатого испарения при работе агрегата на мазуте содержание фосфатов не должно превышать 30 мг/кг, а на других топливах – 50 мг/кг, допустимая кратность концентрации по фосфатам может быть принята не более 5-8.

*Комплексонный водный режим*. Широкое применение находят комплексообразующие реагенты (комплексонны), в частности этилендиаминтетрауксусная кислота (ЭДТК) и ее соли.

При взаимодействии с продуктами коррозии железа комплексонны вначале образуют комплексонаты железа, хорошо растворимые в воде, затем в

результате их термического разложения магнетит, откладывающийся на внутренней поверхности труб в виде тонкой плотной пленки, надежно защищает метал труб то коррозии. Количество магнетита возрастает, что вызывает рост температуры стенки трубы, поэтому агрегат периодически зра в 1-2 года останавливают на промывку. Комплексоны дозируются в питательный трубопровод после подогревателей низкого давления, что дает возможность вести бесшламовый режим путем перевода примесей в растворенное состояние. Последнее позволяет практически полностью выводить примеси из цикла с продувочной водой. В ряде случаев комплексон дозируется непосредственно в барабан котла.

На котлах с естественной циркуляцией переходят на безнакипный режим работы, что объясняется значительным улучшением качества питательной воды и конденсата турбины, последнее за счет снижения присоса сырой воды в конденсаторах. Это позволило снизить количество коррекционных добавок, а в ряде случаев перейти полностью к бесфосфатным и безнакипным водным режимам, которые удешевляют эксплуатацию и стоимость оборудования, повышают качество пара и др.

### **Методы вывода примесей из цикла на ТЭС**

Надежная работа паротурбинной установки обеспечивается поддержанием чистоты рабочего тела и на допустимое уровне, для чего вещество второй группы – слабый электролит. Она содержится в заметном количестве в воде и обладает высокой растворимостью в паре. Наименьшей растворимостью в паре обладают вещества третьей группы – это главным образом соли  $\text{NaCl}$ ,  $\text{Na}_2\text{SO}_4$ , гидроокись  $\text{NaOH}$ , находящиеся в воде в основном в ионной форме и наиболее сильно реагирующие на изменение плотности растворителей (воды и пара).

Видимый коэффициент распределения слабых электролитов зависит не только от температуры (давления) процесса, но и от рН водного раствора, характеризующего степень отклонения формы соединения от преимущественно молекулярной или преимущественно ионной. Форма же существования сильных электролитов – солей сильных оснований и кислот в водных растворах, а следовательно, и видимый коэффициент распределения изменяются под влиянием их концентрации.

Метод вывода примесей определяется типом котла. Барабанные котлы работают по принципу многократной естественной и принудительной циркуляции. Паросодержание потока в подъемных трубах контуров циркуляции ограничено и нормально не превышает 10-25%. Глубокого

упаривания котловой воды не происходит, поэтому большинство находящихся в растворенном состоянии примесей не достигает предельной концентрации (насыщения) и не выпадает в виде твердой фазы в объеме или на стенках.

Для поддержания в воде концентрации примесей на уровне, предотвращающем их выпадение в твердом состоянии, из барабанного котла непрерывно удаляется часть воды, называемой продувочной водой. Продувка как средство удаления примесей из энергетической установки особенно эффективна в отношении тех примесей, которые имеют малый коэффициент распределения между паром и водой и потому мало выносятся с паром (соли Na и его гидроокись). Продувка малоэффективна для примесей, характеризующихся высоким коэффициентом распределения, когда основная масса примесей удаляется с паром (кремниевая кислота, окислы металлов).

В прямоточном котле процесс парообразования протекает при безостаточном упаривании всей воды. В нем отсутствует возможность организации продувки, и потому в соответствии с растворимостью примесей в воде и паре они в той или иной мере выпадают на поверхностях нагрева в виде отложений. Накапливающиеся в процессе эксплуатации в определенных зонах прямоточных котлов ТЭС легкорастворимые отложения частично смываются при пусках и остановах. Труднорастворимые отложения периодически удаляются химическими промывками, которые производят на остановленном оборудовании. Процесс промывки трудоемок, он требует больших затрат химреактивов и времени. Непрерывное удаление поступающих в водопаровой тракт прямоточного котла примесей осуществляется в блочной обессоливающей установке (БОУ), которая располагается в тракте после конденсаторов турбины.

Питательная вода содержит заметное количество кислорода и углекислоты. Свободный кислород и углекислота вызывают активную коррозию металла оборудования. Поэтому их удаляют термической деаэрацией.

Водный режим АЭС в значительной мере определяется спецификой работы оборудования в условиях нейтронного облучения теплоносителя, проходящего через активную зону реактора. С течением времени непрерывно накапливаются продукты коррозии конструкционных материалов. Если эти загрязнения своевременно не удалять из теплоносителя, то они могут образовывать отложения на поверхностях контура. Эти загрязнения, подвергаясь нейтронному облучению в реакторе, становятся радиоактивными и потому создают радиационную опасность в зоне расположения оборудования.

Удаление загрязненной воды из контура АЭС с продувкой и отводом ее в сбросной канал, как это выполняется на ТЭС, недопустимо по условиям ее радиоактивности. Для удаления примесей воду подвергают непрерывной очистке в специальных очистительных установках, использующих такие же ионообменные смолы, как и на ТЭС. Этим предотвращается образование отложений на рабочих поверхностях контуров.

Ограничение коррозии конструкционных материалов и отложений, обеспечение высокой чистоты выдаваемого пара, а для АЭС и ограничение активности теплоносителя достигаются организацией физико-химических процессов, протекающих на стороне рабочей среды, называемых водно-химическим режимом. Полностью исключить коррозионные процессы, активность рабочей среды и отложения на рабочих поверхностях оборудования, а также выдачу абсолютно чистого пара (без примесей) не представляется возможным. Оптимальный водный режим энергетического блока должен обеспечить надежную непрерывную эксплуатацию оборудования без останова для химических промывок в течение длительного времени. Это достигается ограничением внутренних отложений, вызывающих опасное повышение температуры стенки поверхностей нагрева, ограничением отложений в проточной части турбины, приводящих к понижению мощности блока, подавлением коррозии конструкционных материалов водопарового тракта, сведением к минимуму эрозионного износа оборудования.

Для удаления с поверхности металла отложений применяется эксплуатационная химическая очистка оборудования. Химические очистки производятся после монтажа – перед пуском оборудования и периодически во время эксплуатации. Для химических очисток собирается схема из промывочных насосов, баков для приготовления реагентов и соединительных трубопроводов, а также емкостей для сбора и последующей нейтрализации смывочных вод. Продолжительность периода между очистками зависит от условий эксплуатации оборудования котла, главным образом от тщательности соблюдения водного режима. Необходимость проведения эксплуатационной химической очистки определяется количеством отложений на обогреваемых трубах и интенсивностью их обогрева.

### **Водный режим прямоточных парогенераторов (гидрозионно-аммиачный, нейтральный комплексный)**

Рациональная организация водного режима прямоточных парогенераторов практически сводится к правильному выбору качества

питательной воды и определению оптимального межпромывочного периода их работы.

В первую очередь необходимо определить, какие примеси питательной воды и в каких количествах уносятся с паром. Это осуществляется анализом состава примесей и значений коэффициентов распределения их. Остальное количество примесей отложится в поверхностях нагрева выходной части испарителя и в начальной части пароперегревателя. Определение границ и интенсивности отложений составляет одну из задач расчета водного режима прямоточных парогенераторов. Границы и интенсивность отложений зависят от параметров парогенераторов, тепловых потоков на поверхности теплообмена и параметров теплоносителя.

На рисунке 6.2 представлены качественные характеристики отложений в прямоточном парогенераторе. При средних параметрах область отложений ограничивается паросодержаниями потока в пределах  $x = 0,8-1$ , при высоких и сверхвысоких давлениях она расширяется в сторону меньших значений вплоть до  $x=0,4$ . Количество отложений с ростом давления уменьшается, а унос их с паром соответственно увеличивается.

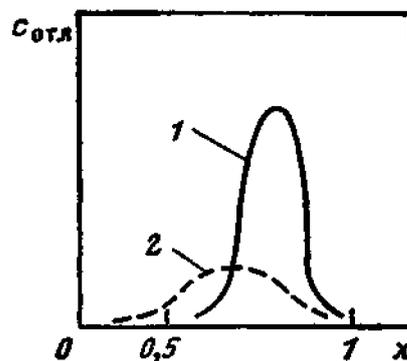


Рисунок 6.2 – Качественные характеристики отложений в прямоточном парогенераторе. Область и размер отложений в прямоточных парогенераторах среднего 1 и высокого 2 давлений

Отложения в парогенераторы с закритическими параметрами происходят в основном в той части поверхности нагрева, где теплоемкость рабочего тела достигает максимума (так называемая область фазового перехода).

Тепловой поток оказывает влияние на границы области отложений. При прочих равных условиях отложения начинаются тем раньше (особенно отложения продуктов коррозии), чем выше удельный тепловой поток ( $q$ , Вт/м<sup>2</sup>). Для парогенераторов величина определяет и допустимое количество отложений. Действительно, допустимая толщина отложений определяется через их толщину из условий обеспечения допустимой температуры стенки:

$\delta^{\text{доп.отл.}} = (\lambda_{\text{отл.}}/q) \cdot \Delta t_{\text{доп}}$ , где  $\delta^{\text{доп.отл.}}$  – допустимая толщина отложений,  $t_{\text{доп}}$  – допустимое повышение температуры стенки по сравнению с ее температурой при безнакипном режиме. Следует иметь в виду, что толщину отложений более 0,2 мм допускать нельзя. Такая толщина исключает вредные последствия подшламовой коррозии и обеспечивает полную отмывку отложений.

Состав отложений при заданном качестве питательной воды определяется давлением. в прямоточных парогенераторах среднего давления практически все примеси (во всяком случае не менее 90%) осядут на поверхности теплообмена. В прямоточных парогенераторах высокого давления проявляется избирательный унос отдельных примесей в виде паровых растворов. При этом унесенные примеси не будут отлагаться в поверхности нагрева пароперегревателя, если их концентрация в воде не превышает предела растворимости в паре.

Расчет водного режима в прямоточных парогенераторах целесообразно пока влажность пара весьма мала, и соотношение концентраций веществ в обеих фазах определяется коэффициентами распределения.

Промывка прямоточных парогенераторов осуществляется водой или растворами специальных реагентов. Водные промывки проводятся горячим деаэрированным конденсатом (100 °С). Они осуществляются по замкнутой или разомкнутой схемам. В первом случае конденсат многократно прокачивается по контуру деаэратор – парогенератор – деаэратор. При разомкнутой схеме промывочная вода после однократного прохода по тракту деаэратор – парогенератор сбрасывается в дренажные баки. Полный цикл водной промывки включает в себя промывки по обеим схемам. Промывка по замкнутой схеме – первоначальная, а по разомкнутой – конечная.

При водных промывках могут быть выведены из парогенератора растворимые в воде вещества – в основном соединения натрия и лишь частично кальция и магния. Растворение этих веществ нарушает также связи в любых примесях, в результате чего происходит механическое разрушение их и удаление с промывочной водой взвешенных не растворенных в воде веществ (например, соединений железа и меди). Однако полностью удалить водными промывками нерастворимые в воде отложения нельзя. Водные промывки прекращаются по достижении одинаковых показателей промывочной воды по жесткости и щелочности на входе в парогенераторы и выходе из него.

Для удаления нерастворимых в воде соединений применяются так называемые химические промывки. Виды химических реактивов, применяемых для промывок парогенераторов, и их количество, вводимое в воду, зависят от состава и свойств отложений. Химическая очистка начинается

с водной промывки, затем проводится щелочная промывка (щелочение), после которой – кислотная. Для парогенераторов, выполненных из перлитных сталей, возможно применение для этой цели минеральных кислот (обычно слабые растворы соляной или серной кислоты) с введением ингибиторов коррозии.

Для поверхностей нагрева, выполненных из нержавеющей аустенитных сталей, склонных к коррозии под напряжением, усугубляемой наличием хлорид-иона, применение соляной кислоты для химической очистки недопустимо. В этих случаях может быть использован моноцитрат аммония, или композиции с комплексонами. Завершается химическая очистка повторной промывкой парогенератора конденсатом.

### **Методы получения чистого пара**

Задача получения чистого пара в барабанных котлах состоит в том, чтобы снизить содержание в паре капелек котловой воды и уменьшить содержание в нем растворенных веществ. При низких и средних давлениях, когда растворимость твердых веществ в паре несоизмеримо меньше выноса их с каплями влаги, решающее значение для уменьшения загрязнения пара играет сепарация влаги от пара. При высоких давлениях содержание в паре всех нелетучих примесей, кроме кремнекислоты, определяется уносом капелек котловой воды, а кремнесодержание пара обуславливается главным образом растворимостью кремнекислоты в паре. Так, например, при 110 ат коэффициент выноса кремнекислоты равен 1,0%; в то же время коэффициент выноса других нелетучих примесей составляет величину порядка 0,01-0,03%.

При сверхвысоких давлениях повышенные коэффициенты выноса за счет растворимости веществ в паре наблюдаются не только для кремнекислоты, но и для хлористого натрия и его гидроокиси. Таким образом, при сверхвысоких давлениях не только кремнесодержание, но и солесодержание пара определяются главным образом растворимостью нелетучих веществ в паре. Следовательно, в этом случае мероприятия, уменьшающие содержание растворенных веществ в паре, играют большее значение, чем меры, применяемые для уменьшения механического уноса капелек влаги.

Качество пара определяется не только поддержанием проектных параметров  $p$  и  $t_{\text{пп}}$ , но также чистотой пара - содержанием в нем примесей. Согласно ПТЭ, содержание примесей в паре барабанных котлов не должно превышать *предельно допустимых норм*  $S_{\text{п}}^{\text{доп}}$ , приведенных для Na и SiO<sub>2</sub>.

Чистота пара во многом зависит от чистоты питательной воды и уровня солесодержания котловой воды, отсюда чистота пара будет определяться

эффективностью вывода примесей из водопарового цикла котлов такими способами, как:

- продувка (периодическая и непрерывная), от которой зависит солесодержание котловой воды барабанных котлов;
- ступенчатое испарение, повышающее во много раз эффективность продувки котла;
- сепарация пара от капельной влаги механическим путем;
- промывка пара питательной водой.

Так как продувка в большинстве прямоточных агрегатов отсутствует, единственный способ получения чистого пара заключается в повышении чистоты питательной воды. Поэтому качество пара, выдаваемого прямоточным котлом, нормируется по питательной воде.

### *Ступенчатое испарение*

Улучшить качество пара, не увеличивая количества продувочной воды, выводимой за пределы котла, возможно при использовании метода ступенчатого испарения, разработанного и внедренного в 30-х годах проф. Э. И. Роммом.

Метод ступенчатого испарения заключается в том, что водяной объем барабана делится поперечными перегородками на несколько отсеков, к каждому из которых присоединена своя группа контуров циркуляции (ступени испарения). Вся питательная вода при этом подается в первый отсек, котловая вода из которого поступает в следующий отсек, далее в последующий и т. д.

Эта система разбивки поверхностей нагрева котла по ступеням позволяет повышать объем продувки последующих ступеней по сравнению с предшествующей на величину ее испарительной паропроизводительности.

Вследствие последовательных внутренних продувок, в водяном объеме агрегата создается «химический перекокс», когда количество примесей в котловой воде каждого последующего отсека устанавливается большим, чем в предыдущем. Отвод воды из котла с непрерывной продувкой осуществляется из последнего по ходу воды отсека. Весь пар отводится из парового пространства первого отсека агрегата.

В паровых котлах ступенчатое испарение выполняют чаще всего по схеме двухступенчатого или трехступенчатого испарения.

### **Паросепарационные устройства (внутрибарабанные, выносные)**

В насыщенном водяном паре барабанных котлов могут находиться различные примеси: газы N<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, соли и кислоты минеральных и

органических веществ, оксиды металлов. Загрязняющие примеси поступают в основном из питательной воды.

Минеральные примеси могут отлагаться в трубах пароперегревателя, в арматуре трубопроводов и в проточной части турбины в количестве, недопустимом для нормальной работы.

В барабане котла при разделении пароводяной смеси на пар и воду происходит унос капель котловой воды, имеющих высокое солесодержание. В паре находятся также соли растворенных в нем веществ.

Для улучшения качества насыщенного пара необходимо уменьшить содержание в нем капельной влаги и растворенных в паре веществ.

*Причины перехода солей из котловой воды в пар:*

1. Унос паром капельной влаги  $\omega = (m_{\text{кап}} / (m_{\text{кап}} + m_{\text{пара}})) \cdot 100\%$ ;
2. Растворимость солей в паре:  $C_n = 0,01 \cdot (\omega + k_p) \cdot C_{\text{к.в}}$ , мг/кг, где  $k_p$  – коэффициент растворимости.

*Избирательный унос солей с паром.* Пар и вода имеют одну химическую природу. Поэтому при высоком давлении пар также хорошо растворяет вещества, как и вода. Коэффициент распределения веществ между паром и водой:  $k_{\text{распр}} = C_n / C_{\text{к.в.}} = (\rho' / \rho'')^{-n} = f(P_n)$ , где  $n$  зависит от природы химического соединения.

*Капельный унос* обусловлен разрушением пузырей на поверхности слоя в барабане:  $E_{\sigma} + E_{\text{пов. нат.}} = E_{\text{кап}}$ . Крупные капли возвращаются в слой, а мелкие уносятся паром в пароперегреватель и испаряются внутри змеевиков. Это приводит к отложению растворённых в них веществ с последующим пережогом труб.

*Факторы, влияющие на капельный унос:*

- Паропроизводительность котла  $\omega = A \cdot D^n \cdot n = f(D)$ .
- Давление в барабане.  $\uparrow P \rightarrow \uparrow E_{\text{энергия пара}}$ .
- Высота парового пространства.
- Солесодержание котловой воды:  $\uparrow C_{\text{к.в.}} \uparrow \sigma_{\text{пуз}} \Rightarrow \uparrow \delta_{\text{плёнки}} \uparrow h_{\text{пенны}} \Rightarrow \downarrow h_{\text{п}} \Rightarrow \omega \downarrow$ .

При низких и средних давлениях решающее значение для уменьшения солесодержания пара имеет сепарация (выделение) капельной влаги от пара. В котлах высокого и сверхкритического давления солесодержание пара также определяется содержанием в паре растворенных примесей. 73 Меры борьбы с капельным уносом.

1. Гашение энергии струй пароводяной смеси. Достигается:
  - за счёт равномерного распределения подъёмных труб по длине барабана;
  - установкой дырчатых щитов:  $d_{\text{отв}} = 5 \div 10$  мм.
2. Отделение капельной влаги. Достигается за счёт:

- гравитационной сепарации  $\rho_v \rho_l < 600$ ;
- инерционной сепарации (см. рис. 6.3): пароприёмные щиты; жалюзийные сепараторы; отбойные щитки; внутрибарабанные циклоны, выносной циклон.

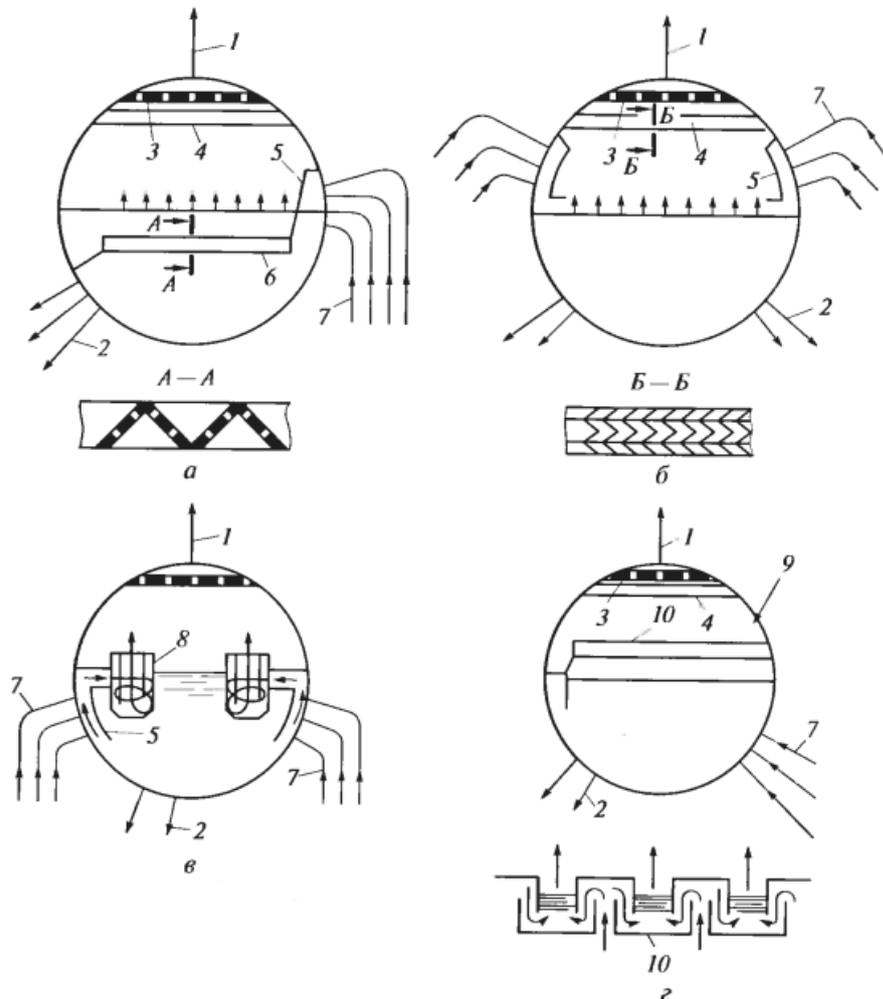


Рисунок 6.3 – Схема сепарационных устройств в барабане котла

1 - паропроводящие трубы; 2 - опускные трубы; 3 - пароприемный щит; 4 - жалюзийный сепаратор; 5 - отбойный щит; 6 – распределительный дырчатый утепленный щит; 7 - трубы испарительной поверхности нагрева; 8 – внутрибарабанный циклон; 9 - подвод питательной воды; 10 - барботажный щит; а) - при подводе пароводяной смеси под уровень воды в барабане ;б) то же, в паровой объем барабана; в) - при установке внутрибарабанных циклонов; г) - промывка пара.

### *Сепарация пара*

К сепарационным системам предъявляются следующие основные требования: минимально возможная влажность выдаваемого пара, высокая удельная паровая нагрузка, малые гидравлические сопротивления.

*Потолочные пароприемные дырчатые листы* устанавливают за последней (чистой) ступенью сепарации, их назначение – выравнивать скорость пара в паровом объеме при выходе из барабана, диаметр которого принимается 160 и 1800 мм. Скорость пара в отверстиях ( $d = 5$  мм) потолочного щита принимают в зависимости от давления: при высоких давлениях - 6-10 м/с, средних - 10-18 м/с и низких - 15-25 м/с.

*Центробежная сепарация.* Под воздействием центробежных сил, возникающих при подводе смеси по касательной, капельки влаги с размером  $d$  будут отбрасываться к наружной стенке. Кроме того, они увлекаются восходящим потоком пара вверх на высоту  $h_{\text{пар}}$  центробежного сепаратора (котла высокого давления). При своем движении к стенке сепаратора капельки преодолевают сопротивление, обусловленное силой сопротивления.

*Внутрибарабанные циклоны* предназначены для первой ступени сепарации. Это вертикальные циклоны небольшого размера 250 – 400 мм в диаметре, высотой 550 – 650 мм. На больших агрегатах их устанавливают вдоль оси барабана в два ряда. При диаметре циклона 300 мм и давлениях 4,10 и 15,5 МПа производительность одного циклона принимают равной 0,8; 1,7; 2,2 кг/с.

*Погруженные дырчатые листы* служат для выравнивания скорости пара в барабане, их устанавливают, как дополнительное гидравлическое сопротивление на пути хода пара в барабанах для устранения больших локальных скоростей пара и усреднения его скорости как по ширине, так отчасти и по длине барабана (рис. 6.4).

Погруженный дырчатый лист, расположенный ниже среднего наблюдаемого уровня воды на 70-100 мм, имеет отогнутый вниз защитный конец, который организует под листом паровую подушку, способствующую равномерной раздаче пара по площади проходного сечения решетки. Обычно принимают диаметр отверстий 01 мм, а суммарную площадь отверстий выбирают такой, чтобы в отверстиях создавалась минимальная скорость пара, обеспечивающая наличие под листом паровой подушки и широком диапазоне нагрузок агрегата. Минимальная скорость, при которой появляется паровая подушка, связана с динамической устойчивостью двух сред в отверстиях дырчатого листа. Расчетные скорости пара в отверстиях принимают выше минимальных примерно в 2-3 раза.

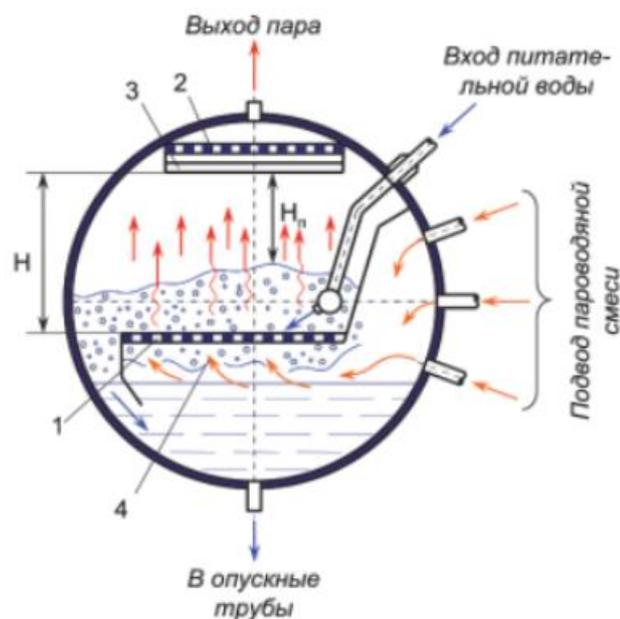


Рисунок 6.4 – Сепарационные устройства с дырчатыми листами  
 1 – погруженный дырчатый лист; 2 – потолочный пароприемный дырчатый лист; 3 – жалюзийный сепаратор; 4 – паровая подушка

## Промывочные устройства

Образование шлаковых и зольных отложений на наружных теплопередающих поверхностях котлов, к сожалению, неизбежный процесс особенно при использовании в качестве топлива углей и мазутов, дров и торфа. Шлак может забивать проходы между экранными и фестонными трубами, образовывать наросты на обмуровке, блокировать нормальную работу экономайзеров и пароперегревателей. Заблокированные каналы отвода отработавших газов приводят к:

- снижению КПД;
- прогару труб;
- появлению застойных зон в экранных трубах и как следствие недостаточной циркуляции в самом котле;
- снижению температуры питательной воды из-за низкой температуры в экономайзере, вследствие этого происходит недостаточная деаэрация, что чревато коррозией уже внутренних поверхностей котла.

В особо тяжёлых случаях происходит обрушение расплавленного шлака с экранов и пода топки котла, что вызывает длительную остановку и привлечение больших людских и материальных ресурсов для ликвидации такого рода последствий.

Отложения могут иметь разную структуру от сравнительно мягкой золистой «шубы» до твёрдых лаковых конкрементов с трудом, удаляемых механическими скребками или дробеструйными аппаратами.

При нагревании растворённые в воде кальций и магний выпадают в виде отложения - накипи.

Именно эта накипь вредит нормальной работе котельного оборудования и вызывает ряд трудностей:

- перегрев отдельных участков системы: что снижает прочность металла и способствует возникновению трещин;
- снижение теплопередачи и теплопроизводительности;
- повышение энергетических затрат (слой накипи 4 - 5 мм приводит к перерасходу топлива до 30%);
- уменьшение рабочего сечения труб, что приводит к повышению сопротивления водного потока и плохо влияет на работу особенно водотрубных котлов;
- появление посторонних шумов во время работы котла.

Если не отслеживать состояние котла, возникающие трудности способны привести к серьёзным и даже опасным последствиям - таким, например, как полное отключение котельной системы, разрывы труб, тепловая деформация котла.

Для недопустимости крайних ситуаций необходимо периодическое техническое обслуживание котла.

#### *Парогазовая обдувка котлов*

Обдувочные аппараты используют энергию пара, которая преобразуется в сопловом аппарате в кинетическую энергию струи, которая воздействует на отложения динамически и термически.

Под воздействием динамического фактора происходит механическое разрушение отложений. Эффективность очистки определяется силой динамического напора на очищаемые поверхности. Оптимальным считается использование пара с давлением до 4 МПа, но не менее 0,7 МПа.

Термический фактор за счёт разности температур отложений и струи производит поверхностное разрушение отложений.

Особенно существенна роль термического фактора при удалении плотных отложений и шлака, имеющих высокую температуру, когда используется холодная вода, однако применение этого способа требует высокой квалификации котлочиста, поскольку неосторожное использование этого метода может привести к появлению трещин, вызванных термическим шоком.

Очистка радиационных поверхностей нагрева котлов и вертикальных трубных пакетов пылеугольных котлов осуществляется перегретым паром с давлением от 1,25 до 3,9 МПа (13-40 кгс/см<sup>2</sup>) и температурой 350°С или сжатым воздухом с тем же давлением.

В системах паровой обдувки оптимально использовать перегретый или насыщенный пар.

Широкое использование паровой обдувки обусловлено простотой получения чистящей среды непосредственно на котловом агрегате, мобильностью и сравнительно низкими капитальными затратами. Однако при паровой обдувке теряется конденсат и теплота пара, требуется более дорогая изоляция для трубопроводов, паровая струя истирает очищаемую поверхность нагрева, также паровая обдувка котлов представляет повышенную опасность для обслуживающего персонала.

При включении аппарата обдувочная труба с соплами приводится в поступательное движение, обеспечиваемое электродвигателем через редуктор и цепную передачу.

Вращательное движение труба получает от электродвигателя с редуктором. При подходе сопел к первым трубам открывается клапан и выходящий из сопел пар начинает обдувать трубы поверхности нагрева.

Обдувочные аппараты с перемещающейся зоной очистки принято делить на две группы: *стационарные* и *выдвижные*.

Выдвижные обдувочные аппараты в свою очередь разделяются на *маловыдвижные* и *глубоковыдвижные*.

Стационарные обдувочные аппараты неподвижно устанавливаются в обмуровке стен топки и газоходов. Эти аппараты широко применяются для обдувки конвективных пучков промышленных котлоагрегатов. Обдувка котлов осуществляется при вращении обдувочной трубы.

Маловыдвижные и глубоковыдвижные обдувочные аппараты отличаются ходом сопловой головки, которая совершает обратнопоступательное движение. Ход сопловой головки у глубоковыдвижных обдувочных аппаратов составляет 2 - 8 м. Выбор конструкции аппарата обусловлен расположением обдуваемой поверхности, мощностью котлоагрегата и его конструктивных особенностей. Радиус действия обдувочных аппаратов составляет 0,5 - 2 м.

Расход пара на обдувочный аппарат в зависимости от его конструкции колеблется в пределах от 1 до 2 кг/с.

*Дробевая очистка котлов*

Дробевая очистка рекомендована для котлов с горелками на мазуте и отработанном масле, поскольку этим видам топлива свойственна высокая зольность. Соединения щелочных (K, Na) и щелочно-земельных (Ca, Mg) металлов в золе формируют на трубах прочносвязанные плотные отложения, удаление которых иными описанными в этой статье способами невозможно. При дробевой очистке на очищаемую поверхность с большой скоростью разбрасываются стальные шарики (дробь) небольшого размера. При падении и соударении с поверхностью дробь разрушает отложения на трубах как с лобовой стороны, так и с тыльной (при отскоке от нижележащих труб) и вместе с небольшой частью золы выпадает в нижней части конвективной шахты. Зола отделяют от дроби в специальных сепараторах, дробь накапливается в бункерах как под очищаемым газоходом, так и над ним. Данный способ очистки довольно затратен как по времени, так и по ресурсам, применяется в крайних случаях, когда загрязнения грозят остановкой котла.

#### *Водяная обдувка (обмывка) котлов*

Очистка топочных экранов паровых и водогрейных котлов может производиться также холодной водой. Эффект водяной очистки достигается в основном термическим воздействием холодной воды на слой раскалённых отложений, которые разрушаются вследствие возникающих в них термических напряжений. Однако водяная обдувка котлов может привести к опасным напряжениям в металле, способным вызвать термоусталостные повреждения экранных труб. Поэтому рекомендуется кратковременная водяная обдувка котлов, продолжительностью в несколько долей секунды, повторяющаяся несколько раз.

Обдувка котлов перегретой водой заключается в том, что в качестве рабочей среды используется пароводяная смесь, выходящая под давлением из сопла. Для обдувки используется котловая вода или питательная вода после подогревателей высокого давления. Обдувка котлов перегретой водой позволяет очищать поверхности нагрева на расстоянии до 7- 8 м от сопла. Основным недостатком этого метода является высокое давление обдувочного агента.

Для обмывки применяется котловая вода с температурой не ниже 70°C при давлении не менее 0,3-0,4 МПа.

Опытами установлено, что каждая промывка регенеративных воздухоподогревателей на мазутном котле приводит к утоншению металлических теплообменных листов на 0,05-0,1 мм вследствие коррозии. Поэтому количество промывок должно быть минимальным.

### *Химическая очистка котлов*

Как правило реагенты наносят на наружные поверхности оборудования методом распыления, а затем после установленного времени смывают струёй из аппарата высокого давления. Перед выполнением работ следует опробовать средство на образцах отложений, выбрать наиболее эффективный вариант и строго следовать инструкции производителя и правилам техники безопасности.

Необходимость опробования выделена не случайно, а в силу двух причин:

- отложения могут отличаться по хим. составу;
- реагенты могут работать по саже, но для удаления смолистых и лаковых отложений оказаться не эффективными.

### *Углекислотная очистка котлов или криобластинг*

Метод очистки загрязнённых поверхностей углекислым газом был изобретен более чем 20 лет назад.

Маленькие цилиндрические гранулы сухого льда

(CO<sub>2</sub>) под большим давлением и со скоростью примерно 300 метров в секунду подаются в скопления нагара, ржавчины и окалины. Гранулы, вылетев из сопла внедряются в слой загрязнения, при этом происходит мгновенное изменение их агрегатного состояния - из твердой «ледяной крупы» гранулы превращаются в газ и увеличиваются в объёме в 750 раз, в силу этого происходит быстрое отслоение отложений, но конструкционные материалы не повреждаются.

Метод актуален для очистки оребренных поверхностей пароперегревателей и экономайзеров, особенно если они изготовлены из медных сплавов.

### *Ударная волна для очистки котлов*

Применение ударной волны наиболее эффективно как средство профилактики, поскольку по мере нарастания отложений происходит их уплотнение и рост, сильно закоксованные поверхности трудно очистить методами звуковой или ударной волны.

Принцип действия - выстрел дозированным зарядом пороха, возникающая при этом ударная волна «стряхивает» отложения с поверхностей котла. Устройство может оснащаться механическим и электрическим дистанционным спуском, в комплекте имеется два ствола, рассчитанные на разную мощность заряда.

### *Виброочистка и звуковая очистка котлов*

Очистка поверхностей нагрева котлов вибрационным способом - применяют преимущественно для очистки ширмовых и конвективных перегревателей. Удаление отложений происходит под действием поперечных или продольных колебаний очищаемых труб, вызываемых специально устанавливаемыми вибраторами электрического (например, С-788) или пневматического типа (ВПН-69).

Электрические вибраторы не позволяют повысить частоту колебаний выше 50 Гц, что оказывается недостаточным для разрушения связанных прочных отложений, образующихся на трубах при сжигании канско-ачинских углей, сланцев, фрезерного торфа и др. В этом случае целесообразнее пневматические генераторы колебаний. Они обеспечивают частоту колебаний до 1500 Гц и более широкий диапазон её изменения. Применение мембранных змеевиковых поверхностей значительно упрощает использование вибрационного способа очистки.

### *Ступенчатое испарение*

Один из наиболее эффективных методов снижения потерь тепла котловой воды с непрерывной продувкой и получения более чистого пара является ступенчатое испарение (рис. 6.5).

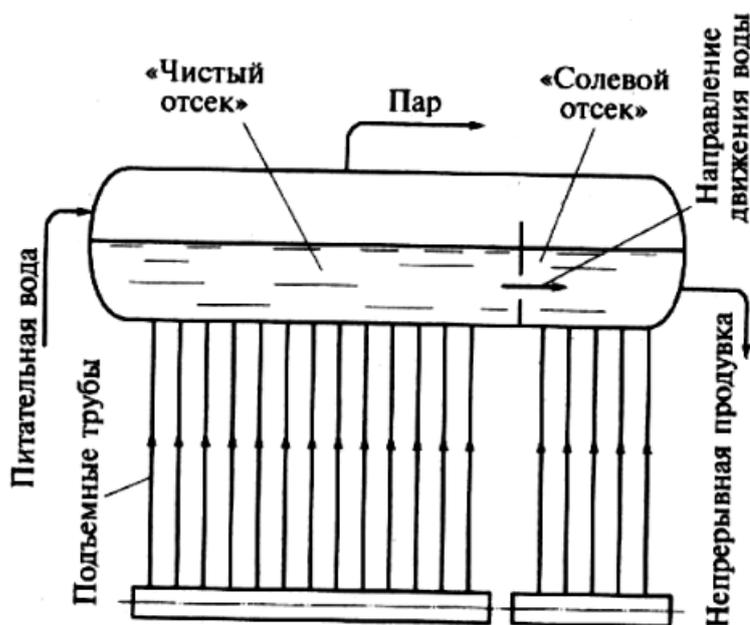


Рисунок 6.5 – Ступенчатое испарение

Оно заключается в том, что в водном объеме барабана котла создаются зоны с различным содержанием солей в котловой воде. Это достигается

разделением водяного объема барабана котла с его поверхностями нагрева на отдельные отсеки. Непрерывная продувка производится из отсека с наиболее высоким содержанием, а отбор пара с наименьшим. Верхний барабан разделен перегородкой с отверстием (переливной трубой) на два отсека – чистый и солевой. Питательная вода поступает в чистый отсек, а солевой питается из чистого отсека через переливную трубу. В чистом отсеке образуется примерно 80% пара, в солевом 20%. Следовательно, из чистого в солевой отсек поступает 20% котловой воды, которая для чистого отсека является продувочной. Поэтому продувка чистого отсека происходит без тепловых потерь, обеспечивая низкое содержание котловой воды в нем.

Существенным недостатком является возможность обратного перетока воды в чистый отсек при «вялой» циркуляции. Для устранения этого недостатка применяют ступенчатое испарение с выносными циклонами, которые являются солевыми отсеками (ДКВР-20). При использовании выносных циклонов в качестве сепарационного объема разность уровней в отсеках может быть выбрана достаточной по условиям предотвращения обратного перетока воды. Поэтому схемы с выносными циклонами предпочтительны, особенно при небольшой производительности солевого отсека.

Питательная вода поступает в барабан который служит чистым отсеком. Продувочная вода из барабана поступает в циклоны, для которых эта вода является питательной. Циклон имеет отдельный контур циркуляции и выдает пар в барабан котла. Пар проходит через сепарационное устройство чистого отсека и дополнительно очищается. Непрерывная продувка осуществляется только из циклона, если он есть. При ступенчатом испарении уменьшаются потери тепла с продувкой и повышается качество пара.

Эффективность ступенчатого испарения возрастает с увеличением числа ступеней испарения, однако это нарастание с ростом числа ступеней затухает. Наибольшее распространение получили двух- и трехступенчатые схемы. При этом вторая ступень испарения может быть организована либо внутри барабана, либо вне его — в выносных циклонах. В трехступенчатой схеме обычно первую и вторую ступени выполняют в барабане, а третью — в выносном циклоне.

Ступенчатое испарение позволяет повысить чистоту пара при заданном качестве питательной воды и данном значении продувки. Оно позволяет также получить удовлетворительную чистоту пара при воде более низкого качества, что упрощает и удешевляет водоподготовку. Ступенчатое испарение позволяет также повысить экономичность паротурбинной установки

вследствие уменьшения продувки без заметного снижения качества пара (рис. 6.6).

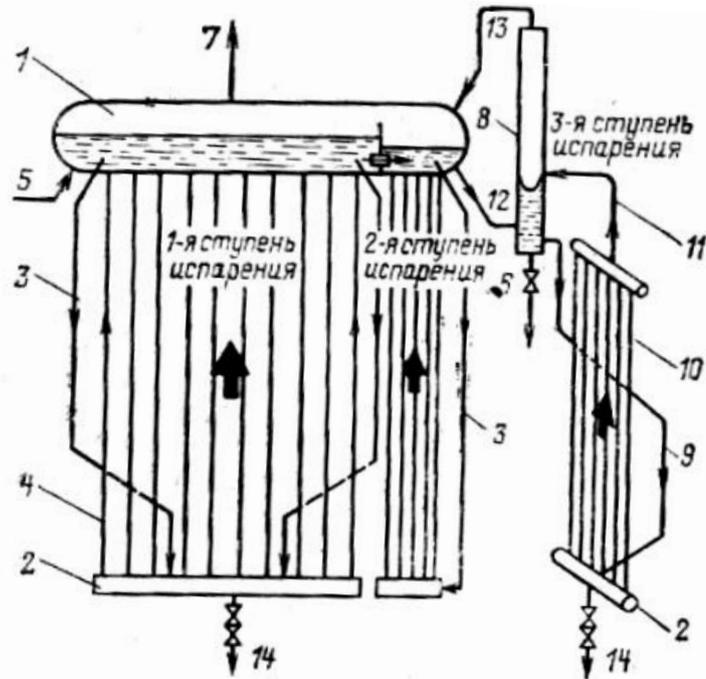


Рисунок 6.6 – Схема трехступенчатого испарение с выносной третьей ступенью

1 – барабан котла; 2 – нижний коллектор; 3 – опускная труба; 4 – подъемная труба; 5 – подвод питательной воды; 6 – вывод (продувка) части воды из контура циркуляции; 7 – отвод насыщенного пара; 8 – выносной циклон; 9, 10 – опускные и парообразующие трубы контура солевого отсека; 11 – отвод пароводяной смеси в циклон; 12, 13 – водо- и пароперепускные трубы; 14 – периодическая продувка.

## Раздел VII. Эксплуатация парогенераторов

### 7.1 Эксплуатационные режимы и показатели

#### Основные положения

Эксплуатация паровых и водогрейных котлов и котельного оборудования заключается в обслуживании котельных агрегатов, вспомогательного оборудования (подачи и подготовки топлива, дымососов, вентиляторов, насосов, систем удаления шлака и золы, систем улавливания

золы, проходов и дымовых труб). Кроме того, на персонал котельной возложена задача эксплуатации систем отопления, технического водоснабжения и пожаротушения, систем дренажных и продувочных трубопроводов, зданий и сооружений цеха, организации ремонта этого оборудования с целью поддержания его в работоспособном состоянии и обеспечения готовности к несению нагрузки.

В соответствии с ПТЭ персонал котельного цеха (котельной) должен обеспечить надежную работу всего основного и вспомогательного оборудования, возможность достижения номинальной производительности, параметров пара и воды, экономичный и бесшлаковый режимы работы, установленные на основе испытаний и заводских инструкций, регулировочный диапазон нагрузок, определенный для каждого типа котла и вида сжигаемого топлива. В ПТЭ изложены основные требования к эксплуатации котлов и вспомогательного оборудования (растопки, останова, основные режимы работы, условия немедленного останова работы оборудования и остановов, требующих соответствующего разрешения и др.).

В инструкциях приводятся технические характеристики подробное описание оборудования, порядок и сроки технического обслуживания, контроля, ремонтов, даются предельные значения и отклонения параметров, рекомендации по безопасному обслуживанию, приводятся правила безопасной работы обслуживающего персонала.

Эксплуатационные режимы и показатели парогенераторов могут различаться в зависимости от типа парогенератора и его конкретных характеристик. Однако, в общем случае, основные положения, которые следует учитывать при эксплуатации парогенераторов, включают:

*1. Режимы работы:*

а) Номинальный режим: парогенератор работает при заданной номинальной мощности и других параметрах, определенных производителем. В этом режиме достигается максимальная эффективность работы установки.

б) Частичная мощность: парогенератор работает сниженной мощностью по сравнению с номинальной. Этот режим может быть использован, когда требуется менее интенсивное производство пара или при отключении одного из парогенераторов для технического обслуживания.

в) Пусковой режим: парогенератор запускается и достигает рабочего давления и температуры.

г) Остановочный режим: парогенератор выключается и остывает до безопасного состояния.

д) Режимы резервирования: парогенератор может быть в режиме резервирования, когда он не работает, но готов к включению при

необходимости. Этот режим может быть использован для обеспечения надежности и готовности резервного парогенератора в случае отказа основного.

### *2. Показатели производительности:*

а) Производительность пара (мощность): основной показатель парогенератора и обозначает количество пара, производимое парогенератором за определенный период времени.

б) Рабочее давление пара: давление пара, при котором парогенератор функционирует (производит пар). Измеряется в паскалях или барах.

в) Рабочая температура пара: температура пара, который выходит из парогенератора. Измеряется в основном в градусах Цельсия.

### *3. Показатели экономичности и эффективности:*

а) Коэффициент полезного действия (КПД): отношение мощности произведенного пара к затраченной энергии или топливу. Высокий КПД означает более эффективное использование энергии.

б) Режимы нагрузки: парогенераторы обычно работают в различных режимах нагрузки, в зависимости от потребностей процесса. Эффективность парогенератора может быть оптимизирована путем поддержания оптимального режима нагрузки. Например, использование модуляции мощности (регулировать выходную мощность или производительность парогенератора в соответствии с требуемыми потребностями) может позволить парогенератору работать с переменной нагрузкой, что увеличит его эффективность при изменяющихся потребностях.

в) Тепловой баланс: парогенераторы должны иметь баланс между поступающей энергией и потерями тепла. Отличная изоляция, эффективные системы рециркуляции тепла и оптимальное использование отходящих газов могут улучшить экономичность и эффективность парогенератора.

г) Уровень энергосбережения: при оценке учитываются минимально возможные неизбежные потери теплоты в котлах с уходящими газами, с химическим недожогом и в окружающую среду.

### *4. Показатели безопасности:*

а) Давление пара: парогенераторы работают при определенном рабочем давлении, и безопасность требует строгого контроля за этим параметром. Давление пара должно находиться в пределах допустимых значений, установленных производителем и соответствующими нормативными требованиями. Системы автоматического регулирования и безопасности, такие как предохранительные клапаны и датчики давления, обеспечивают безопасное функционирование парогенератора.

б) Температура пара: парогенераторы работают при высоких температурах, и контроль за ними является неотъемлемой частью безопасности. Должны быть приняты меры для предотвращения перегрева и обеспечения безопасной работы при всех условиях эксплуатации.

в) Системы аварийного отключения: парогенераторы оборудованы надежными системами аварийного отключения, которые могут срабатывать при возникновении аварийных ситуаций, таких как перегрев, превышение давления или утечка. Эти системы должны быть регулярно проверены, обслуживаемыми и исправными, чтобы обеспечить безопасность персонала и предотвратить возможные повреждения оборудования.

#### *5. Регулярное обслуживание:*

а) Ежедневное техническое обслуживание: продувка; проверка вентелей, подвода воды, отвода пара; проверка герметичности топливной и водяной системы;

б) Плановое техническое обслуживание: выполнение регулярных проверок, осмотров и замены компонентов парогенератора для поддержания его работоспособности и безопасности.

в) Ремонт и замена: проведение необходимых ремонтных работ и замена изношенных или поврежденных деталей.

Важно отметить, что конкретные требования к эксплуатации парогенераторов могут различаться в зависимости от их конструкции, применяемой технологии и отрасли, в которой они используются. Для обеспечения безопасности и эффективности работы парогенератора рекомендуется следовать руководствам производителя и соответствующим нормам и стандартам.

### **Допустимые скорости сброса и наброса давления в барабанном паровом парогенераторе**

Допустимые скорости сброса и наброса давления в барабанном паровом парогенераторе зависят от конкретной конструкции парогенератора, его параметров и нормативных требований, установленных производителем. Обычно они определяются в процессе проектирования и указываются в технической документации парогенератора и обеспечивают безопасную его эксплуатацию.

*Скорость сброса давления* определяет, насколько быстро может снижаться давление в парогенераторе в случае необходимости. Это может быть важным фактором в аварийных ситуациях, когда требуется быстрое снижение давления для предотвращения повреждений оборудования или

защиты персонала. Скорость сброса давления обычно определяется как изменение давления в парогенераторе за определенный промежуток времени.

Максимальная скорость сброса давления в опускной трубе без вскипания воды определяется по уравнению (7.1)

$$dP/d\tau = \omega_{\text{оп}} \rho' g [1 - (\xi_{\Sigma}/H) \omega_{\text{оп}}^2 / 2] \quad (7.1)$$

где  $\omega_{\text{оп}}$  - скорость воды в опускной трубе;  $H$  - высота уровня воды в опускной трубе;  $\xi_{\Sigma}$  - гидравлическое сопротивление опускной трубы.

*Скорость наброса давления*, определяет, насколько быстро давление может повышаться в парогенераторе при увеличении нагрузки или других факторах. Это важно для обеспечения стабильной работы парогенератора и предотвращения нежелательных перегрузок. Определяется уравнением (7.2)

$$dP/d\tau = \frac{D_{\text{н}} - D_{\text{к}}}{V \frac{\rho_{\text{н}}}{P_0} + \Delta D_{\text{ак}}} \quad (7.2)$$

где  $\rho_{\text{н}}$  - начальная плотность пара;  $P_0$  - давление свежего пара;  $\Delta D_{\text{ак}}$  - аккумулирующая способность парогенератора.

### **Стационарные режимы эксплуатации парогенераторов.**

Стационарные режимы эксплуатации парогенераторов описывают типичные условия работы, при которых парогенератор функционирует на протяжении продолжительного времени с постоянными параметрами и нагрузкой.

Основные стационарные режимы эксплуатации парогенераторов:

1. Номинальный режим: это основной рабочий режим парогенератора, при котором он работает согласно своим номинальным характеристикам и производит заданное количество пара с определенными параметрами, такими как давление и температура. В номинальном режиме парогенератор функционирует наиболее эффективно и экономично.

2. Частичная нагрузка: в случаях, когда требуется меньшая мощность или производительность пара, парогенератор может работать в режиме частичной нагрузки. В этом режиме выходная мощность и производительность пара снижаются соответственно требуемым значениям. Это позволяет экономить энергию и ресурсы, когда полная мощность не требуется.

3. Пуск и остановка: парогенераторы могут быть запущены и остановлены в соответствии с потребностями процесса. Пуск и остановка могут быть плановыми или аварийными. В процессе пуска парогенератора

требуется его прогрев и достижение рабочих параметров. При остановке парогенератора происходит охлаждение и выключение системы.

4. Управление нагрузкой: при изменении нагрузки процесса, парогенератор может быть подвергнут управлению нагрузкой, чтобы соответствовать требуемому уровню производительности. Это может быть достигнуто путем изменения скорости сгорания топлива, подачи тепла или регулирования других параметров процесса.

5. Режимы резервирования и аварийного запуска: парогенераторы могут быть предназначены для работы в режиме резервирования или аварийного запуска, когда основной парогенератор выходит из строя или требуется дополнительный пар. В таких случаях резервные или аварийные парогенераторы включаются для поддержания поставки пара и обеспечения непрерывности процесса.

Стационарные режимы эксплуатации парогенераторов могут различаться в зависимости от их типа (например, водогрейные, огнетрубные, водотрубные), конструкции, назначения и специфических требований процесса, в котором они используются. Режимы работы обычно определяются и описываются в технической документации и руководстве по эксплуатации парогенератора.

### **Нестационарные режимы работы в диапазоне допустимых нагрузок.**

Нестационарные режимы работы парогенераторов в диапазоне допустимых нагрузок описывают состояния и переходные процессы, которые могут происходить при изменении нагрузки на парогенераторе в пределах его рабочей границы.

Примеры нестационарных режимов работы:

1. Пусковой режим: в начальной фазе пуска парогенератора происходит прогрев и подготовка системы к работе. В этом режиме мощность и производительность пара постепенно увеличиваются, а параметры, такие как давление и температура, контролируются и настраиваются на рабочие значения. В это время происходит прогрев парогенератора и других систем, а также установление стабильного рабочего режима.

2. Режим перехода (изменение нагрузки): при изменении нагрузки на парогенераторе, например, увеличении или снижении потребности в паре, может происходить режим перехода (режим ускоренного наброса или сброса нагрузки). В этом режиме парогенератор адаптируется к новой нагрузке, изменяя скорость сгорания топлива, подачу тепла или другие параметры процесса, чтобы достичь требуемых рабочих условий.

3. Аварийные режимы: в случае возникновения аварийных ситуаций, таких как сбой в работе оборудования или нарушения параметров процесса (например, скачкообразное повышение давления), утечка или перегрев, парогенератор может переходить в режим аварийной остановки или аварийного сброса нагрузки. В таких ситуациях безопасность и защита системы становятся приоритетными, и предпринимаются действия для предотвращения повреждений оборудования и обеспечения безопасности персонала. В этом случае парогенератор может работать в режиме аварийного сброса давления, аварийного отключения или аварийного запуска.

4. Режимы переключения между парогенераторами: в системах, где установлено несколько парогенераторов, может возникнуть нестационарный режим работы при переключении нагрузки с одного парогенератора на другой. Во время переключения происходит согласование параметров парогенераторов и стабилизация рабочего режима.

В нестационарных режимах работы парогенераторы могут временно работать с измененными параметрами, а их системы управления и регулирования должны быть способными обеспечивать стабильность и безопасность процесса. Это может включать изменение топливной подачи, регулирование воздушного и топочного оборудования, а также контроль за давлением, температурой и другими параметрами парогенератора.

### **Пусковые схемы блоков с барабанными и прямоточными парогенераторами.**

Пусковые схемы используются для запуска парогенераторов и обеспечения безопасной и стабильной работы блоков с барабанными и прямоточными парогенераторами.

*Типы пусковых схем для барабанного парогенератора:*

1. Пусковая схема с предварительным нагревом: в этой схеме перед запуском барабанного парогенератора происходит предварительный нагрев системы, чтобы установить начальную температуру и давление. Это может быть достигнуто с помощью подачи горячего воздуха внутрь парогенератора или использования нагревательных элементов.

2. Пусковая схема с поэтапным нагревом: в этой схеме запуск парогенератора происходит поэтапно, с последовательным нагревом различных частей системы. Например, сначала может быть нагрет воздух, затем топочное пространство, а затем вода внутри барабана. Это позволяет достичь равномерного нагрева и предотвратить возникновение термических напряжений.

3. Пусковая схема с управляемым нагревом: в некоторых случаях используется управляемый нагрев, при котором система пуска медленно увеличивает подачу топлива или энергии для постепенного нагрева парогенератора. Это позволяет избежать резких изменений температуры и давления, что может быть важно для безопасности и стабильности процесса.

*Типы пусковых схем для прямоточного парогенератора:*

1. Пусковая схема с прогревом топливной системы: в прямоточных парогенераторах может быть использована схема, в которой перед запуском происходит прогрев топливной системы. Это может включать подачу топлива в предварительно разогретый топочный отсек или прогрев топливных форсунок для обеспечения более стабильного горения при запуске.

2. Пусковая схема с постепенным наращиванием нагрузки: в прямоточных парогенераторах может использоваться схема пуска, при которой нагрузка на парогенератор постепенно нарастает после запуска. Это позволяет системе постепенно адаптироваться к изменениям нагрузки и предотвращает резкие изменения параметров.

*Пусковая схема блока с барабанным котлом.*

Характерной особенностью схемы с барабанным котлом на рисунке 7.1 является отсутствие необходимости внешней циркуляции питательной воды при его розжиге. Если барабан котла заполнен водой, а в его топке включены горелки, то начнется естественная циркуляция питательной воды из барабана по опускным трубам (расположенным вне топки) и затем по подъемным трубам (расположенным в топке) в барабан. За счет теплоты горящего топлива будет происходить образование пара в барабане, причем важно, что при отсутствии расхода пара из котла (в начале пуска) не требуется подача в него питательной воды.

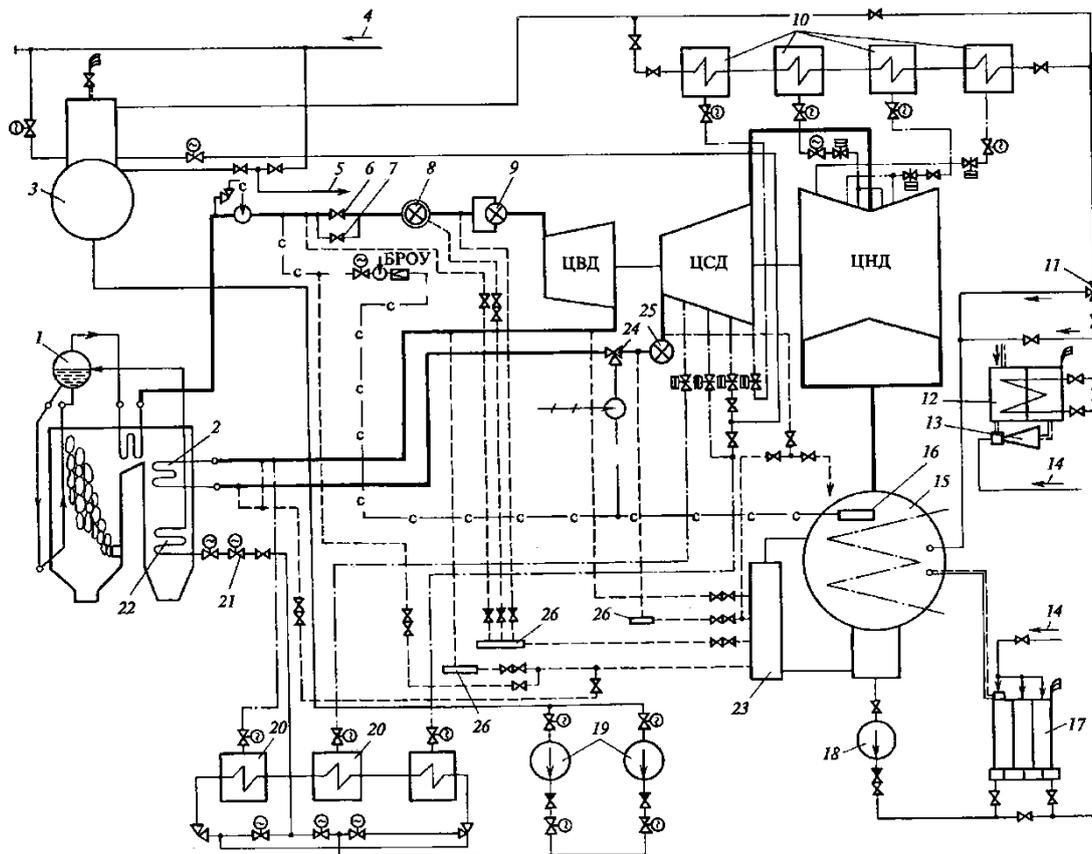


Рисунок 7.1 - Упрощённая пусковая схема с барабанным котлом  
 1 - барабан; 2 - промежуточный пароперегреватель; 3 - деаэратор; 4 - пар от постороннего источника; 5 - пар на эжекторы; 6 - ГПЗ; 7 - байпас ГПЗ; 8 - стопорный клапан; 9 - регулирующий клапан; 10 - ПНД; 11 - клапан рециркуляции; 12 - эжекторный охладитель; 13 - эжектор уплотнённый; 14 - пар от деаэратора; 15 - конденсатор; 16 - пускосбросное устройство; 17 - эжектор; 18 - конденсатный насос; 19 - питательные насосы; 20 - ПВД; 21 - питательный клапан; 22 - экономайзер; 23 - расширитель; 24 - сбросная задвижка; 25 - комбинированный стопорно-регулирующий клапан; 26 - дренажные коллекторы.

#### *Пусковая схема с прямоточным котлом*

На рисунке 7.2 показана пусковая схема моноблока с прямоточным котлом на сверхкритическое давление пара и с одним обводом. БРОУ, установленная на перемычке паропроводов свежего пара, при пусках и сбросах нагрузки направляет пар непосредственно в пускоприемное устройство конденсатора. Для обеспаривания тракта промежуточного перегрева при сбросах нагрузки служат сбросные клапаны, исправляющие пар также в конденсатор. В отличие от барабанного, прямоточный котел не может работать при малом расходе питательной воды через топочные экраны.

Нормальная работа прямоточного котла возможна только при расходе воды, составляющем около 30% номинального, и достаточно большом давлении. Это требует создания при пуске котла циркуляции нагреваемой среды. Поэтому для пуска котел оборудуется специальным растопочным узлом, состоящим из встроенной в тракт котла задвижки, дроссельного клапана Д-1, встроенного сепаратора, дроссельных клапанов Д-3 и Д-2 и растопочного расширителя, которым поддерживается давление около 2 МПа.

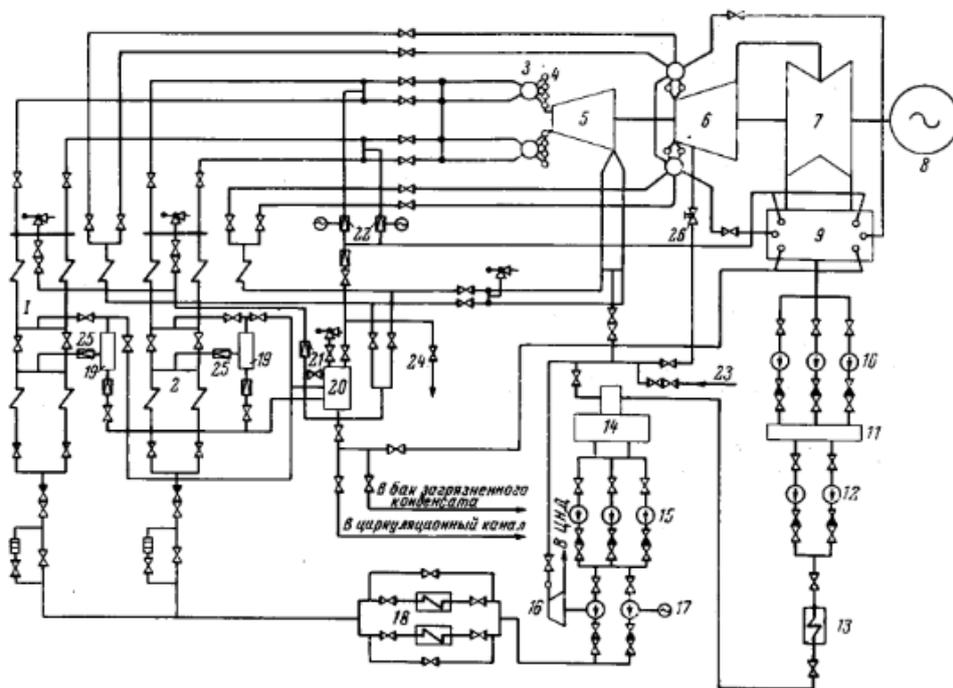


Рисунок 7.2 - Пусковая схема блока 300 Мет с прямоточным парогенератором

1,2 - парогенераторы; 3 - стопорные клапаны; 4 - регулирующие клапаны; 5 - ЦВД; 7 - ЦСД; 8 - генератор; 9 - конденсатор; 10 - конденсатные насосы первой ступени; 11 - конденсатоочистка; 12 - конденсатные насосы второй ступени; 13 - ПНД; 14 - деаэратор; 15 - бустерные насосы; 16 - питательный турбонасос; 17 - питательный электронасос; 18 - ПВД; 19 - пусковой сепаратор; 20 - пусковой расширитель 20 ат; 21 - пусковая РОУ; 22 - БРОУ; 23 - пар от магистрали 13 бар; 24 - пар на ПВД; 25 - дроссельный клапан; 26 - обратный клапан с гидроприводом.

Встроенная задвижка делит тракт котла на испарительную и перегревательную части. Перед растопкой котла встроенную задвижку и дроссельный клапан Д-3 закрывают и, несколько открывая дроссельный клапан Д-1, создают циркуляцию питательной воды по контуру конденсатор -

деаэратор-питательный насос - испарительная часть котла - встроенный сепаратор - расширитель - конденсатор (один из возможных вариантов циркуляции). При зажигании горелок котла сначала происходит нагрев воды, а затем во встроенных сепараторах образуется пар. Приоткрывая дроссельный клапан Д-5, подают образующийся пар в паропроводы свежего пара. Теплота конденсата растопочного расширителя, направляемого в конденсатор, отдается циркуляционной воде и поэтому теряется, а образующийся в расширителе пар используется для различных целей: деаэрации питательной воды, прогрева паропровода промежуточного перегрева и т.п. При пусках турбины необходимо обязательно прогревать и паропроводы промежуточного перегрева во избежание конденсации поступающего в них из ЦВД пара и предотвращения возможности заброса конденсата в ЦСД. Выше упоминалось о возможности прогрева тракта промежуточного перегрева паром из растопочного расширителя, который широко используется для этой цели. Установившегося общепризнанного наиболее целесообразного источника греющего пара не выработано, поэтому наиболее часто для этой цели используют специальную редуционно-охладительную установку (РОУ), снижающую параметры свежего пара и подающую его в тракт промежуточного перегрева.

### **Скользящие параметры**

Термин «скользящие параметры» означает постепенное повышение температуры и давления свежего пара от заданного исходного уровня до номинальных значений. Как на барабанном, так и на прямоточном котле скользящие параметры обеспечиваются постепенным увеличением расхода топлива. Для этой цели прямоточные котлы оснащаются встроенными сепараторами, выполняющими при пуске функции барабана котла с естественной циркуляцией среды - разделение пара и воды. В обоих случаях в пароперегреватель (из барабана или ВС) поступает насыщенный пар и граница пароперегревателя является зафиксированной.

Естественно, что при этом увеличение расхода топлива приводит к росту производительности котла и температуры пара. Наряду с этим при заданной производительности котла на соответствующем уровне установится и давление свежего пара. Этот уровень определяется принятой при разработке пусковой схемы блока пропускной способностью пускосбросного устройства.

Таким образом, для получения при пуске блока минимальных параметров свежего пара как на барабанах, так и на прямоточным котле требуется установить соответствующий минимальный расход топлива.

Следовательно, требование о проведении пуска блока при скользящих параметрах пара направлена прежде всего на сокращения потерь топлива.

## **7.2. Режимы пуска и останова парогенераторов**

### **Подготовка котельного агрегата и вспомогательного оборудования к пуску котла**

Пуск котла в работу осуществляется после его монтажа при вводе в эксплуатацию, после реконструкции, ремонта, плановых и внеплановых остановов. Это сложный процесс, во время проведения которого необходимо выполнить большое число многообразных действий, требующих четкого распределения обязанностей персонала. К пуску котла допускается наиболее квалифицированный персонал. Руководит операциями пуска котла начальник смены или старший машинист.

Подготовка котла к пуску начинается с:

- изучение объема и проверки выполнения ремонтных работ;
- устранения занесенных в журнал дефектов и замечаний, выявленных перед остановом.

Для оперативного устранения всех обнаруженных при этом недочетов назначается дежурная бригада ремонтного персонала.

Перед растопкой котла проводится детальный осмотр агрегата с целью проверки его исправности и готовности к работе. Осмотру подлежат топка, радиационные и конвективные поверхности нагрева, пароперегреватель, водяной экономайзер, воздушный подогреватель, обмуровка, взрывные клапаны и т. д.

При осмотре поверхностей нагрева в котле внимание обращается на наличие трещин, свищей, отдулин, следов коррозии и загрязнения труб, на правильность их установки с обеспечением возможности термического расширения материала.

Все посторонние предметы и мусор из топки и газоходов необходимо убрать, лазы газовоздушного тракта должны быть плотно закрыты.

Проверяется снятие заглушек на газопроводе, паровой, водяной, продувочной и дренажной линиях.

Проверяются исправность приводов и легкость хода шиберов, осевых направляющих аппаратов дымососов и вентиляторов, управляемость ими с главного щита, соответствие положения «открыт»/ «закрыт» обозначениям и показаниям приборов.

Проводится проверка исправности всей водяной и паровой арматуры котла, водоуказательных приборов, исправность действия дистанционных приводов.

Проверяются запасы топлива в бункерах, исправность мельниц, питателей топлива и пыли, подготовка мазутного и газового хозяйства, работа запально-защитных устройств, исправность предохранительных клапанов и правильность установки грузов на них, а также исправность и готовность к включению приборов, регуляторов, защит, освещения. Выявленные при проверке неисправности должны быть устранены до пуска котла. При неисправности защит, действующих на останов котла, пуск его запрещается.

После проверки оборудования начинается подготовка газозвдушного и водопарового трактов. Пылеприготовления, растопочного, паро- и газомазутного хозяйства, шлакоулавливания и шлакоудаления, обдувки и очистки котла и т.д. Открываются запорные общие и индивидуальные шиберы (на воздуховодах, горелках, форсунках), закрываются направляющие аппараты вентиляторов, дымососов, регулирующие воздушные шиберы (на мельницы, горелки, рециркуляции, присадки холодного воздуха и др.).

Перед заполнением котла водой:

- проверяется закрытие главного парозапорного вентиля, в дренажных и продувочных вентилях;
- открываются воздушники барабана и водяного экономайзера;
- включаются в рабочее положение водоуказательные стекла, вентили по воде и пару сниженных указателей уровня;
- манометр на барабане должен быть в рабочем состоянии;
- открываются запорные устройства на питательных трубопроводах перед водяным экономайзером, регулировочные устройства должны быть плотно закрыты.

У котлов с чугунным экономайзером открывается шибер прямого хода для пропуска продуктов горения мимо экономайзера. При отсутствии обводного газохода вода через экономайзер должна непрерывно прокачиваться и направляться по сгонной линии в деаэрактор. У котлов со стальным экономайзером открывается вентиль на линии рециркуляции.

Для подачи воды в котел необходимо открыть питательный вентиль и заполнить водой водяной экономайзер; при появлении воды закрыть воздушник на выходном коллекторе экономайзера. Котел заполняется водой до растопочного уровня.

Во избежание нарушения плотности вальцовочных соединений и термических деформаций от неравномерного прогрева не допускается

заполнение котла водой с температурой выше 90 °С в летнее время и 50...60С° в зимний период.

После заполнения котла водой необходимо убедиться в плотности арматуры путем ощупывания опускных дренажных труб. Если в течение 30 мин после заполнения котла водой при закрытом питательном клапане не произойдет снижения или повышения уровня воды в барабане котла, можно продолжать операции по подготовке котла к пуску. При наличии устройства для парового обогрева нижнего барабана открывается подача пара от работающих котлов и ведется подогрев воды в котле до температуры 90... 100 °С.

При подготовке к растопке котла, работающего на газе, газопровод до запорных устройств на горелки должен быть продут газом через продувочные свечи. Окончание продувки определяется с помощью газоанализатора по содержанию кислорода в газопроводе. В продутом газопроводе содержание кислорода не должно превышать 1 %.

Перед включением газовых горелок или растопочных мазутных форсунок необходимо провести вентиляцию топки и газоходов, используя сначала естественную тягу, а затем принудительную. При естественной вентиляции полностью открывают шиберы газового тракта и заслонки для регулирования подачи воздуха на горелки. Для принудительной вентиляции включают в работу дымосос, а затем вентилятор и в течение 10... 15 мин при их совместной работе осуществляется вентиляция дымового тракта котельного агрегата.

На котлах, сжигающих газ, после вентиляции проверяют содержание метана СН<sub>4</sub> в верхней части топки. При содержании метана в пробе воздуха более 1% вентиляция топки повторяется с целью исключения возможности взрыва при растопке.

### **Пуск парового котла из холодного состояния**

Последовательность операций при пуске котла зависит от его теплового состояния после простоя – соответственно различают пуск после ремонта или вывод котла из холодного резерва. Режим пуска должен обеспечить надежность всех элементов котла при минимальных расходах топлива и потерях воды. Пусковые режимы отрабатываются на головных котлах заводами-изготовителями и наладочными организациями с разработкой графиков пуска из разных тепловых состояний.

В зависимости от степени охлаждения котла после предшествующего останова различают пуски: из холодного, неостывшего, горячего состояний и из горячего резерва. Для каждого вида пуска разработана своя технология.

Пуск из холодного состояния проводится через 3...4 суток и более после останова при полном охлаждении котла и потере в нем давления. Пуск по данному режиму начинается с наиболее низкого уровня температур и давлений в котле и имеет наибольшую продолжительность.

Надежность розжига газовых горелок с принудительной подачей воздуха зависит главным образом от плотности шиберов, регулирующих подачу воздуха в горелку. Розжиг каждой из установленных горелок должен осуществляться от индивидуального запальника, установленного в запальное отверстие. Устойчивость пламени запальника зависит от разрежения в топке и плотности шибера, регулирующего подачу воздуха в горелку. В связи с этим перед вводом запальника в топку необходимо убедиться в плотном закрытии шибера, регулирующего подачу воздуха, и отрегулировать разрежение в верхней части топки в соответствии с рекомендуемым для растопки значением. Пламя запальника должно быть сбоку и в непосредственной близости от амбразуры или над ней, как показано на рис. 7.3, а.

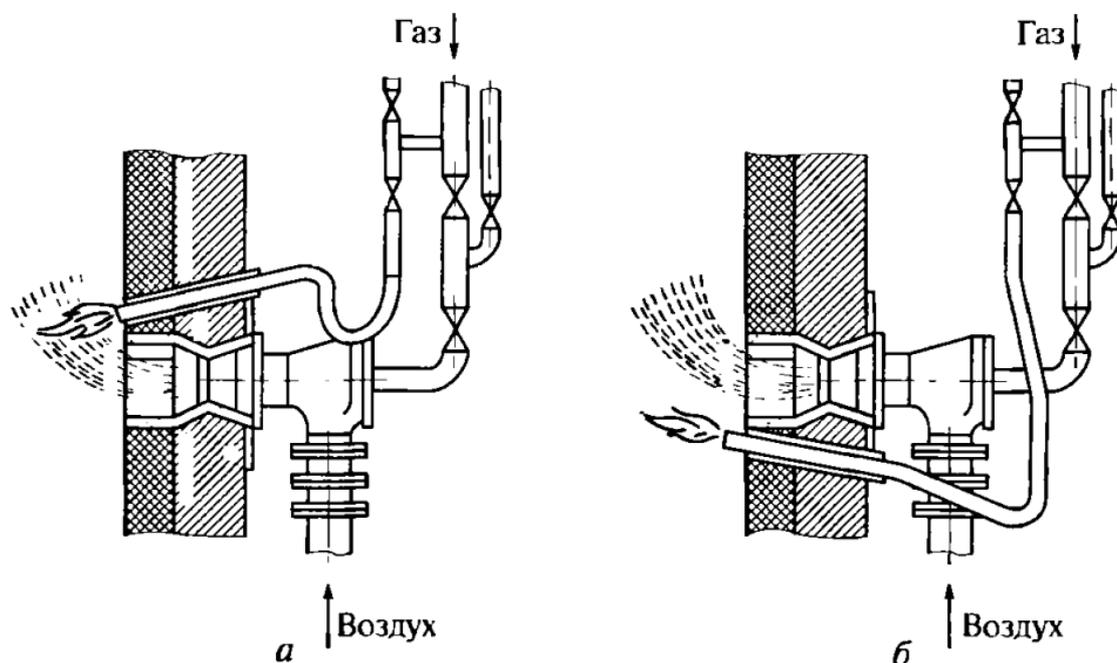


Рисунок 7.3 - Установка запальника:  
а – правильная; б – неправильная

При устойчивой работе запальника подача газа в горелку ведется плавно, чтобы давление газа не превышало 10...15 % номинального. Воспламенение

газа, выходящего из горелки, должно быть немедленным. Если газ, выходящий из горелки, сразу же не воспламеняется, необходимо быстро прервать подачу газа к горелке и к запальнику, удалить последний из топки и в течение 10...15 мин провентилировать топочную камеру. Повторный розжиг горелки разрешается только после устранения причин, препятствующих ее нормальному пуску.

При внесении запальника в топку и розжиге горелки необходимо соблюдать личную осторожность, быть в стороне от запального отверстия. После воспламенения газа, выходящего из горелки, включают подачу воздуха таким образом, чтобы светимость факела уменьшилась, но в то же время не произошло отрыва его от горелки. Для повышения производительности горелки сначала увеличивают на 10...15 % давление газа, а затем соответственно повышают давление воздуха, после чего восстанавливают заданное значение разряжения в толке. При устойчивой работе первой горелки приступают последовательно к розжигу остальных горелок.

При растопке очередность зажигания горелок выбирается с таким расчетом, чтобы обеспечить равномерное распределение температур в объеме топочной камеры.

Для котлов, работающих на мазуте, после завершения вентиляции топки и газоходов (при работе дымососа и вентиляторов) поочередно розжигают мазутные форсунки. Так, например, перед зажиганием форсунки с паровым распылением мазута необходимо закрыть полностью лючки и гляделки, прекратить подачу воздуха на форсунку, отрегулировать разрежение в верхней части топки, установив его равным 10...20 Па, и убедиться, что установилась требуемая температура подогрева мазута. Затем следует вставить в запальное отверстие мазутный растопочный факел. При устойчивом горении факела в форсунку сначала подается немного воздуха и пара, а затем и мазут путем постепенного открывания регулировочного вентиля. При воспламенении мазута необходимо отрегулировать горение, изменяя подачу мазута, пара и воздуха. При устойчивом горении растопочный факел удаляют. Все операции по изменению подачи пара, воздуха и мазута при регулировании работы форсунки следует проводить постепенно, наблюдая за факелом и не допуская подтекания мазута. Факел должен быть устойчивым, ярким, без черных полос. Аналогично розжигаются и остальные форсунки.

Пуск топки с молотковыми мельницами при пылеугольном сжигании твердого топлива выполняется в следующей последовательности. После подготовки котла к пуску и завершения вентиляции топки и газоходов поочередно зажигают растопочные мазутные форсунки по правилам,

рассмотренным ранее. На растопочных мазутных форсунках проводится постепенный прогрев толки и котла.

После включения котла в паровую магистраль полностью открывается шибер в шахте, отключающий одну из мельниц. Затем включается мельница и приоткрывается шибер, регулирующий подачу воздуха в мельницу. В течение 2...3 мин проводится вентиляция мельницы и проверяется правильность ее работы (правильность направления вращения, загрузка электродвигателя по амперметру). После этого на минимальной скорости включается питатель угля, и по амперметру контролируется загрузка электродвигателя мельницы (перегрузка электродвигателя не допускается). Если электродвигатель мельницы начнет перегружаться, нужно немедленно отключить питатель топлива.

Через гляделку в топке проверяют загорание пыли, выходящей из амбразуры, и следят за тем, чтобы разрежение в верхней части топки составляло 10...20 Па. Немного увеличив подачу воздуха и топлива в мельницу, добиваются устойчивого горения пыли и следят за повышением нагрузки котла. При устойчивом горении пыли форсировка работы соответствующей мазутной форсунки должна быть уменьшена. Пуск второй молотковой мельницы проводят аналогичным образом. При нагрузке котла, достигшей около половины номинальной, растопочные мазутные форсунки полностью отключают.

Механическая топка с цепной решеткой перед пуском должна быть очищена, а работа цепной решетки проверена на холостом ходу. Топку растапливают дровами при естественной тяге, если удастся создать разрежение в верхней части топки 10...20 Па. При недостаточной тяге пускается дымосос и устанавливается указанное разрежение. Затем включаются забрасыватели с тем, чтобы покрыть решетку слоем угля толщиной 30...40 мм. На слой угля забрасываются расколотые дрова и масляные концы, которые затем поджигаются. Как только дрова прогорят, их следует расшуровать и затем при полностью закрытом направляющем аппарате включить дутьевой вентилятор. После разгорания угля на решетке

включают в работу забрасыватели с минимальной подачей топлива, одновременно открыв подачу воздуха на пневмозаброс. Для реализации пневмозаброса давление в общем воздушном коробе необходимо поддерживать равным 500...600 Па. Дальность заброса регулируют изменением положения разгонной передвижной плиты.

Давление воздуха над решеткой в период растопки необходимо поддерживать равным 70...100 Па, периодически контролируя дальность заброса топлива. По мере разгорания угля на решетке следует включить

электродвигатель редуктора и установить минимальную скорость движения колосников полотна. По мере повышения форсировки топки постепенно увеличивают скорость движения цепной решетки с таким расчетом, чтобы топливо на решетке успевало прогорать и не сбрасывалось не прогоревшим в шлаковый бункер.

При нормальной работе обслуживание топки заключается в регулировании подачи топлива, правильном распределении воздуха по зонам и поддержании разрежения в верхней части топки в пределах 10...20 Па. Скорость движения колосникового полотна решетки следует установить с таким расчетом, чтобы толщина слоя сбрасываемого шлака составляла 80...120 мм. Меньшая толщина слоя шлака рекомендуется при работе на спекающихся углях или углях с легкоплавкой золой, большая - при сжигании бурых углей.

В процессе растолки котла из холодного состояния необходимо следить за тепловым расширением экранов, барабана, коллекторов и трубопроводов по установленным на них реперам. При отставании прогрева какого-либо экрана его следует продуть через дренажи нижних коллекторов в течение 25 с.

При нагревании котла должно обеспечиваться свободное перемещение элементов котла для предотвращения возникновения дополнительных напряжений и преждевременного разрушения стигбов и угловых сварных швов. Во время ремонта должны быть устранены все возможные причины заземления экранов в обмуровке холодных воронок, заземления в песочных компенсаторах и зажатия в элементах каркаса.

Особое внимание при пусках котла уделяется поддержанию заданной температуры металла толстостенных (барабана, коллекторов, паропроводов, арматуры) и наиболее ответственных деталей, скорости их прогрева. Технология прогрева зависит от исходного состояния этих деталей. Для обеспечения равномерных температур по периметру барабана (особенно верхней и нижней частей) применяют паровой прогрев, для чего в барабане предусматриваются паропроводы в нижней части, а также устанавливают предельные скорости повышения температуры насыщения воды в результате увеличения давления и разности температур поверхности верхней и нижней образующих барабана.

На основании подобных данных для разных котлов можно построить графики пуска из любого теплового состояния. Время пуска из неостывшего и горячего состояний зависит от остаточного давления в барабане.

В период растопок и остановов с целью снижения температурных напряжений в барабанах подпитку котлов проводят небольшими порциями. При растопке котла осуществляют контроль за уровнем воды в барабане по водомерным колонкам на барабане и по сниженным указателям уровня.

Последние из-за разных температур конденсата в импульсных трубках и котловой воды в барабане работают с погрешностями. Для обеспечения правильных показаний водомерные колонки должны быть продуты.

На котлах с давлением до 4 МПа водомерные колонки продуваются при давлении 0,1 МПа и вторично перед включением котла в общий паропровод. Во время подъёма давления уровень воды в барабане повышается. При превышении уровня воды сверх допустимого часть воды из котла необходимо спустить через линию периодической продувки. Напротив, при понижении уровня воды вследствие продувки котла и пароперегревателя необходимо провести подпитку водой.

Перед включением котла в паропровод проводится обязательная сверка показателей сниженных указателей уровня с показаниями водомерных колонок - их показания должны быть одинаковыми.

При повышении давления пара в котле выше атмосферного из воздушников начнет выходить пар, после чего необходимо закрыть вентили воздушников и продуть котловые манометры.

При пуске после ремонта проводят регулировку и настройку предохранительных клапанов, установленных на барабане и выходном коллекторе пароперегревателя.

Прогрев соединительных паропроводов от котла к главному паропроводу ведут одновременно с растопкой котла. В процессе прогрева паропровода осуществляют контроль за его расширением по установленным реперам и проверку состояния опор и подвесок. При заземлении паропровода или ослаблении подвесок дефекты должны быть устранены. Во время прогрева паропровода нельзя допускать появления гидравлических ударов. При их возникновении прогрев необходимо приостановить, с тем чтобы выяснить причину ударов и устранить ее.

Котел включают в общий паропровод при температуре, близкой к расчетной, и при достижении в нем давления, на 0,05... 0,1 МПа меньшего, чем давление в общем паропроводе. Запорные устройства на паропроводе открывают очень медленно, чтобы исключить возможность появления гидравлических ударов. Тем не менее, если во время включения котла в общий паропровод возникают толчки и гидравлические удары, следует немедленно приостановить операцию включения котла, ослабить горение в топке, увеличить степень открывания вентиля продувки пароперегревателя и усилить дренаж паропровода. После включения котла в общий паропровод скорость подъема нагрузки определяется местными инструкциями и диспетчерским графиком.

## Пуск котла из горячего состояния

Особенности растопки при «горячем» пуске заключается в следующем. Перед розжигом горелок температуру металла встроенных сепараторов понижают с 490 до 350-320°С путем выпуска пара из сепараторов, причем скорость понижения при этом не должна быть выше 4°С/мин. Одновременно понижается давление в котле с номинального (25 МПа) до 10-15 МПа. Через 30-40 мин после расхолаживания сепараторов по такому же графику, как из «неостывшего» состояния, т.е. после установления минимального растопочного расхода питательной воды, повышается давление перед закрытой встроенной задвижкой до 24-25 МПа, включаются мазутные горелки со стартовым расходом мазута и одновременно открываются сбросные клапаны встроенных сепараторов.

Вслед за этим постепенно открываются дроссельные клапаны. Дальнейшие операции те же, что и при пуске из «холодного» состояния. За счет снижения давления в котле перед растопкой исключается конденсация пара в ширмах, которые поэтому охлаждаются меньше, чем при пуске в прямоточном режиме.

## Режимы останова и сброса нагрузки котла

### *Плановый останов (неаварийный)*

Технология останова, объем и последовательность операций определяются типом котла, используемым топливом и видом останова. По конечному тепловому состоянию котла различают два вида остановов - без расхолаживания и с расхолаживанием оборудования. Останов без расхолаживания оборудования проводится при выводе котла в горячий резерв и для проведения небольших работ, как правило, снаружи котла. Останов с расхолаживанием связан с проведением ремонтных работ повышенной продолжительности, причем полнота охлаждения зависит от вида предполагаемого ремонта.

При нахождении котла в резерве необходимо принять меры к более длительному сохранению в нем давления и максимальному аккумулярованию в оборудовании теплоты. Для этого после проведения вентиляции топки и газопроводов проводится уплотнение газоздушного тракта путем закрывания шиберов и направляющих аппаратов дымососов и дутьевых вентиляторов.

Запрещается держать в горячем резерве котельной агрегат без отключения его от паропровода. Для поддержания давления в котле разрешается периодическая его подтопка. При нахождении котла в горячем

резерве обслуживающий его дежурный персонал должен постоянно находиться на рабочих местах.

При останове котла необходимо уменьшить подачу топлива и дутья, поддерживая постоянное разрежение в топке; при этом необходимо следить за уровнем воды в барабане, поддерживая нормальный уровень воды по водоуказательным стеклам.

Уменьшение подачи газообразного и жидкого топлива осуществляется постепенным снижением давления сначала воздуха, а затем газа и мазута перед горелками при поддержании необходимого разрежения на выходе из топки. При достижении предельных минимальных значений давления топлива по очереди гасят горелки.

Уменьшение подачи твердого топлива до полного ее прекращения ведут путем постепенной разгрузки питателей топлива со скоростью, обеспечивающей заданное охлаждение барабана и других толстостенных деталей. При останове котла подачу топлива прекращают, останавливают питатели сырого угля и мельницы.

После прекращения подачи топлива на котел необходимо закрыть главную паровую задвижку, отключить котел от паровой магистрали и открыть продувку пароперегревателя. В течение определенного времени, в соответствии с производственной инструкцией, проводят вентиляцию топки и газоходов, после чего останавливают вентиляторы, а затем отключают дымосос, закрывают дымовые шиберы и лопатки осевых направляющих аппаратов дымососов и вентиляторов.

Далее необходимо наполнить барабан котла водой до верхней отметки в водомерном стекле и поддерживать такой уровень до спуска воды. Спуск воды из остановленного барабанного котла разрешается после снижения давления в нем до атмосферного.

После останова котла не разрешается до его «расхолаживания» открывать люки и лазы. Открытые люки и лазы могут создать местные зоны ускоренного охлаждения, т.е. привести к температурным напряжениям в экранной системе и в теле барабана.

При останове котла на длительный ремонт выполняют операции ускоренного расхолаживания с использованием вентиляции топки и газоходов. Пуск дымососов с этой целью для котлов с естественной циркуляцией разрешается не менее чем через 10 ч для котлов с давлением до 14 МПа и через 18 ч для котлов с давлением 14 МПа и выше. При выводе котлов в ремонт или в резерв консервируют поверхность нагрева во избежание развития стояночной коррозии.

В зимний период в заполненном водой котле во избежание расхолаживания должно быть установлено тщательное наблюдение за плотностью газовоздушного тракта, за поверхностями нагрева и их продувочными и дренажными линиями, за калориферами, импульсными линиями и датчиками контрольно-измерительных приборов и автоматики. Температура внутри топки и газоходов должна быть выше 0 °С, для чего периодически подогревают топку и газоходы путем включения мазутных форсунок или подачи горячего воздуха от соседних котлов, следят за плотностью шиберов, лазов и люков. На водогрейных котлах должна быть обеспечена циркуляция воды через котел.

#### *Аварийный останов котла*

В процессе эксплуатации котла в нем могут возникнуть повреждения, неполадки, создающие опасные ситуации, чреватые выходом из строя оборудования или котла в целом, вызывающие разрушения с большими материальными потерями и, возможно, с человеческими жертвами. В зависимости от степени сложности обнаруженных нарушений и дефектов их устраняют либо без останова котла, либо с обязательным и немедленным его остановом.

Основой правильной тактики ликвидации аварии является исключение травмирования персонала, сохранение оборудования и предотвращение крупных его разрушений (из-за неправильных действий персонала или задержки ликвидации аварии). Любое котельное оборудование, имеющее дефекты, потенциально опасные для жизни персонала, должно быть немедленно выведено из эксплуатации. Если авария произошла на стыке смен, персонал, принимающий смену, привлекается к ликвидации аварии и выполняет распоряжения руководителя смены, ликвидирующей аварию. К ликвидации аварии может быть привлечен ремонтный персонал и персонал других цехов.

Технология аварийного останова котла определяется видом аварии и моментом установления ее причин. Первоначально, до момента установления причины аварии, но не более чем в течение 10 мин, останов ведется с минимально возможным расхолаживанием оборудования (с сохранением рабочего давления и уплотнением газовоздушного тракта). Если в течение 10 мин выявлена и устранена причина аварии, то далее проводится пуск котла из состояния горячего резерва. Если в этот срок причина не выявлена, а также в случаях поломки оборудования необходим останов котла.

Обязательный немедленный останов котла персонал проводит в следующих случаях: при недопустимом повышении или понижении уровня

воды в барабане, а также выходе из строя указательных приборов, вызванном неполадками регуляторов питания, повреждениями регулирующей арматуры, приборов теплового контроля, защиты, автоматики, исчезновения питания и т.д.; при отказах всех расходомеров питательной воды (более чем на 30 с) и остановках всех питательных насосов; при недопустимом повышении давления в пароводяном тракте и отказе более половины предохранительных клапанов, разрыве труб пароводяного тракта или появлении трещин, вздутий, пропусков в сварных швах основных элементов котла, в паропроводах, арматуре.

Кроме того, останов котлов является обязательным в случае прекращения горения топлива, при недопустимом понижении давления газа и мазута за регулирующим клапаном, останове всех дымососов и вентиляторов, взрывах в топке, в газоходах, при разогреве докрасна несущих балок каркаса и обвалах обмуровки; при пожаре, угрожающем персоналу, оборудованию, питанию дистанционного управления отключающей арматуры и соответствующих систем защит: при исчезновении напряжения в линиях дистанционного и автоматического управления и контрольно-измерительных приборов.

Водогрейные котлы должны быть остановлены также при снижении расхода воды и давления перед котлом ниже минимально допустимого значения.

## **Неполадки и аварии в котельной. Повреждения и ремонт котла**

### *Общие положения*

Аварии и неполадки котельного оборудования вызывают простои агрегата, что ведет к недоотпуску потребителям электроэнергии и теплоты (пара и горячей воды). В случае серьезных аварий выводятся из строя на длительный срок основное и вспомогательное оборудование котельной. Первопричинами большинства аварий и неполадок оборудования являются низкая квалификация персонала, нарушение эксплуатационным персоналом правил технической эксплуатации, правил техники безопасности и производственных инструкций, слабая трудовая и производственная дисциплина и плохое качество ремонта оборудования.

Все случаи возникновения аварийных ситуаций, серьезных неполадок в работе котла и его оборудования должны разбираться с выявлением причин и рассмотрением действий персонала. С целью предотвращения возможных аварий в котельных и выработки уверенных действий персонала в аварийных ситуациях для обслуживающего персонала должны регулярно проводиться противоаварийные тренировки, во время которых контролируется работа

персонала в искусственно созданных аварийных условиях. После таких тренировок следует разбор ситуаций, дается оценка оперативности и правильности действия сменного персонала.

#### *Аварии из-за перекачки и упуска воды в котле*

При значительном превышении уровня воды в барабане котловая вода вместе с паром забрасывается в пароперегреватель и оттуда (если не успеет испариться) может быть вынесена в паропровод и даже в паровую турбину. Движущаяся вместе с паром с очень большой скоростью вода является причиной возникновения гидравлических ударов, которые иногда бывают очень большой силы и могут вызвать повреждения паровой турбины и паропроводов.

При упуске воды в котле ниже допустимого уровня металл кипяtilьных и экранных труб и частей барабанов, обогреваемых горячими газами, перегревается, вследствие чего теряет свою прочность, деформируется, а иногда и разрывается. Из опыта эксплуатации такая ситуация, приводящая к взрыву барабана котла, обычно сопровождается большими разрушениями с тяжелыми последствиями. При менее значительных пусках воды возможны нарушение циркуляции в отдельных пучках кипяtilьных и экранных труб, ослабление и пропуск вальцовочных соединений, а также разрыв труб.

Следует иметь в виду, что засорение соединительных труб барабана с водоуказательными стеклами приводит к искажению данных о действительном уровне воды в барабане. В частности, засорение парового крана или соединительной трубки от барабана к этому крану приводит к быстрому повышению уровня воды в стекле, а засорение соединительной водяной трубы или водяного крана - к более медленному его повышению (вследствие постепенной конденсации пара в стекле). Искажение показаний уровней, может быть, и в случае «пропаривания» или пропусков продувочных кранов и гаек водоуказательных стекол при их неплотности. В этом случае уровень воды в стекле будет ниже действительного при пропуске нижнего крана и несколько выше при пропуске в верхней гайке водоуказательного прибора.

В случае понижения уровня воды в котле относительно нижнего допустимого при нормальном давлении воды в питательной линии и пара необходимо проведение следующих мер:

- продуть водомерные стекла и убедиться в правильности их показаний;
- проверить работу регулятора питания и, если дефект трудно устраним, перейти на ручное регулирование, усилить питание котла;

- проверить исправность питательных насосов и, в случае их повреждения, включить резервные
- закрыть вентиль непрерывной продувки и проверить плотность всех продувочных вентилях котла;
- проверить при внешнем осмотре, нет ли течи в швах, трубах, люках (прослушать по шуму).

Если уровень воды продолжает снижаться и дошел до уровня 25 мм от нижней кромки водомерного стекла, необходим аварийный останов котла.

При переполнении барабана, когда уровень воды поднялся до верхнего допускаемого уровня при нормальном давлении в котле и в питательной линии, необходимо принять следующие меры:

- продуть водомерные стекла и убедиться в правильности их показаний:
- проверить работу автоматического регулятора питания и, если он неисправен, перейти на ручное регулирование, убавить питание котла:
- при продолжающемся, несмотря на принятые меры, повышении уровня воды необходимо еще уменьшить питание котла и усилить непрерывную продувку;
- осторожно открыть запорные устройства на трубопроводе периодической продувки и, как только уровень воды пойдет на снижение, прекратить продувку.

Если уровень воды «ушел за верхнюю кромку» водомерного стекла, необходим аварийный останов котла.

Ненормально повышенный уровень воды в водоуказательных стеклах может быть вызван также внезапным вскипанием (вспениванием) воды в котле, которое приводит к ее броскам. Вспенивание сопровождается резкими колебаниями уровня и снижением температуры перегретого пара. В этом случае необходимо проведение следующих мер:

- прекратить подачу в котел (если таковая ведется) фосфатов и других химических реагентов и увеличить непрерывную продувку котла;
- снизить форсировку котла, уменьшив подачу топлива, убавив дутье и тягу;
- открыть продувку пароперегревателя и сообщить в машинный зал о необходимости срочного открывания дренажного паропровода перед турбиной;
- отобрать пробу котловой воды для анализа и в дальнейшем поступать согласно указаниям вахтенного персонала котельной.

Вскипание воды в котле может быть вызвано резким увеличением расхода пара и снижением давления в котле, а также повышением соледержания или щелочности котловой воды.

### **Повреждения кипяtilьных и экранных труб, питательных и паровых трубопроводов.**

Опыт эксплуатации паровых котлов показывает, что повреждения кипяtilьных и экранных труб происходят чаще всего из-за нарушений водного режима, вызванных неудовлетворительной работой участка химической водоподготовки, попадания сырой воды с конденсатом вследствие пропуска в конденсаторах. неправильного режима фосфатирования и т.д.

Причинами разрывов труб также могут быть превышение давления, нарушение температурных условий их работы, коррозия или износ труб, некачественное изготовление и монтаж, несоответствие используемых материалов и др. На разрушения экранных труб оказывает влияние неслаженность топочного процесса: удар факела в экранные панели. шлакование.

При чрезмерном повышении давления или температуры увеличиваются напряжения в стенках труб, снижаются пределы прочности. Повышение температуры в трубах связано со снижением расхода рабочего тела, повышенными температурами газа или с внутренними отложениями солей и шлама (в экранах). При снижении расхода рабочего тела и появлении внутренних отложений уменьшается охлаждающее действие рабочего тела на трубу, а с повышением температуры газов увеличивается мощность проходящего через трубу теплового потока. Отложения в экранных трубах появляются при ухудшении водного режима, а в пароперегревателях, кроме того, при ухудшении качества котловой воды и повышении уровня воды в барабане.

Иногда выход из строя кипяtilьных и экранных труб связан с нарушениями циркуляции вследствие зашлакованности труб, включенных в один контур, неравномерного обогрева труб из-за несимметричного расположения по ширине топки форсунок или горелок, а также из-за понижения уровня воды в котле, отложений шлама на горизонтальных или пологих участках труб, неравномерного отсоса топочных газов из котла и др.

Часто причиной нарушения циркуляции может быть попадание посторонних предметов (песка, грязи и пр.) в кипяtilьные и экранные трубы во время монтажа или капитального ремонта.

Повреждения труб возникают также и по другим причинам, например, из-за износа (истирания) их летучей золой, особенно при пылевидном сжигании многозольного топлива, или истирания их паром, истекающим из своевременно не отремонтированных соседних труб, имеющих пропуски и свищи.

Иногда на концах кипяtilьных и экранных труб, вальцованных в барабаны или коллекторы, наблюдаются кольцевые трещины. Причиной таких повреждений являются агрессивность котловой воды и значительные местные дополнительные напряжения как результат невозможности свободного термического расширения труб или коллекторов из-за зажатия их в местах прохождения через обмуровку и пр. Признаками появления кольцевых трещин в кипяtilьных и экранных трубах являются отложения шлама в виде валиков, которые можно обнаружить на внутренней части колокольчика труб или на теле барабана вокруг колокольчиков при осмотре барабанов перед их очисткой от шлама и накипи.

Разрывы питательных трубопроводов и основных паропроводов наблюдаются значительно реже, чем разрывы труб поверхностей нагрева, однако по своим разрушающим последствиям эти повреждения гораздо более опасны. Большинство причин, приводящих к разрушению питательных трубопроводов и паропроводов, аналогичны причинам разрыва труб поверхностей нагрева. Среди этих причин следует отметить следующие:

- превышение давления рабочей среды;
- коррозионные (внутренние) процессы;
- эрозионный (внутренний) износ в местах установки регулирующей арматуры;
- развитие усталостных трещин;
- появление повышенных напряжений при заземлениях трубопроводов или при резкой смене температур как рабочего тела, так и наружной среды;
- некачественность основного металла, металла в зоне сварных соединений и конструкций в целом;
- несоответствие материала труб рекомендациям расчетов.

Учитывая повышенную опасность разрушающих действий при разрывах, необходимо регулярно проверять состояние трубопроводов. Проверка осуществляется в соответствии с «Инструкцией по наблюдению и контролю за металлом трубопроводов и котлов».

В ходе этих проверок должна проводиться своевременная выбраковка поврежденных участков трубопроводов с целью последующей их замены. Особенно серьезное внимание следует обращать на трубы, материал которых

вырабатывает свой ресурс. Преимущественно нарушения наблюдаются на участках гибов, вблизи установки арматуры, в местах переходов с одной толщины на другую, в местах сварных стыков.

Признаками разрыва кипяtilьных или экранных труб являются:

- быстрое снижение уровня воды в барабанах котлов, несмотря на их усиленное питание;
- значительное расхождение между количеством питательной воды, поступающей в котел, и количеством пара, вырабатываемого котлом, что определяется по показаниям приборов;
- сильный шум пара в топке или газоходах котла;
- повышение давления в топке и выбивание газов из неплотностей обмуровки и лючков гляделок.

### **Аварии и неполадки пароперегревателей.**

Пароперегреватель относится к числу наименее надежных элементов котельного агрегата. Основным видом аварий в нем является пережог змеевиков из-за чрезмерного повышения температуры стенки трубы относительно расчетной величины. Повышение температуры стенок змеевиков происходит из-за следующих причин:

- наличие теплового и аэродинамического перекосов в отношении газов, т. е. неравномерное распределение температур и скоростей продуктов горения по ширине газохода, в котором расположен пароперегреватель;
- неравномерное распределение пара по змеевикам, в результате чего скорость пара в отдельных змеевиках значительно уменьшается, теплоотдача при этом от стенки к пару снижается и металл трубы перегревается;
- зарастание труб пароперегревателя отложениями солей, что приводит к ухудшению условий теплоотдачи от стенок труб к пару;
- недоброкачественность металла труб, из которого выполнен пароперегреватель.

Частые неполадки в работе пароперегревателя, проявляющиеся в чрезмерном повышении температуры перегрева пара, вызываются разными причинами, в их числе следующие:

- изменение сорта и качества топлива относительно принятого в расчете, в частности, повышение его влажности. С увеличением влажности топлива выход дымовых газов возрастает за счет водяных паров и увеличенного расхода топлива, поэтому возрастает и увеличивается теплопередача от газов к пару;

- понижение температуры питательной воды. В этом случае для сохранения паропроизводительности котла требуется сжигать больше топлива, но при этом увеличиваются выход продуктов горения и скорость их движения, что приводит к повышению тепловой нагрузки пароперегревателя;
- увеличение избытка воздуха, что также приводит к увеличению объема газов и их скорости;
- повышение нагрузки котла;
- слишком большой отбор насыщенного пара;
- чрезмерное повышение температуры дымовых газов перед пароперегревателем по сравнению с расчетной вследствие зашлаковывания кипяtilьных или экранных труб или вследствие затягивания факела и сгорания газов в области пароперегревателя.

### **Аварии и неполадки водяных экономайзеров.**

Повреждения стальных змеевиковых экономайзеров происходят главным образом вследствие внутренней и внешней коррозии труб и износа их летучей золой. Кроме того, нередко наблюдаются свищи и разрывы в местах сварки змеевиков при неудовлетворительном качестве сварочных работ.

Внутренняя коррозия труб возникает обычно в том случае, когда питание экономайзера ведется недеаэрированной водой с большим содержанием кислорода  $O$ , или углекислого газа  $CO_2$ . Наружная коррозия экономайзера чаще встречается при работе котлов на влажных и сернистых топливах. Причинами ее появления являются охлаждение и конденсация на стенках труб водяных паров и сернистого ангидрида, находящихся в продуктах сжигания топлива.

К местам наиболее интенсивного золотого износа экономайзера относятся трубы, расположенные в зоне наибольших скоростей газа: верхние трубы змеевиков у мест входа газа в экономайзер и те их участки, которые прилегают к задней стенке конвективной шахты. Следует иметь в виду, что больше всего летучая зола выпадает из газового потока в местах резких его поворотов, а также в зонах разных выступов в газоходах. Поэтому необходимо стремиться к тому, чтобы во всех случаях повороты газоходов были плавными, без каких-либо резких выступов и острых углов. Занос золой отдельных частей экономайзера вызывает, как правило, перекоп газового потока и приводит к нарушению нормального теплообмена. Одновременно у мест отложения золы возрастает скорость газов, что увеличивает также износ поверхностей нагрева.

Повреждения чугунных ребристых экономайзеров чаще всего бывают из-за разрыва ребристых труб и соединительных калачей, а также повреждения

прокладок во фланцевых соединениях. Эти повреждения могут быть вызваны гидравлическими ударами в экономайзере, неправильной установкой прокладок, чрезмерной затяжкой фланцев и т.д.

Первыми признаками аварии с водяными экономайзерами (разрыв трубы, течь и т.д.) являются резкое снижение уровня воды в барабане котла при его нормальной работе, шум в области экономайзера и появление влаги в золотой воронке экономайзера или через неплотности в его обмуровке.

### **Взрывы и хлопки в топке и газоходах.**

Из-за скопления значительного количества несгоревшего топлива в топке и газоходах возможны взрывы и хлопки. Причинами этого могут быть осаждение топлива на под или в холодную воронку, унос в газоходы вследствие несовершенной организации горения в топке. Вероятность взрывов возрастает на охлажденных топках в периоды растопки, при обрывах факела и повторном зажигании его без вентиляции, а также на зашлакованных котлах при обрушении шлака в нижнюю зону топки и попадании раскаленных глыб в водяную ванну шлаковых шахт.

В котлах на газовом топливе взрывы в топке могут быть вызваны утечками газа, плохой вентиляцией топки и газоходов перед растопкой и неполной продувкой газопроводов до горелок (через свечи), а также повторным зажиганием газа после обрыва факела без достаточной предварительной вентиляции. Эти взрывы, как правило, имеют тяжелые последствия.

При сжигании жидкого топлива опасность пожара и взрыва в топке и газоходах возникает при некачественном его распылении форсунками, сопровождающемся вытеканием мазута в амбразуры и на стены топки, с накоплением его в значительных количествах, а также повышенным выносом в газоходы сажи, появляющейся при плохом смешении мазута с воздухом и неполном его горении. В последнем случае происходит накопление, а в определенных условиях и возгорание отложений на поверхностях нагрева (например, в воздухоподогревателе). При этом отмечаются несвойственные для данной поверхности повышение температуры газов (этот показатель используется в качестве сигнала для настройки системы защиты). уменьшение тяги. разогрев обшивки. а иногда выбивание пламени.

При обнаружении пожара следует немедленно прекратить подачу топлива, локализовать горение (отключением дутьевых вентиляторов и дымососов и плотным закрытием газовых и воздушных шиберов) и включить местное пожаротушение (подачу пара или воды в газоход).

Взрывы и хлопки могут вызвать разрушение обмуровки и локальный разогрев обшивки и балок каркаса, снижающий их несущую способность.

Сильно влияет на надежность работы котла и возможность возникновения аварийных ситуаций шлакование топки и поверхностей нагрева. При шлаковании стен топки и накоплении на экранах значительных масс шлака происходит деформация экранных труб, разрушение их креплений, локальное увеличение тепловых потоков. При падении глыб в холодную воронку или на под могут деформироваться и разрушаться трубы в нижней части топки, могут разрушаться обмуровка, подвеска (опоры) шлаковых шахт, устройства удаления шлака. При сильном шлаковании наблюдается перекрытие шлаком нижней части топки, результатом являются прекращение выхода шлака из котла, накопление в топке огромных масс шлака, приводящих к необходимости останова котла.

### **Неполадки в работе пылеприготовительного оборудования.**

Обеспечение котла топливом требуемого качества и в необходимом количестве - одна из наиболее важных задач при обслуживании работы котла. Наибольшие затруднения и сложности при обслуживании связаны с сжиганием твердого топлива. Наряду с оборудованием для транспортировки и подачи дозированных масс топлива в топку в данном случае необходимо достаточно сложное пылеприготовительное хозяйство.

Надежность снабжения котла топливом в первую очередь определяется работой бункеров сырого топлива. Из-за наличия влаги и ее испарения в бункерах возможны слеживание и зависание топлива с образованием сводов, по причине которых поступление угля в котел может прекратиться. При разрушении сводов значительные массы топлива обрушаются вниз на питатели, часто выводя их из строя. Прекращение подачи топлива приводит к повышению температуры на участке в конце мельницы, т.е. возникает опасность взрыва в системе пылеприготовления.

Для контроля и своевременного принятия должных мер по восстановлению равномерности подачи топлива предусмотрены индикаторы и система защиты от обрыва топлива и устройства обрушения возникающих сводов (пневмо-, парообрушения, установки накладных вибраторов и электроимпульсных встряхивателей, обогрева стенок бункера и т.д.), которыми должен пользоваться машинист котла при обрыве топлива.

На работающих котлах следует регулярно контролировать наличие топлива в бункерах и следить за их загрузкой при снижении массы топлива до минимально допустимого уровня. Устройства сводаобрушения должны

находиться в состоянии постоянной готовности. Периодически (каждые 7... 10 суток) необходимо срабатывать топливо в бункерах до минимального уровня, а при остановках котла на ремонт топливо следует срабатывать полностью и очищать стенки бункеров. так как при длительном хранении топливо слеживается в плотную массу. Аналогичными должны быть действия персонала при контроле и обслуживании пылевых бункеров.

Присутствие в топливе крупных предметов, пней, щепы усиливает вероятность зависания топлива в бункерах, приводит к обрыву цепей. поломке скребков и пластин в питателях, к остановам мельниц. Большие проблемы создают металлические предметы, присутствующие в топливе. Они вызывают обрыв бил, поломку билодержателей, появление дисбаланса ротора и биение в подшипниках, что сокращает ресурс работы последних.

В процессе эксплуатации мельниц могут возникнуть условия их работы с чрезмерными перегрузками. Причинами перегрузок являются повышенная подача топлива, попадание посторонних предметов, ограниченная подача сушильно-транспортирующего агента. При перегрузках следует увеличить расход сушильного агента в мельницу, а если это не помогает, временно (до устранения перегрузки) отключить питатель.

На высокоабразивных топливах происходит сильный износ мелющих органов. Это приводит в результате к углублению пыли и повышению недожога топлива. Наиболее чувствительны к износу молотковые среднеходные мельницы, а также мельницы-вентиляторы. Для обеспечения качественного помола топлива необходимо контролировать состояние мелющих органов. проводить своевременную их замену.

Большое значение для работы мельниц и системы пылеприготовления имеют организация сушки и вентиляции мельниц, поддержание заданной температуры сушильного агента за мельницей  $t''_m$ . При повышении  $t''_m$  (например, при чрезмерной подаче сушильного агента, нагретого до высокой температуры, поступлении более сухого топлива или его обрывах) может произойти возгорание или взрыв топлива. Возгорание происходит, в первую очередь, в отложениях угольной пыли на стенах и горизонтальных участках топливного тракта. При взрыхлении отложений, поступлении к ним значительного количества свежего воздуха может произойти взрыв или хлопок. Поэтому на работающем оборудовании в системах пылеприготовления запрещено открывать лазы и лючки.

Возгорание отложений пыли может происходить и в помещении котельного цеха. Для предотвращения этого следует проводить регулярную уборку, удаляя своевременно отложения угольной пыли, особенно с горячих поверхностей.

Для ликвидации случаев возгорания в системах пылеприготовления необходимо поддерживать на безопасном уровне температуру за мельницей, поддерживать в исправном состоянии средства пожаротушения (подача пара и воды в мельницы, питатели), своевременно пользоваться ими, регулярно проверять исправность соответствующих измерительных приборов, защит и блокировок, контролировать бесперебойное поступление топлива в мельницу по ее загрузке и сигналам датчиков обрыва топлива, своевременно устранять пыление. Для защиты элементов системы пылеприготовления от разрушения при взрывах пыли на них устанавливаются взрывные клапаны в безопасных для обслуживания местах, причем выходные патрубки клапанов не должны устанавливаться по направлению к кабелям, газо-, мазуто- и маслопроводам.

Эксплуатация систем топливоподачи и пылеприготовления организуется в соответствии с «Правилами взрывопожаробезопасности топливоподачи электростанций» и «Правилами взрывобезопасности установок для приготовления и сжигания топлива в пылевидном состоянии».

### **Неполадки и аварии газовоздушного тракта.**

К оборудованию газовоздушного тракта относятся тягодутьевые машины (дымососы, вентиляторы), системы золоулавливания и золо- и шлакоудаления, а также устройства очистки поверхностей нагрева.

При работе тягодутьевых машин возможны перегрев и повреждение подшипников, вибрации и поломки роторов.

Перегрев и повреждение подшипников происходят чаще всего вследствие нарушения режимов смазки, снижения уровня масла или по причине его отсутствия в системе маслоснабжения, ухудшения или прекращения охлаждения подшипников, а также из-за плохого качества ремонта и сборки.

Вибрации и поломки роторов тягодутьевых машин наступают вследствие неправильной их начальной балансировки, возникновения разбалансировки ротора из-за износа, отложений золы (пыли) на лопатках, особенно при мокром золоудалении. Поломка происходит в основном в местах повышенной концентрации напряжений (переходы с одного диаметра на другой, риски, глубокие царапины) или в сечениях с наиболее высокими напряжениями.

При повышенных вибрации и температуре (более 80 °С) тягодутьевые машины следует остановить и выявить причины этих неполадок.

Газоходы и воздухопроводы котла необходимо проверять на газовую плотность, на исправность обмуровки или изоляции, износ и коррозию, на

отсутствие отложений золы и др. Контроль газовой плотности тракта осуществляется при регулярных осмотрах и контрольными (ежемесячными) измерениями подсосов с помощью факелов.

Изоляция (обмуровка) наносится на воздухопроводы и газоходы с целью уменьшения тепловых потерь в окружающую среду и для предохранения персонала от ожогов. Наружная температура поверхности ограждений не должна превышать 45 °С (при температуре воздуха до 25 °С).

Для наблюдения за износом и коррозией газоходов проводят периодические замеры толщины стенок, на базе которых устанавливают сроки и объемы ремонтных работ. Отложения пыли и золы в газоходах могут привести к их обрушению и значительным сопутствующим разрушениям другого оборудования, поэтому такие места фиксируют и за ними устанавливают постоянное наблюдение, а в периоды остановов проводят чистку.

Золоуловители являются обязательным оборудованием современной котельной. По условиям охраны воздушного бассейна работа котлов на твердом топливе с выключенными золоуловителями запрещена, должна обеспечиваться постоянная максимальная степень очистки дымовых газов.

При работе электрофильтров особое внимание следует уделять электробезопасности работы, качеству тепловой изоляции, поддержанию режимов электропитания и встряхивания электродов, равномерности распределения газа по секциям. От режима электропитания зависят эффективность очистки и энергозатраты на нее.

При повышении напряжения питания степень улавливания золы возрастает незначительно, но увеличиваются энергетические затраты. С увеличением загрязнения электродов возрастает электрическое сопротивление, падает сила тока и снижается ионизация газов и золы, т.е. при осаждении золы на электродах падает эффективность очистки. Поэтому необходимо проводить регулярную встряску электродов и удалять осевшую золу. Учитывая в то же время, что при встряске часть золы захватывается и уносится газовым потоком в дымовую трубу и далее в атмосферу. Режим встряски, как правило, устанавливают при испытаниях золоулавливающих устройств (ЗУУ) при сжигании разных топлив.

Значительный вред работе электрофильтров наносят неплотности обшивки и подсосы воздуха. Последние приводят к увеличению вторичного выноса золы из золоуловителей и золовыгружающих устройств, к увеличению скорости газового потока и повышенному эрозионно-коррозионному износу в местах подсосов. Опасны также накопления и зависания массы золы в сборных

бункерах, приводящие к короткому замыканию в активной части электрофильтра и к отключению напряжения.

При сжигании мазута в пылеугольных котлах следует отключать электропитание от электродов (не выключая встряхивающих устройств), чтобы уменьшить оседание электропроводной сажи, способной вызвать короткое замыкание. Короткое замыкание возможно также в электрофильтрах при их включении после продолжительного останова, если перед остановом котла не была удалена зола с электродов и произошло ее увлажнение за период простоя.

При использовании электрофильтров наиболее распространенными неисправностями являются отказы электрической части устройства; забивание газораспределительных решеток; прекращение выпуска золы (например, из-за забивания золоспускных устройств): значительные отложения золы на осадительных электродах; повышенная коррозия и др. Во всех случаях следует устанавливать причину отказа и принимать соответствующие меры: исправлять электрическую схему, очищать газораспределительные решетки и золоспуск, периодически увеличивать и уменьшать энергию встряски. восстанавливать тепловую изоляцию корпуса, устранять подсосы холодного воздуха.

В котлах с мокрыми золоуловителями следует следить за изменением их аэродинамического сопротивления, температурой в газоходах за ними, давлением и расходом орошающей и смывной воды. Вода, используемая в мощных золоуловителях, должна очищаться от механических примесей (чтобы не забивались сопла и форсунки). Увеличение сопротивления мокрых золоуловителей происходит в основном в результате образования отложений в зоне ввода орошающей воды (на прутковых решетках и стенах подводящих газоходов). Для удаления отложений периодически следует промывать решетки и входные патрубки.

В зависимости от температуры уходящих газов может меняться их вязкость и плотность, и интенсивность уноса капель воды. Унос капель воды способствует развитию коррозионных процессов и увеличению отложений увлажненной золы в газоходах за золоуловителем и на лопатках дымососов.

Увеличение расхода орошающей воды позволяет улучшить степень улавливания золы, но одновременно ведет к повышенному охлаждению газов и выносу влаги со всеми вытекающими негативными последствиями.

В установках с сухими инерционными золоуловителями (например, циклонами-пылеуловителями) наиболее часто отмечаются износ летучей золой входных элементов и подводящих газопроводов, налипание золы и коррозия, а также ухудшение схода золы из бункеров золоуловителей. При

осмотре следует выявлять места износа и проводить их ремонт. Для уменьшения износа можно применять специальные защитные накладки. Для борьбы с коррозией, отложениями золы и ухудшением ее схода в систему золоудаления следует исключать конденсацию паров воды, следить за состоянием теплоизоляции, производя ее своевременный ремонт.

В системах шлако- и золоудаления могут также возникать аварийные ситуации, и поэтому они требуют к себе повышенного внимания. В установках шлакоудаления и в шлаковых шахтах необходимо следить за достаточностью охлаждения и дробления выводимого из топки шлака. за бесперебойным поступлением воды на образование водяной ванны и гидравлического затвора, за плотностью шлаковой шахты и исправностью транспортеров. При опасности обрушения в шлаковую шахту значительных глыб шлака нужно принимать меры по их измельчению и удалению, не допускать расплавления и спекания этих глыб между собой до перекрытия шлаковых шахт.

В золосмывных аппаратах необходимо контролировать поступление воды и ее давление перед соплом, следить за исправностью гидрозатворов, чтобы не было подсосов воздуха, следить за равномерностью схода золы и отсутствием забивания аппаратов.

Попадающая в каналы золоудаления шлако- и золоводяная смесь (пульпа) смывается водой из побудительных сопел, установленных в канале с интервалом 6...10 м. При обслуживании необходимо устранять скопления золы и шлака в каналах, проводить своевременный их ремонт, восстанавливать облицовку.

Так как багерные насосы повреждаются при попадании в них металла, необходимо обеспечить качественное металлоулавливание и своевременную очистку ловушек от уловленных предметов.

Зола с значительным содержанием щелочноземельных металлов может вызывать появление плотных отложений на пульпопроводах и забивать их. Забивание и цементация усиливаются при уменьшении скорости пульпы (ниже критического значения 1.2 м/с для золы и 1,6...2.1 м/с для шлака), а также при отключении пульпопроводов. В связи с этим при выводе золо- и шлакопроводов в ремонт или в резерв их необходимо в течение некоторого времени промывать чистой водой, а также через специальные люки проводить чистку. Наиболее повреждаемыми элементами являются шлакоудаляющие устройства (шнековые или скреперные), каналы гидрозолоудаления (или пневмоудаления) и багерные насосы.

Шлакоудаляющие устройства выходят из строя при попадании в них значительных глыб шлака (при обрушении) или посторонних предметов. При повреждении большинства или всех устройств следует снижать временно

нагрузку, пытаясь в это время освободить транспортеры от выпавших глыб шлака через имеющиеся в шлаковых шахтах лазы. Работы следует проводить с большой осторожностью, соблюдая правила техники безопасности. Если не удастся освободить все транспортеры, то котел следует остановить во избежание полного зашлаковывания топки.

Поломка багерных насосов происходит из-за попадания в них металлических и других предметов, которые могут случайно попадать в открытые каналы. Поэтому необходимо следить, чтобы каналы были постоянно закрытыми, а при обнаружении металла и других предметов их следует удалять.

Основные повреждения на линии шлако- и золоудаления вызываются износом и забиванием каналов. Для предотвращения повреждений от износа необходимы регулярный контроль, своевременный ремонт поврежденных участков или их поворот на 90... 120°. Для уменьшения износа стальные трубы шлако- и золо-проводов облицовывают чугунами или базальтовыми лотками. Забивание пульпопроводов может создать серьезную аварийную ситуацию для электростанции. Поэтому при забивании следует увеличивать расход воды в пульпопроводах, а если это не помогает, останавливать их на чистку, вводя в работу резервные пульпопроводы. Причинами забивания могут быть также износ облицовки

каналов, появление выбоин в стыках. Необходимо проводить регулярный контроль состояния каналов и не допускать работу со значительными уступами отдельных плит и с большими выбоинами, в которых могут оседать зола и шлак.

Средства очистки поверхностей нагрева обеспечивают эффективность работы поверхностей нагрева, удаление наружных отложений на трубах. В обдувочных аппаратах наиболее подвержены повреждениям сопловые головки, рычаги переключателей обратного хода, цепи управления и т.д. Повреждение насадок происходит вследствие обгорания. При неисправности управления и обрывах рычагов переключателей обратного хода насадки (с трубами) обдувочные аппараты могут остаться в топке или газоходах, что приведет к их обгоранию или серьезным деформациям. Поэтому в случае такой поломки следует принять все меры, чтобы извлечь аппарат из топки (газохода).

В котлах с дробеочисткой проверяют состояние и работоспособность дробеотделителей, тракта подачи дроби в бункера, привод пневмотранспорта, исправность и достаточность охлаждения дробераспределителей и др. Кроме того, при внутренних осмотрах котла контролируют износ и наклеп

очищаемых труб, проверяют равномерность распределения дробы по очищаемой поверхности.

В установках виброочистки следует проверять исправность вибраторов. Исправность и достаточность охлаждения приводных штанг, плотность узла ввода штанги в котел, эффективность очистки всей поверхности в целом и отдельных ширм (змеевиков)

## **ПРАКТИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ**

### **ЛАБОРОТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ**

#### **Лабораторная работа №1**

#### **Определение содержания влаги твердого топлива**

**Цель работы:** определить содержания влаги твердого топлива.

#### **Общие сведения**

Одной из важнейших характеристик топлива является наличие влаги, которая может составлять от 3-5 до 60-70 %. Содержание влаги определяется геологическим возрастом, условиями залегания, добычи, транспортирования и хранения топлива. Различают влагу внешнюю, внутреннюю (коллоидную) и гидратную (кристаллическую).

Внешнюю влагу часто подразделяют на капиллярную и поверхностную. Капиллярной называют ту влагу, которая содержится в порах (капиллярах) топлива и обычно составляет основную часть влаги топлива, находящегося в естественных условиях.

Так как с возрастом топливо уплотняется и пористость его уменьшается, то уменьшается и содержание капиллярной влаги. Так, для торфа максимальное значение капиллярной влаги доходит до 40-50 %, для каменных углей - не превышает 5-12 %.

Поверхностной называют влагу, которая осаждается на поверхности топлива, количество её невелико (3-5 % массы топлива) и в общем мало зависит от химического возраста топлива.

Внутренняя влага связана с органической частью топлива, физико-химически входя в состав того сложного коллоида, каким является твердое топливо, почему она и называется коллоидной. С увеличением возраста топлива содержание внутренней влаги в нем падает. Это объясняется тем, что

в процессе преобразования органической массы топлива происходит "старение" коллоидных веществ. Так, в торфе и в бурых углях её содержание 10-15 %, в геологически молодых каменных углях - 3-6 %, а в геологически старых каменных углях и антраците - 0,5-1,0 %.

Гидратная влага входит в состав некоторых минеральных примесей топлива (например,  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ). Содержание её в топливе обычно невелико и в величину общей влаги не включается. Заметное количество её бывает лишь в многозольных топливах и выделяется при дегидратизации молекулы минерала при температуре выше 500 °С.

Внешняя и внутренняя влага составляют общую или рабочую влагу топлива, величина которой для различных топлив показана на рис. 1.1.

Помимо рабочей влажности топлива  $W^P$  важной характеристикой является его гигроскопическая влажность  $W^{ГИ}$ , т.е. влажность пробы топлива, доведённого до равновесного состояния в воздушной среде с относительной влажностью  $60 \pm 2$  % и температурой  $20 \pm 5$  °С, и называется аналитической пробой топлива. В лабораторной практике влажность аналитической пробы топлива обозначают через  $W^a$ .

Влага является балластом топлива, так как увеличивает расходы на транспортировку и погрузочно-разгрузочные работы, при перевозке и хранении высоковлажные топлива смерзаются. Содержание влаги в топливе снижает его теплоту сгорания, уменьшает температуру в топочной камере, увеличивает объём продуктов сгорания и, следовательно, увеличивает потери тепла с уходящими газами, снижая КПД парогенератора. Сущность метода определения содержания влаги в твердом топливе заключается в высушивании навески топлива в электрическом сушильном шкафу при температурах 105-110 °С и  $140 \pm 5$  °С и вычислении потери в весе взятой навески.

### **Необходимая аппаратура и материалы**

При определении содержания влаги применяются следующая аппаратура и материалы:

1. Шкаф сушильный с электрическим обогревом.
2. Стаканчики (бюксы) стеклянные или алюминиевые с крышкой. Бюксы с крышкой должны быть пронумерованы, высушены, взвешены и должны храниться в эксикаторах с влагопоглощающими веществами. Перед взятием навесок вес бюксов проверяют.
3. Термометр.
4. Весы аналитические с разновесами.
5. Эксикатор с серной кислотой или гранулированным хлористым

кальцием.

6. Совки, ложечки или шпатели для перемещения пробы и взятия навески, щипцы тигельные.

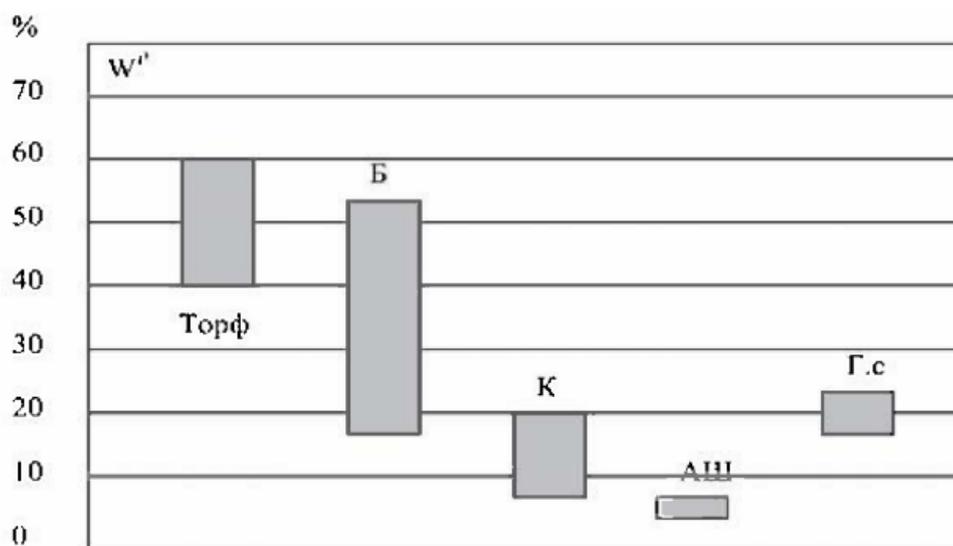


Рисунок 1.1 - Содержание влаги в различных видах твердого топлива. На рисунке обозначено: Б - бурые угли; К - каменные угли; АШ - антрацитовый штыб; ГС - горючие сланцы

### Выполнение работы

Для определения содержания влаги ( $W^a$ ) в аналитической пробе топлива с размерами частиц 0 - 0,2 мм пробу перемешивают в открытой банке шпателем или ложечкой и с разной глубины из двух-трех мест берут в предварительно взвешенные бюксы навески топлива, равные 1 г. Определение содержания влаги производят параллельно в двух навесках.

1. Метод высушивания при температуре 105 -110°C.

Бюксы с навесками топлива помещают в предварительно нагретый до 105 - 110 °С сушильный шкаф (рис 1.2) и сушат при этой температуре:

- каменные угли, антрациты и горючие сланцы - 30 мин;
- бурые угли, торф - 40-60 мин.

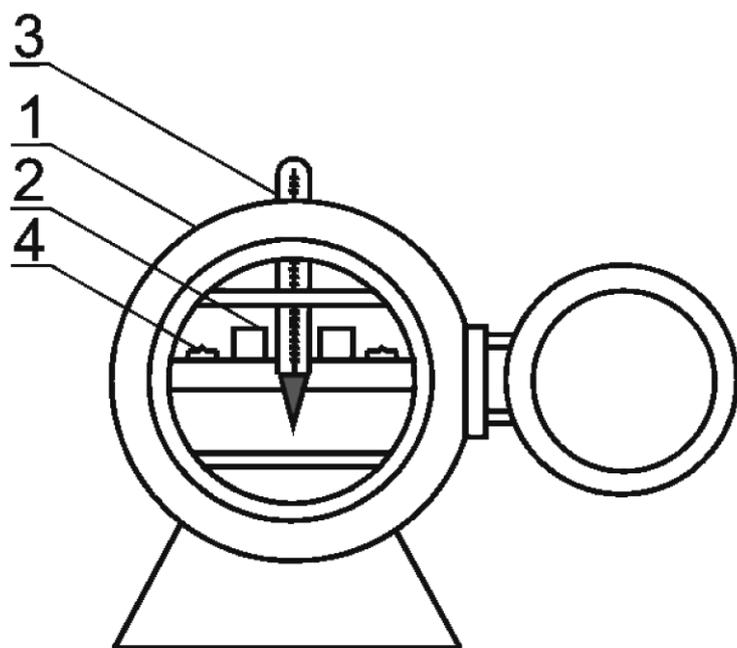


Рисунок 1.2 - Шкаф сушильный с электрическим нагревателем: 1 - сушильный шкаф; 2,4 - бюксы с крышками; 3 – термометр

Бюксы ставят открытыми, крышки кладут рядом. После сушки бюксы с топливом вынимают из шкафа, закрывают крышками, охлаждают сначала на воздухе в течение 2-3 мин., а затем в эксикаторе до комнатной температуры в течение 15 мин при этом же температурном режиме. Контрольные сушки повторяются до тех пор, пока разность в весе при двух последовательных взвешиваниях будет менее 0,01 г.

## 2. Метод высушивания при температуре $140 \pm 5$ °С.

Нагревают шкаф до температуры 160-165 °С. Бюксы с навесками топлива ставят на полку шкафа открытыми, крышки кладут рядом с бюксами.

Высушивание проб производят при температуре  $140 \pm 5$  °С. Отсчет времени начинают с момента достижения температуры в условиях предела. При этой температуре высушивают навески:

- каменные угли и антрациты - 5 мин.;
- горючие сланцы - 8 мин.;
- бурые угли - 20 мин.

В остальном определение производят в соответствии с предыдущим методом.

Результаты взвешивания записывают в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Номер бьюкса	Навеска топлива G, г	Вес бьюкса, г			
		Пустого G <sub>1</sub>	С навеской топлива G <sub>2</sub>	После первого просушивания G <sub>3</sub>	После 2-го просушивания G <sub>4</sub>

### Вычисление результатов работы

Содержание влаги в аналитической пробе топлива ( $W^a$ ) в процентах вычисляют по формуле:

$$W^a = \frac{G_2 - G_4}{G} \cdot 100, \% \quad (1.1)$$

Определяют влагу для каждой из двух параллельных навесок топлива ( $W_1^a$  и  $W_2^a$ ), а затем находят среднее значение влаги ( $W_{cp}^a$ ):

$$W_{cp}^a = \frac{W_1^a + W_2^a}{2}, \% \quad (1.2)$$

Допустимое расхождение между результатами двух параллельных определений не должно превышать 0,3 %.

Результаты работы записывают в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Влага аналитической пробы испытуемого топлива, %		
$W_1^a$	$W_2^a$	$W_{cp}^a$

### Контрольные вопросы

1. Влага топлива, виды влаги.
2. Содержание влаги у различных топлив и влияние ее на экономичность работы парогенератора.
3. Порядок определения влаги твердого топлива.

## Лабораторная работа №2

### Определение зольности твердого топлива

**Цель работы:** определить зольности твердого топлива.

#### Общие сведения

Негорючие минеральные примеси являются балластом топлива. Они уменьшают содержание горючей массы в рабочем топливе, вследствие чего уменьшается теплота сгорания топлива, усложняется процесс сжигания, снижается экономичность парогенераторной установки.

В твердых топливах (за исключением сланцев) примеси состоят главным образом из глины  $Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$ , свободного кремнезема  $SiO_2$ , железного колчедана  $FeS$ . В небольших количествах в них содержатся также закись железа  $FeO$ , сульфаты, карбонаты, силикаты кальция, магния, щелочи, хлориды и т.д.

Значительную часть минеральных примесей горючих сланцев составляют карбонаты, содержание которых доходит до 70 % от веса негорючих веществ.

Минеральные примеси попадают в топливо несколькими путями, вследствие чего различают следующие виды примесей: первичные (переходят в топливо из веществ-углеобразователей), вторичные (вносятся в топливо в процессе преобразования его исходной массы извне), третичные (попадают в топливо при добыче, погрузке, транспортировке и хранении).

При горении топлива в условиях высоких температур минеральные примеси претерпевают большие изменения. При относительно низких температурах теряют кристаллизационную влагу сернокислые соединения; при более высоких температурах происходит разложение карбонатов с выделением углекислоты, испарение щелочей и хлоридов. Одновременно имеют место реакции окисления железного колчедана и закиси железа, повышающие первоначальный вес негорючих веществ.

Твердый негорючий остаток, получающийся после всех преобразований минеральной части в процессе горения топлива, называют золой. Состав и вес золы не идентичны составу и весу минеральных примесей топлива.

На рис. 2.1 приведены средние пределы зольности различных видов топлива.

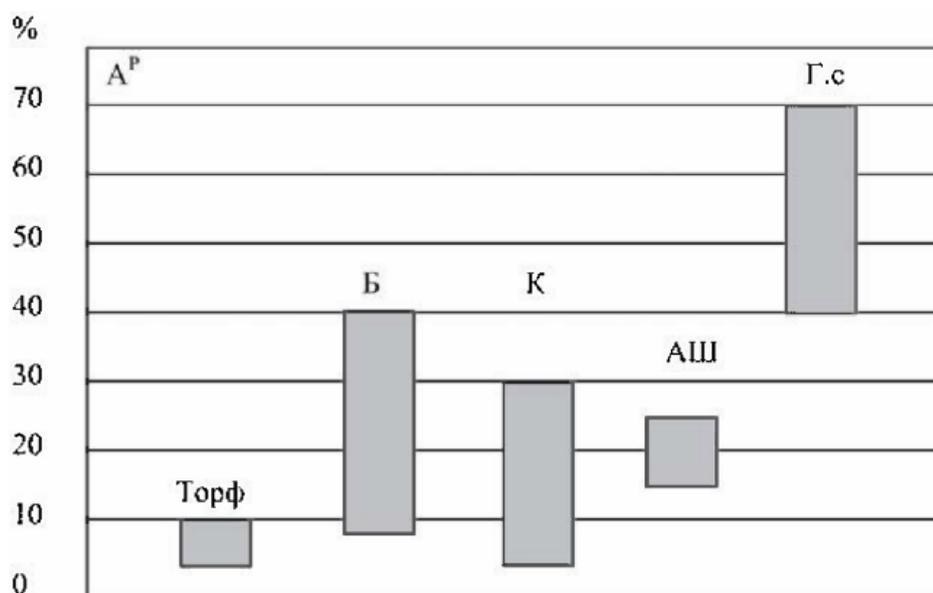


Рисунок 2.1 - Содержание золы в различных видах твердых топлив: Б - бурые угли; К - каменные угли; АШ - антрацитовый штыб; ГС - горючие сланцы

Сущность метода определения зольности заключается в озолении навески топлива в муфельной печи и прокаливании зольного остатка при температуре  $800 \pm 25$  °С, а для ускоренного озоления горючих сланцев - при температуре 850-870 °С.

### Необходимая аппаратура и материалы

При определении зольности применяются следующая аппаратура и материалы:

1. Печь муфельная.
2. Лодочки фарфоровые прямоугольные № 1, 2 и 3. Лодочки, применяемые впервые, должны быть предварительно пронумерованы, прокалены до постоянного веса, взвешены и должны храниться в эксикаторах с осушенными веществами. Перед взятием навесок вес лодочек проверяют.
3. Пластика толщиной до 5 мм керамическая или из жароупорного материала.
4. Шпатель или ложечка для перемешивания пробы и взятия навески.
5. Щипцы тигельные.
6. Весы аналитические с набором разновесов.
7. Эксикатор с осушающим веществом, которое должно периодически обновляться: серная кислота - один раз в месяц, а хлористый кальций - при

начале расплывания.

### Выполнение работы

Аналитическую пробу топлива перемешивают шпателем в открытой банке по возможности на полную глубину. На разной глубине из двух-трех мест ложечкой берут навески топлива по 1 г в предварительно взвешенные лодочки. Навески в лодочках размещают равномерным слоем. Определение зольности производится параллельно в двух навесках.

Муфельную печь нагревают до температуры 850-875°C. Затем открывают дверцу муфеля и пластинку с лодочками устанавливают на уровне его пода (рис. 2.2). В таком положении пластинку выдерживают 3 мин при озолении углей и антрацитов и 5 мин при озолении сланцев.

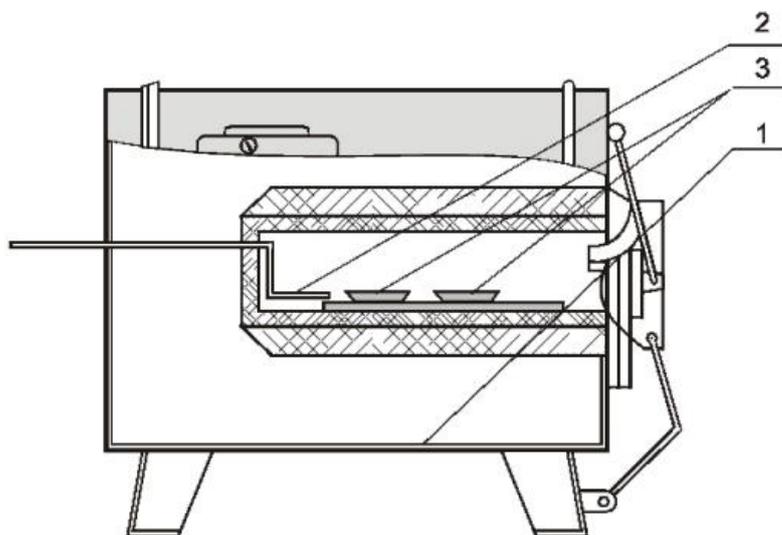


Рисунок 2.2 - Электрическая муфельная печь: 1 - муфельная печь; 2 - термометр; 3 - лодочки

Затем пластинку с лодочками продвигают в муфель со скоростью 2 см/мин, закрывают дверцу муфеля и прокаливают навески при температуре 800-825 °С с продолжительностью 15 мин каждое до тех пор, пока разность в весе при двух последних взвешиваниях будет менее 0,001 г. Все взвешивания производят с точностью до 0,0002 г.

Результаты взвешивания заносят в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Номер лодочки	Навеска топлива G, г	Вес лодочки, г			
		Пустого G <sub>1</sub>	С навеской топлива G <sub>2</sub>	С золой после прокаливания G <sub>3</sub>	С золой после контр. прокаливания G <sub>4</sub>

### Вычисление результатов работы

Зольность аналитической пробы твердого топлива ( $A^a$ ) в процентах вычисляют по формуле:

$$A^a = \frac{G_3 - G_1}{G} \cdot 100, \% \quad (2.1)$$

Определяют зольность каждой из двух навесок топлива ( $A_1^a$  и  $A_2^a$ ), а затем - среднее значение зольности:

$$A_{\text{ср}}^a = \frac{A_1^a + A_2^a}{2}, \% \quad (2.2)$$

Допускаемые расхождения между результатами двух параллельных определений зольности одной аналитической пробы не должны превышать:

- 0,2 % - для топлива с зольностью до 12 %;
- 12 0,3 % - для топлива с зольностью от 12 до 25 %;
- 0,5 % - для топлива с зольностью более 25 %.

Зольность топлива на сухую массу ( $A^c$ ) вычисляют по формуле:

$$A^c = A_{\text{ср}}^a \frac{100}{100 - W^a}, \% , \quad (2.3)$$

где  $W^a$  - содержание аналитической влаги испытуемой пробы, %.

Зольность рабочего топлива в процентах ( $A_p$ ) вычисляют по формуле:

$$A_p = A_{\text{ср}}^a \frac{100 - W^p}{100 - W^a}, \% , \quad (2.4)$$

где  $W^p$  - содержание влаги в рабочем топливе по испытываемой пробе, %.  
Результаты работы заносят в табл. 2.2.

Таблица 2.2

Зольность испытываемой пробы, %				
$A_1^a$	$A_2^a$	$A_{ср}^a$	$A^c$	$A_p$

### Контрольные вопросы

1. Характеристика минеральных примесей топлива.
2. Преобразование минеральных примесей топлива в процессе горения.  
Зола топлива.
3. Высокосольные и низкосольные топлива.
4. Порядок определения зольности твердого топлива.

### Лабораторная работа №3

#### Определение выхода летучих веществ

**Цель работы:** определить выход летучих веществ твердого топлива.

#### Общие сведения

При нагревании твердого топлива без доступа воздуха, под действием высокой температуры (200-800°C) начинается термическое разложение его на газообразную часть (летучие вещества) и твердый остаток (кокс). Если не учитывать водяных паров, которые образуются в результате испарения влаги нагреваемого топлива, летучие вещества содержат водород, тяжелые углеводороды, окись углерода, немного углекислоты и некоторые другие газы, т.е. в основном газообразные горючие вещества.

Температура начала выхода летучих веществ, количество и состав газообразных продуктов разложения зависят от химического состава топлива, что определяется геологическим возрастом топлива: чем топливо геологически старше, тем меньше выход летучих веществ и выше температура начала их выделения (рис. 3.1).

Выход летучих веществ в лабораторных условиях определяют путем прогрева без доступа воздуха навески аналитической пробы топлива при температуре  $850 \pm 10$  °C в течение 7 мин.

Выход летучих веществ для различных видов топлива представлен на рис. 3.2.

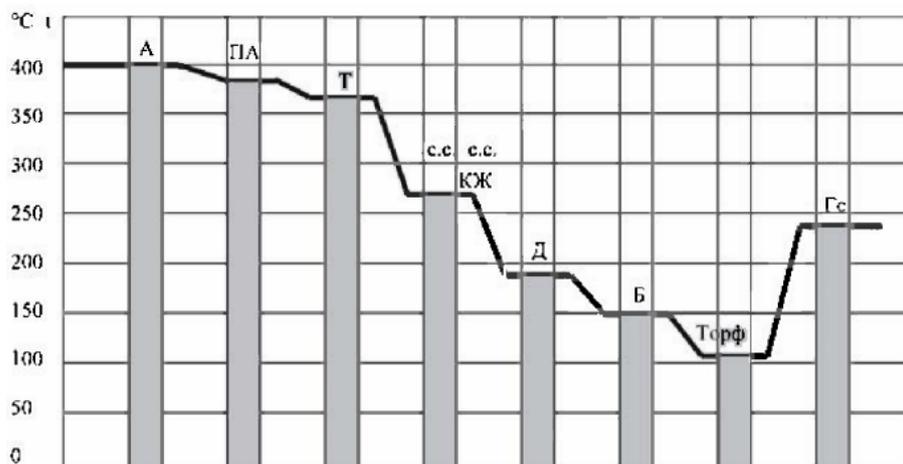


Рисунок 3.1 - Температура начала выхода летучих веществ у различных видов твердых топлив

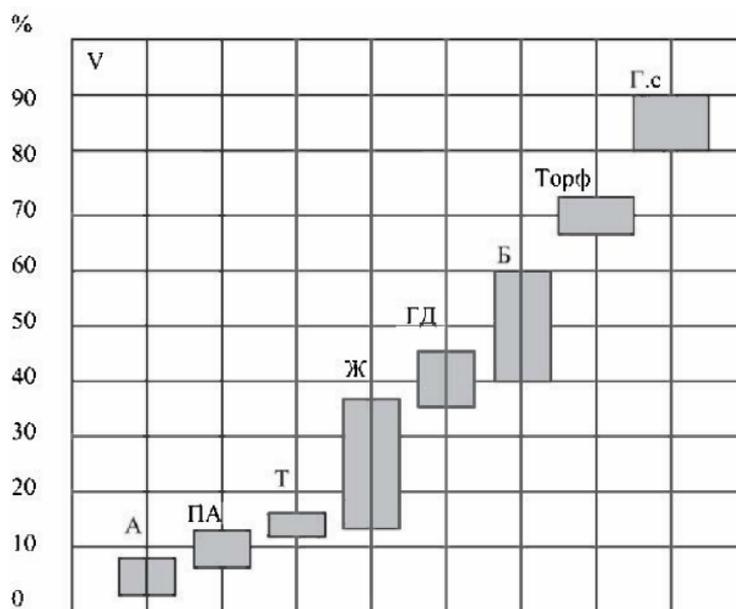


Рисунок 3.2 - Выход летучих веществ

Большой выход летучих веществ имеют горючие сланцы, торф, бурый уголь; наименьший выход летучих веществ - у антрацита (2-9 %). Летучие вещества оказывают большое влияние на процесс горения топлива. Кокс, оставшийся после полного выделения горючих веществ, состоит из углерода и минеральной части топлива. Кокс может быть порошкообразным, слипшимся, сплавленным.

Большинство каменных углей спекается, хотя не всегда сильно. Порошкообразный и спекшийся коксовый остаток дают топливо с очень большим выходом летучих веществ (торф, бурый уголь, молодые каменные угли). С малым выходом летучих веществ дают антрацит, полуантрацит, тощие угли и др.

Характер твердого горючего остатка играет решающую роль при определении наиболее рационального пути использования топлива.

### **Необходимая аппаратура и материалы**

При определении выхода летучих веществ применяется следующая аппаратура:

1. Электрическая муфельная печь;
2. Тигли фарфоровые с притертыми крышками;
3. Подставка из нихромовой проволоки или листовой стали для установки тиглей в муфельную печь;
4. Весы аналитические с разновесами;
5. Эксикатор с осушающим веществом;
6. Шприцы тигельные, ложечка или шпатель.

### **Выполнение работы**

Аналитическую пробу топлива перемешивают в открытой банке шпателем или ложечкой и на разной глубине из двух-трех мест берут в предварительно взвешенные тигли с крышками навески топлива, равные 1 г. Тигли с навесками плотно закрывают крышками и устанавливают на подставку, которая необходима для равномерного обогрева тиглей в печи. Затем тигли с подставкой быстро помещают в разогретую до температуры 860°C муфельную печь. Дверцу муфеля закрывают и тигли выдерживают при температуре 850±10 °C в течение 7 мин.

По истечении 7 мин тигли вынимают из печи, охлаждают сначала на воздухе около 5 мин, не снимая крышек, затем в эксикаторе до комнатной температуры и взвешивают.

Для повышения точности и надежности результатов анализа параллельно испытываются две навески топлива.

Результаты взвешивания заносятся в табл. 3.1.

Номер тиглей	Навеска топлива G, г	Вес тигля, г		
		Пустого G <sub>1</sub>	С навеской топлива G <sub>2</sub>	После выхода летучих веществ G <sub>3</sub>

### Вычисление результатов работы

Выход летучих в аналитической пробе топлива ( $V^a$ ) вычисляют в процентах по формуле:

$$V^a = \frac{(G_2 - G_3) \cdot 100}{G} - W^a, \% , \quad (3.1)$$

где  $W^a$  - содержание влаги в испытуемой аналитической пробе; %.

Определяют выход летучих веществ для каждой из двух параллельных навесок топлива ( $V_1^a$  и  $V_2^a$ ), затем находят среднее ( $V_{cp}^a$ ):

$$V_{cp}^a = \frac{V_1^a + V_2^a}{2}, \% \quad (3.2)$$

Расхождение между результатами двух параллельных определений выхода летучих веществ ( $V_1^a$  и  $V_2^a$ ) по одной аналитической пробе не должно превышать:

- для топлива с выходом летучих веществ менее 9 % - 0,3 %;
- для топлива с выходом летучих веществ от 9 до 45 % - 0,5 %;
- для топлива с выходом летучих веществ 45 % и выше - 1,0%.

Выход летучих веществ на условную горючую массу ( $V^\Gamma$ ) вычисляют в процентах по формуле:

$$V^\Gamma = V_{cp}^a \frac{100}{100 - W^a - A^a}, \% , \quad (3.3)$$

где  $W^a$  и  $A^a$  - соответственно влага и зольность испытуемой аналитической пробы топлива, %.

Результаты работы заносятся в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Выход летучих веществ испытуемой аналитической пробы топлива, %			
$V_1^a$	$V_2^a$	$V_{cp}^a$	$V^{\Gamma}$

### Контрольные вопросы

1. Состав летучих веществ топлива.
2. Содержание летучих веществ у различных топлив и влияние их величины на процесс воспламенения топлива.
3. Характеристика нелетучих остатков.
4. Порядок определения летучих веществ в твердом топливе.

### Лабораторная работа №4

#### Определение относительного лабораторного коэффициента рамомолоспособности твердого топлива

**Цель работы:** определить относительный лабораторный коэффициент рамомолоспособности твердого топлива.

#### Общие сведения

Коэффициент размомолоспособности ( $K_{ло}$ ) отражает размольные свойства материала, которые можно оценить по удельному расходу энергии при его разрушении, т.е. он зависит от модуля упругости  $E$ , кг/см<sup>2</sup>, и от разрушающего напряжения  $\sigma_0$ , кг/см<sup>2</sup>. Однако величины  $E$  и  $\sigma_0$  для углей вследствие крайней их неоднородности резко различны. Поэтому коэффициент размомолоспособности определяют путем сравнительного размолы испытуемого и эталонного топлива в лабораторной мельнице.

Оба сорта топлива размалывают в воздушно-сухом состоянии до одинаковой крупности.

За эталонное топливо принимают наиболее твердое, близкое по свойствам к донецкому АШ, коэффициент размомолоспособности которого  $K_{ло}=1$ .

Существует несколько способов определения коэффициента размомолоспособности, эквивалентных между собой.

*Первый способ.* Одинаковые по весу пробы размалывают при затрате одинакового количества энергии. Тонкость помола при этом различна.

Относительный лабораторный коэффициент размолоспособности находят из выражения:

$$K_{\text{ло}} = \left( \frac{1}{\ln \frac{100}{R_{\text{эт}}}} \right)^{\frac{1}{p}} \left( C_n \frac{100}{R_x} \right)^{\frac{1}{p}}, \quad (4.1)$$

где  $R_{\text{эт}}$ ,  $R$  - остатки на определенном сите при размоле испытуемого и эталонного топлива в течение определенного времени;

$p$  - показатель степени, зависящий от типа установки.

*Второй способ.* Одинаково приготовленные образцы углей размалывают до одинаковой тонкости помола. При этом разные топлива требуют разного количества энергии. Под относительным лабораторным коэффициентом размолоспособности  $K_{\text{ло}}$  понимают отношение расхода энергии при размоле эталонного и испытуемого топлива при воздушно-сухом их состоянии и измельчении от одинаковой крупности до одинаковой тонкости помола.

$$K_{\text{ло}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{эт}}}{\mathcal{E}_x} \quad (4.2)$$

А так как

$$\mathcal{E} = N \cdot t,$$

то

$$K_{\text{ло}} = \frac{t_{\text{эт}}}{t_x} \quad (4.3)$$

*Третий способ.* Разное или одинаковое количество идентично приготовленных топлив размалывают в течение различного или одного и того же времени.

В этом случае относительный лабораторный коэффициент размолоспособности показывает, во сколько раз при размоле воздушно-сухих топлив производительность мельницы на испытуемом топливе больше, чем на эталонном (при одинаковом начальном составе и конечной тонкости помола):

$$K_{\text{АО}} = \frac{B_x}{B_{\text{эт}}} \quad (4.4)$$

Под производительностью лабораторной мельницы понимают количество пыли с размером зёрен ниже определённого размера ( $D$  проход через сито с размерами отверстий 88 мкм), отнесённое к единице времени. Проход через сито выражается в процентах, а производительность лабораторной мельницы определяется по формуле

$$B = \frac{D \cdot b}{100 \cdot t} \text{ г/мин}, \quad (4.5)$$

где  $b$  - вес первоначально взятой пробы, г;

$t$  - время размола, мин.

Значит,

$$K_{AO} = \frac{B_x}{B_{эт}} = \frac{D_x b_x t_{эт}}{D_{эт} b_{эт} t_x} \quad (4.6)$$

Если взять одинаковое количество эталонного и испытуемого топлива ( $b_{эт} = b_x$ ) и размалывать в течение одного и того же времени ( $t_{эт} = t_x$ ), то

$$K_{AO} = \frac{D_x}{D_{эт}} \quad (4.7)$$

Если обозначить проход через сито с размерами отверстий 88 мкм в весовых единицах  $g_x$  и  $g_{эт}$ , то можно записать:

$$K_{AO} = \frac{g_x}{g_{эт}} \quad (4.8)$$

В эксплуатационных условиях размол топлива ведётся при иной влажности и другом начальном зерновом составе. Поэтому при переходе к рабочим условиям берут поправки на влажность и на зерновой состав рабочей массы топлива.

### Необходимая аппаратура и материалы

1. Лабораторная шаровая мельница;
2. Машина для отсева пыли;
3. Набор сит с размерами отверстий 200 и 88 мкм;
4. Весы лабораторные технические;
5. Баночки для взвешивания проб;
6. Эталонное топливо - АШ;
7. Испытуемое топливо - угли марки Б, Д, Г и другие.

### Описание установки

Для размола топлива применяют фарфоровую мельницу лабораторного типа (рис.4.1).

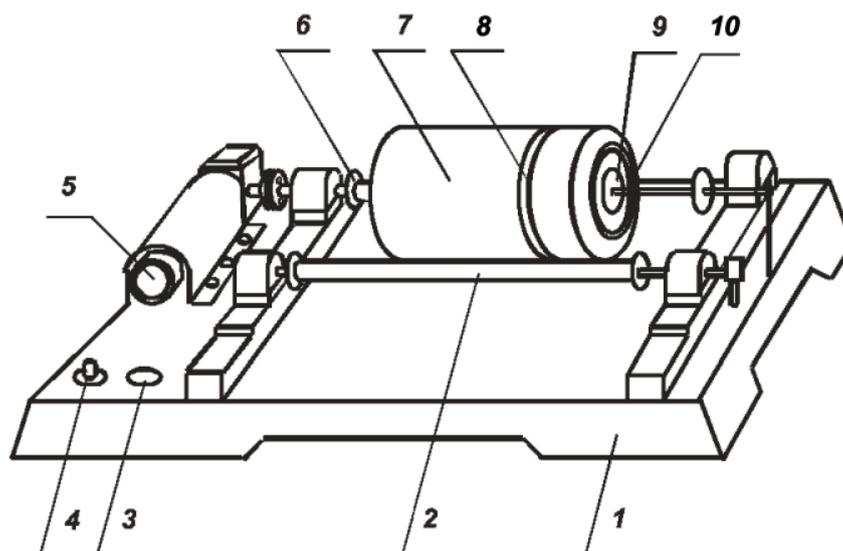


Рисунок. 4.1 - Лабораторная шаровая фарфоровая мельница:  
 1 - чугунное основание; 2 - резиновые ролики; 3 - реостат тонкой регулировки числа оборотов; 4 - переключатель грубой регулировки числа оборотов; 5 - электродвигатель с червячной передачей; 6 - диски; 7 - фарфоровый сосуд с фарфоровыми шарами; 8 - хомут для крепления крышки; 9 - крышка; 10 - прижимная перемычка с винтом; 11 – ограничитель

На чугунном основании (1) находится электромотор с червячной передачей (5), два резиновых ролика (2), несущих и вращающих размалывающий сосуд ёмкостью 5 л, загруженный на 1/3 объёма фарфоровыми шарами диаметром 25 мм, а также переключатель грубой (4) и тонкой (3) регулировки скорости вращения роликов. Эту скорость можно изменять от 445 до 160 об/мин. Электродвигатель (5) вращает через червячную передачу лишь один (дальний) резиновый ролик. Его подшипниковая опора фиксирована. Второй ролик в зависимости от размеров размалывающего сосуда может быть закреплён винтами на необходимом расстоянии от ведущего ролика. Вулканизированное покрытие роликов (2) обеспечивает хорошее прилегание, отсутствие скольжения и относительно бесшумность работы. Размалывающий сосуд удерживается от смещения никелированным ограничителем (11). Для этой же цели служат диски (6), схватывающие резиновое покрытие роликов.

Размалывающий сосуд снабжён зажимающим блоком, состоящим из крышки (9), прижимной перемычки с винтом (10) и хомутов для крепления (8). Уплотнение обеспечивается резиновой прокладкой (на рисунке не показано).

## Выполнение работы

На лабораторных весах взвешивают воздушно-сухое эталонное топливо - АШ с размером частиц менее 3 мм в количестве 100 г. Затем снимают с роликов фарфоровый сосуд. Вращением винта ослабляют прижимную перемычку и вынимают её из прорези в хомутах. Снимают крышку, прокладку, проверяют наличие шаров в мельнице и засыпают пробу топлива.

В обратном порядке закрывают сосуд, проверяют плотность и кладут так, чтобы ограничитель упирался в центр винта прижимной ручки. Переключатель (4) ставят в положение III, что соответствует 160-270 об/мин. Реостат (3) устанавливают примерно на 1/3 шкалы.

Засекают время. Размол производят в течение 20 мин. По истечении времени переключатель (4) ставят на «0», снимают и открывают мельницу. Содержимое (шары и уголь) высыпают на лист и лёгким постукиванием стряхивают уголь с шаров. Шары аккуратно кладут в сосуд (не бросать). Уголь высыпают на верхнее сито с размерами отверстий 200 мкм. Сита ставят в просеивочную машину и производят рассев в течение 15-20 мин. После этого взвешивают пышь, прошедшую через сито. Точно так же поступают с испытуемым топливом. Данные работы сводят в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Наименование топлива	Вес пробы до размола $b$ , г	Время размола $t$ , мин	Проход через сито с отверстиями 88 мм	$K_{AO}$	Примечание
Антрацит	$b_{эТ} = 100$	$t_{эТ} = 20$	$g_{эТ} =$	$K_{эТ} =$	
	$b_x = 100$	$t_x = 20$	$g_x =$	$K_x =$	

Вычисления результатов работы производятся в следующей очерёдности.

Относительный лабораторный коэффициент размолоспособности испытуемого угля определяется по формуле:

$$K_{AO} = \frac{g_x}{g_{эТ}} \quad (4.9)$$

*Примечание.* Для более точного определения относительного лабораторного коэффициента размолоспособности размолу подвергают от 5 до 8 % каждого вида топлива и определяют его среднее значение.

## Контрольные вопросы

1. Относительный лабораторный коэффициент размолюсности.
2. Эталонное топливо.
3. Способы определения относительного лабораторного коэффициента размолюсности топлива.
4. Размалывающие устройства для различных видов твёрдого топлива.

## Лабораторная работа №5

### Определение содержания влаги жидкого топлива

**Цель работы:** определить содержание влаги жидкого топлива.

#### Общие сведения

Одной из физико-технических характеристик топчного мазута является содержание в нем влаги, которое должно быть не более 1,0 % для мазута марки М40 и не более 2,5 % для мазута МЮО и М200. Однако топчный мазут может содержать и повышенное количество влаги, доходящее до 6-8 %, из-за обводнения его при водных перевозках, а также при разогреве в цистерне паром. Сущность метода определения содержания влаги в жидком топливе заключается в выпаривании её из определённой навески топлива с последующей конденсацией.

#### Необходимая аппаратура, реактивы, материалы

При определении содержания влаги в топчном мазуте применяется следующая аппаратура, реактивы и материалы: весы лабораторные, аппарат для определения содержания влаги (рис. 5.1), состоящий из колбы 1, приёмника-ловушки 2, холодильника 3, нагревателя 4; цилиндр измерительный, вместимостью 10 или 25 мл; палочка стеклянная с резиновым наконечником; растворитель- бензин марки БР-1; пемза или запаянные с одного конца стеклянные капилляры.

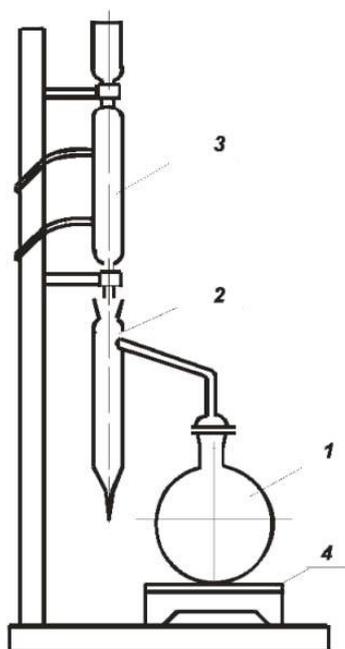


Рисунок 5.1 - Установка для определения содержания влаги:  
1 - колба; 2 - приемник -ловушка; 3 -холодильник; 4 -нагреватель

### Выполнение работы

Пробу испытуемого мазута предварительно нагревают до 40-50°C, а затем перемешивают пятиминутным встряхиванием в склянке. В хорошо просушенную стеклянную колбу аппарата помещают навеску мазута, равную 250 г, затем цилиндром отмеривают 10 см<sup>3</sup> растворителя, наливают в колбу и тщательно перемешивают содержимое до полного растворения мазута, одновременно прибавляя в колбу несколько кусочков пемзы или несколько стеклянных капилляров. Растворитель добавляют для понижения температуры кипения, а кусочки пемзы или стеклянные капилляры - для того, чтобы избежать бурного кипения.

Колбу устанавливают на электроплитку 4 с закрытой спиралью, нагревают содержимое колбы до кипения и далее перегонку ведут так, чтобы из кососрезанного конца трубки холодильника 3 в приёмник-ловушку 2 падали 2-4 капли в секунду, что достигается изменением нагрева электрической плитки регулятором или кратковременным её отключением.

Перегонку прекращают, как только объём воды в приёмнике-ловушке не будет увеличиваться и верхний слой растворителя станет совершенно прозрачным. Время перегонки должно быть не менее 30 и не более 60 мин. Оставшиеся на стенках трубки холодильника капельки воды сталкивают в приёмник-ловушку стеклянной палочкой с резиновым наконечником.

После того как колба охладится, а растворитель и вода в приёмнике-

ловушке примут комнатную температуру, аппарат разбирают и сталкивают стеклянной палочкой капельки воды со стенок приёмника-ловушки.

Если в приёмнике-ловушке собралось небольшое количество воды (до 0,3 см<sup>3</sup>) и растворитель мутен, то приёмник-ловушку помещают на 20-30 мин в горячую воду для осветления и снова охлаждают до комнатной температуры. Затем записывают объём воды, собравшейся в приёмнике-ловушке, с точностью до одного верхнего деления занимаемой водой части приёмника-ловушки. Результаты взвешиваний и замеров заносят в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Вес пустой колбы, G,г	Вес колбы с навеской мазута G <sub>1</sub> , г	Навеска мазута G <sub>2</sub> ,г	Объём воды в приемнике-ловушке, мл
-----------------------	--	----------------------------------	------------------------------------

### Вычисление результатов работы

Содержание влаги в весовых процентах ( $W_{\text{вес}}$ ) вычисляется по формуле:

$$W_{\text{вес}} = \frac{\rho v 100}{G_2}, \% \quad (5.1)$$

где  $v$  - объём воды в приёмнике-ловушке в мл;  
 $\rho$  - удельный вес воды, равный 1 г/мл;  
 $G_2$  - навеска мазута, взятая для опыта,  $G_2 = G_1 - G$ , г.

Количество воды в приёмнике-ловушке 0,03 мл и менее считается следами. Результаты работы заносят в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Влага испытуемого мазута, %	Влага мазута по справочным данным, %
$W_{\text{вес}}$	$W_{\text{сп}}$

### Контрольные вопросы

1. Влага топочного мазута.
2. Порядок определения влаги мазута.

## Лабораторная работа №6

### Определение условной вязкости жидкого топлива

**Цель работы:** определить условную вязкость жидкого топлива.

#### Общие сведения

Вязкость нефти и главным образом мазута определяет возможность транспортирования их по трубопроводам, а также распыления при сжигании: чем выше вязкость топлива, тем труднее перекачивать и распылять его. Вязкость нефти, нефтепродуктов и мазута выражают в единицах условной вязкости ВУ.

Условной вязкостью называют отношение времени истечения из вискозиметра типа ВУ 200 мл испытуемого нефтепродукта при температуре испытания ко времени истечения 200 мл дистиллированной воды при температуре 20°C, являющемуся постоянной (водным числом) прибора. Величина этого отношения выражается как число условных градусов. Условная вязкость при температуре  $t$  обозначается сокращённо  $ВУ_t$ .

Определение условной вязкости нефтепродуктов осуществляется в вискозиметре типа ВУ.

#### Необходимая аппаратура, реактивы и материалы

При проведении опыта по определению условной вязкости жидкого топлива необходимы следующие аппаратура, реактивы и материалы: вискозиметр типа ВУ по ГОСТ 1532-54 (рис.6.1), стеклянная палочка длиной 150-250 мм диаметром 3-5 мм с оплавленными концами, этиловый эфир, бензин легкий прямой перегонки Б-70, вода дистиллированная, бумага фильтровальная.

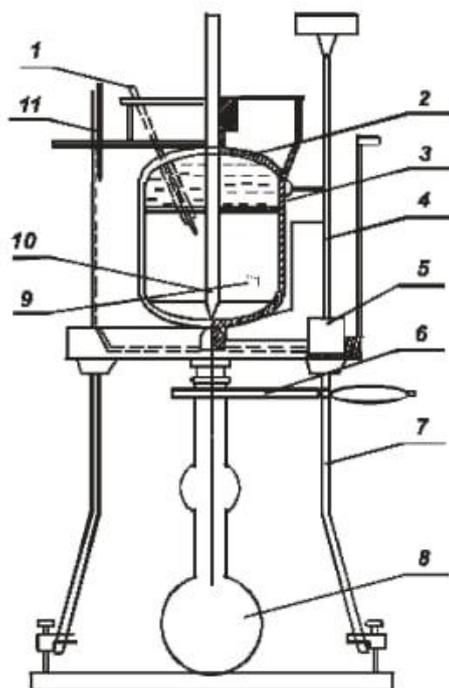


Рисунок 6.1 - Вискозиметр типа ВУ для определения условной вязкости: 1 , 1 1 - термометры; 2 - крышка; 3 - резервуар для испытуемого топлива; 4 - резервуар внешний; 5 - мешалка; 6 - нагреватель; 7 - треножник; 8 - колба; 9 - штифты-показатели уровня; 10 - запорный деревянный стержень.

## Выполнение работы

### 1. Определение постоянной (водного числа) вискозиметра.

Постоянной (водным числом) вискозиметра типа ВУ называют время истечения из него 200 мл дистиллированной воды при температуре 20 °С.

Перед определением водного числа внутренний резервуар вискозиметра промывают этиловым спиртом, дистиллированной водой и высушивают на воздухе. Затем вискозиметр вставляют ножками в прорези треножника и закрепляют зажимными винтами. В верхнее отверстие сточной трубки вставляют чистый сухой стержень.

Во внутренний резервуар вискозиметра наливают профильтрованную дистиллированную воду, имеющую температуру 20 С, до уровня, при котором вершины трех штифтов едва лишь выдаются над зеркальной поверхностью воды.

Водой такой же температуры заполняют и ванну вискозиметра до расширенной верхней части внутреннего резервуара.

Положение вискозиметра, при котором все три штифта, указывающие высоту налива, находятся в одной горизонтальной плоскости, достигается

вращением установочных винтов треножника.

Воду во внутреннем резервуаре перемешивают вращением вокруг стержня крышки с вставленным в нее термометром, а в водяной ванне - крыльчаткой мешалки.

Убедившись, что температура воды в обоих резервуарах равна 20°C, а уровень воды во внутреннем резервуаре установлен строго горизонтально так, что вершины всех трех штифтов лишь едва заметно выделяются над его поверхностью, приподнимают коротким движением стержень, пуская одновременно в ход секундомер (стержень удерживается автоматически в приподнятом положении), и наблюдают вытекание воды из резервуара, улавливая момент, когда нижний край мениска достигнет кольцевой метки на колбе, соответствующей вместимости 200 мл. В этот момент останавливают секундомер.

Определение времени истечения 200 мл дистиллированной воды производят два раза. Среднее арифметическое двух результатов и выражает искомое водное число данного прибора, которое обозначается  $t_{20}^{H_2O}$ .

**2. Определение условной вязкости жидкого топлива.** Испытуемое жидкое топливо перед определением вязкости обезвоживают.

Обезвоживание топочного мазута производят следующим образом: сначала испытуемый мазут подогревают до 50°C, а затем фильтруют через слой крупнокристаллической свежeproкаленной поваренной соли. Для этого в обыкновенную воронку вкладывают проволочную сетку или немного ваты и сверху насыпают соль. Сильно обводненный мазут фильтруют последовательно через 2-3 воронки.

Перед каждым опытом внутренний резервуар вискозиметра и его сточную трубочку промывают чистым бензином и просушивают.

Сточное отверстие вискозиметра плотно закрывают стержнем и наполняют внутренний резервуар испытуемым топливом, предварительно подогретым несколько выше заданной температуры определения. Уровень налитого нефтепродукта должен быть немного выше штифтов.

В ванну вискозиметра наливают воду, нагретую до температуры, несколько выше заданной температуры определения.

Для того чтобы во время опыта температура испытуемого жидкого топлива была одна и та же и соответствовала температуре определений, можно поступать следующим образом: температуру содержимого во внутреннем резервуаре доводят точно до заданной температуры, выдерживают ее в течение 5 мин с отклонением  $\pm 0,2$  °C, замечают соответствующую температуру воды в ванне и поддерживают ее на этом уровне с точностью  $\pm$

0,2°С во все время опыта, перемешивая содержимое ванны мешалкой и, если нужно, слегка подогревая горелкой или электрическим прибором.

Подняв немного стержень, дают стечь излишкам жидкости для того, чтобы все три штифта лишь едва заметно выдавались над ее уровнем. Затем вискозиметр закрывают крышкой и под сточное отверстие ставят сухую измерительную колбу. Жидкое топливо непрерывно перемешивают термометром, осторожно вращая вокруг стержня крышку прибора, в которую вставлен термометр. Когда термометр будет показывать точно заданную температуру определения, следует быстро вынуть стержень и одновременно включить секундомер. Когда испытуемое жидкое топливо в измерительной

колбе дойдет точно до метки, соответствующей 200 мл (пена в расчет не принимается), секундомер останавливают и отсчитывают время истечения. Условную вязкость мазутов марок 40 и 100 определяют при температуре 80°С, а марки 200 - при 100°С.

### Вычисление результатов работы

Условную вязкость испытуемого жидкого топлива при температуре  $t$  ( $VU_t$ ) в условных градусах вычисляют по формуле:

$$VU_t = \frac{\tau_t}{t_{20}^{H_2O}}, \quad (6.1)$$

где  $\tau_t$  - время истечения из вискозиметра 200 мл испытуемого жидкого топлива при температуре испытания в секундах;

$t_{20}^{H_2O}$  - водное число вискозиметра в секундах.

Результаты работ заносятся в табл. 6.1.

Таблица 6.1

$t_{20}^{H_2O}, c$	$\tau_t, c$	VУ, условн. град.	Справочное значение условн. град. $VU_t^c$

### Контрольные вопросы

1. Какая вязкость жидкого топлива называется условной?
2. Водное число вискозиметра, его определение.
3. Тип и устройство прибора для определения условной вязкости мазута.
4. Методика определения условной вязкости мазута.

5. Влияние вязкости мазута на процесс горения в топке котла.

## **Лабораторная работа №7**

### **Определение температуры вспышки жидкого топлива**

**Цель работы:** определить температуру вспышки жидкого топлива.

#### **Общие сведения**

Температура вспышки определяет воспламеняемость жидкого топлива при сгорании его в топке котлоагрегата, а также пожарную опасность, которую оно представляет. Температурой вспышки называют такую температуру испытуемого топочного мазута, нагреваемого в определенных лабораторных условиях, при которой пары его образуют с окружающим воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней пламени. Определение температуры вспышки мазута осуществляют в открытом тигле прибора, состоящего из песочной бани с электрическим или газовым обогревом, фарфорового тигля и термометра, закрепленного в держателе штатива.

#### **Необходимая аппаратура и материалы**

При проведении опыта применяется следующая аппаратура: прибор для определения температуры вспышки нефтепродуктов (рис.7.1), щит высотой 500 мм из листовой кровельной стали, окрашенный с внутренней стороны черной краской для защиты прибора от воздействия воздуха

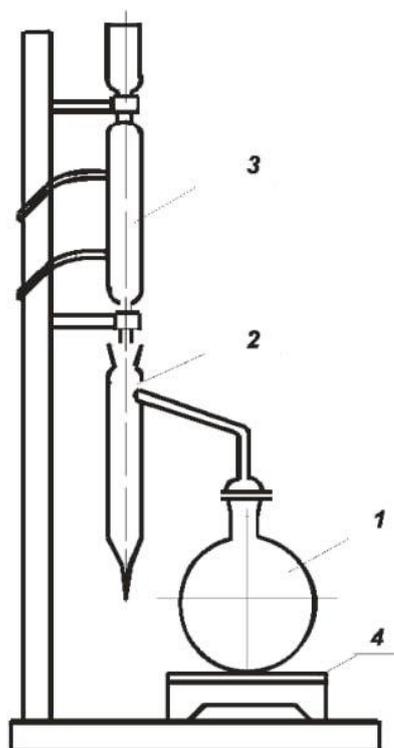


Рисунок 7.1 - Прибор для определения температуры вспышки:  
1 - термометр; 2 - песочная баня; 3 - нагреватель; 4 – тигель

### Выполнение работы

Испытуемый мазут в случае содержания в нём воды более 0,1 % перед определением температуры вспышки обезвоживают.

После обезвоживания берут для испытания верхний слой мазута. Испытуемый мазут наливают в чистый сухой фарфоровый тигель 4 так, чтобы уровень жидкости отстоял от края тигля на 12 мм. Тигель с содержимым ставят в песочную баню, предварительно нагретую до температуры 150-170°C, при этом песок должен быть на высоте около 10 мм от края тигля. При наливании не допускается разбрызгивание мазута и смачивание стенок тигля выше уровня жидкости.

Замер температуры мазута производят термометром 1, установленным в строго вертикальном положении и закрепленным в держателе так, чтобы ртутный шарик находился в центре тигля приблизительно на одинаковом расстоянии от дна тигля и уровня топлива. Собранный прибор ограждают щитом.

За 10° С до ожидаемой температуры вспышки проводят медленно по краю тигля на расстоянии 10-14 мм от поверхности испытуемого мазута открытым пламенем. Время продвижения пламени от одной стороны тигля до другой 2-3 с.

Такое испытание повторяют через 2°С подъема температуры. За температуру вспышки принимают температуру, показываемую термометром при появлении первого синего пламени над частью или над всей поверхностью испытуемого мазута.

В случае появления неясной вспышки опыт должен быть подтвержден последующей вспышкой при повышении температуры мазута на 2°С. Для получения достоверных результатов рекомендуется проводить два опыта параллельно или последовательно.

Расхождение между двумя опытами при определении температуры вспышки не должно превышать следующих величин:

температура вспышки $t_B$ °С	допускаемое расхождение $\Delta t_B$ °С
до 150	4
свыше 150	6

Результаты работы заносятся в табл. 7.1.

Таблица 7.1

№ опыта	Температура вспышки $t_B$ °С	Температура вспышки по справочным данным °С

### Контрольные вопросы

1. Какая температура называется температурой вспышки мазута.
2. Порядок определения температуры вспышки мазута.
3. Значение величины вспышки мазута в условиях эксплуатации котлоагрегатов.

## МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ К ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ

### 1. Расчет элементарного состава топлива.

#### Состав топлива

Элементарный состав твердых и жидких топлив записывается в виде суммы содержания в них углерода С, водорода Н, кислорода О, серы S, азота

N, золы А и влаги W (в процентах). В зависимости от того, какая масса топлива берется в расчет, каждому обозначению присваивается соответствующий надстрочный индекс:

– горючая масса

$$C^r + H^r + O^r + S^r + N^r = 100\%;$$

– сухая масса

$$C^c + H^c + O^c + S^c + N^c + A^c = 100\%;$$

– рабочая масса

$$C^p + H^p + O^p + S^p + N^p + A^p + W^p = 100\%.$$

Пересчет элементарного состава одной массы топлива на другую производится при помощи коэффициентов, приведенных в табл. 1.1.

Таблица 1.1 - Коэффициенты для пересчета элементарного состава топлив

Заданная масса топлива	Искомая масса топлива		
	Рабочая	сухая	горючая
Рабочая	1	$\frac{100}{100 - W^p}$	$\frac{100}{100 - W^p - A^p}$
Сухая	$\frac{100 - W^p}{100}$	1	$\frac{100}{100 - A^c}$
Горючая	$\frac{100 - W^p - A^p}{100}$	$\frac{100 - A^c}{100}$	1

При содержании карбонатов более 2 % коэффициент пересчета принимается с учетом разложения карбонатов. В этом случае за горючую массу принимают

$$\Gamma = (100 - W^p - A_{испр} - (CO_2)_к) / 100, \quad (1.1)$$

где  $(CO_2)_к$  – содержание углекислоты карбонатов, %;  $A_{испр}$  – зольность топлива за вычетом сульфатов, образовавшихся при разложении карбонатов

с поправкой на сгорание колчеданной серы:

$$A_{\text{испр}} = A^P - A_{\text{сульф}} (1 - W^P/100). \quad (1.2)$$

Поправку  $A_{\text{сульф}}$  принимают равной для эстонских и гдовских сланцев 2; кашпирских 4,1.

Пересчет элементного состава рабочей массы топлива с  $W_1^P$  на массу с зольностью  $W_2^P$  производится умножением исходных составляющих на множитель  $(100 - W_2^P) / (100 - W_1^P)$ .

Пересчет элементного состава рабочей массы топлива с зольностью  $A_1^P$  на массу с зольностью  $A_2^P$  производится умножением исходных составляющих на множитель  $(100 - A_2^P) / (100 - A_1^P)$ .

### ЗАДАЧИ

Задача 1.1. Сушка березовского угля с составом рабочей массы:

$W^P = 33 \%$ ;  $A^P = 4,7 \%$ ;  $S^P = 0,2 \%$ ;  $C^P = 44,3 \%$ ;  $H^P = 3 \%$ ;  $N^P = 0,4 \%$ ;  $O^P = 14,4 \%$  производится при разомкнутой схеме. Определить состав рабочей массы подсушенного до  $W^P = 10 \%$  топлива. (Пояснение. При разомкнутой схеме приготовления сушильные газы сбрасываются в атмосферу, а при замкнутой – в топку вместе с угольной пылью).

Задача 1.2. Содержание углерода в рабочей массе экибастузского угля составляет  $C^P = 43,4 \%$  при  $W^P = 7 \%$  и  $A^P = 38,1 \%$ . Определить содержание углерода в сухой массе при увеличении рабочей зольности топлива до  $A^P = 45 \%$ .

Задача 1.3. Определить состав горючей массы нерюнгринского угля, если известен состав рабочей массы:  $W^P = 9,5 \%$ ;  $A^P = 12,7 \%$ ;  $S^P = 0,2 \%$ ;  $C^P = 66,1 \%$ ;  $H^P = 3,3 \%$ ;  $N^P = 0,7 \%$ ;  $O^P = 7,5 \%$ .

Задача 1.4. Определить рабочий состав эстонских сланцев, если известен элементный состав горючей массы:  $S^Г = 5,25 \%$ ;  $C^Г = 72,13 \%$ ;  $H^Г = 10,16 \%$ ;  $N^Г = 0,33 \%$ ;  $O^Г = 12,13 \%$ . Рабочая масса имеет:  $W^P = 13 \%$ ;  $(CO_2)_к = 16,5 \%$ ;  $A^P = 40 \%$ . Коэффициент пересчета вычисляется по формуле (1.1).

### Теплота сгорания топлива

Различают высшую  $Q_v$  и низшую  $Q_n$  теплоту сгорания топлива.

Высшая теплота сгорания топлива  $Q_v$  определяется по величине теплоты сгорания в калориметрической бомбе  $Q_b$ , исправленной с учетом кислотообразования при сгорании, ккал/кг:

$$Q_v = Q_b - 22,5S_6 - 0,0015Q_b,$$

где  $22,5S_6$  – теплота, выделяющаяся при окислении продуктов сгоревшей в бомбе серы  $S_6$ , %, от  $SO_2$  и растворении последней в воде;  $0,0015Q_b$  – теплота образования азотной кислоты в бомбе для каменных и бурых углей.

Высшая теплота отличается от низшей прибавкой теплоты, выделяемой при конденсации паров, входящих в состав дымовых газов. Все расчеты экономичности агрегата ведутся по низшей теплоте сгорания.

Низшая и высшая теплота сгорания, кДж/кг, связаны зависимостью

$$Q_H = Q_B - 25,1(9H + W). \quad (1.3)$$

Пересчет теплот сгорания топлива:

$$Q_H^p = Q_B^p - 25,1(9H^p + W^p); \quad (1.4)$$

$$Q_H^c = Q_B^c - 226 H^c; \quad (1.5)$$

$$Q_H^r = Q_B^r - 226 H^r; \quad (1.6)$$

$$Q_H^p = Q_H^c (100 - W^p)/100 - 25,1W^p; \quad (1.7)$$

$$Q = Q (100 - W_p - A_p)/100 - 25,1W_p. \quad (1.8)$$

Здесь верхние индексы «р», «с», «г» относятся к рабочей, сухой и горючей массам топлива.

При изменении влажности от  $W_1^p$  до  $2W_2^p$  или зольности топлива от  $A_1^p$  до  $A_2^p$  для определения теплоты сгорания используются зависимости:

$$Q_{H2}^p = (Q_{H1}^p + 25,1W_1^p)(100 - W_2^p)/(100 - W_1^p) - 25,1W_2^p; \quad (1.9)$$

$$Q_{H2}^p = Q_{H1}^p (100 - A_2^p)/(100 - A_1^p). \quad (1.10)$$

При одновременном изменении влажности и зольности

$$Q_{H2}^p = (Q_{H1}^p + 25,1W_1^p)(100 - W_2^p - A_2^p)/(100 - W_1^p - A_1^p) - 25,1W_2^p \quad (1.11)$$

Для приближенных расчетов, а также для проверки элементного состава топлива низшую теплоту сгорания  $Q_H^p$ , кДж/кг, определяют по формуле Менделеева:

$$Q_H^p = 339C^p + 1030H^p - 109(O^p - S^p) - 25,1W^p; \quad (1.12)$$

$$Q_H^r = 339C^r + 1030H^r - 109(O^r - S^r). \quad (1.13)$$

Расхождение рассчитанной  $Q_H^r$  с величиной, полученной в калориметрической бомбе, не должно превышать  $\pm 628$  кДж/кг для топлив с зольностью менее 25 % и  $\pm 837$  кДж/кг – для других топлив.

Теплота сгорания газообразного топлива принимается по данным калориметрического анализа. При отсутствии таких данных теплота сгорания 1 м<sup>3</sup> газа при нормальных условиях подсчитывается по формуле

$$Q_H^c = 0,01[Q_{с.в} H_2S + Q_{о.у} CO + Q_{вод} H_2 + \sum (Q_{у.в} C_m H_n)], \quad (1.14)$$

где  $Q_{с.в}$ ,  $Q_{о.у}$  и т.д. – теплота сгорания отдельных составляющих, входящих в состав газообразного топлива, кДж/м<sup>3</sup>; последние должны приниматься по [4] либо по теплотехническим справочникам.

Вместо формулы (1.14), для определения теплоты сгорания 1 нм<sup>3</sup> чистого сухого газа при нормальных условиях можно пользоваться следующим выражением, кДж/нм<sup>3</sup> [5]:

$$Q_H^c = 126,4CO + 108,2H_2 + 358,5CH_4 + 592C_2H_4 + 638,5C_2H_6 + 859,8C_3H_8 + 913C_3H_9 + 1404C_6H_6 + 1134C_4H_8 + 1187C_4H_{10} + 1462C_5H_{12} + 234,5H_2S.$$

При сжигании смеси двух твердых или жидких топлив, заданных массовыми долями ( $g_1$  – массовая доля одного из топлив в смеси), теплота сгорания 1 кг смеси подсчитывается по формуле

$$Q_H^P = Q_{H1g1}^P + Q_{H2}^P (1 - g_1). \quad (1.15)$$

Если же смесь задана в долях по тепловыделению каждого топлива ( $q_1$  – доля по тепловыделению одного из топлив), то для перехода к массовым долям используется зависимость

$$g_1 = q_1 Q_{H2}^P / [q_1 Q_{H2}^P + (1 - q_1) Q_{H1}^P]. \quad (1.16)$$

При сжигании смеси твердого или жидкого топлива с газообразным расчет ведется на 1 кг твердого или жидкого топлива с учетом количества газа  $x$  м<sup>3</sup>, приходящегося на 1 кг твердого или жидкого топлива:

$$Q_H^P = Q_{H1}^P + x Q_{H2}^P. \quad (1.17)$$

Если смесь задана в долях тепловыделения  $q_1$ , то количество газа, м<sup>3</sup>, приходящегося на 1 кг твердого или жидкого топлива, может быть найдено по зависимости

$$x = (1 - q_1) Q_{H1}^P / (q_1 Q_{H2}^P). \quad (1.18)$$

Жаропроизводительность топлива – это максимальная температура, развиваемая при полном сгорании топлива в теоретически необходимом объеме воздуха при температуре топлива и воздуха, равной 0 °С.

Условное топливо характеризуется низшей теплотой сгорания 7000 ккал/кг.

## ЗАДАЧИ

Задача 1.5. Проверить правильность определения элементного состава топлива, если известны данные лабораторных исследований:  $C^c = 62,17$  %;  $H^c = 4,1$  %;  $O^c = 5,17$  %;  $N^c = 1,29$  %;  $S^c = 3,27$ %, а также  $A^P = 22,1$  %;  $W^P = 7,9$  %;  $Q_H^P = 22776$  кДж/кг.

Задача 1.6. При открытом способе добычи экибастузского угля произошло увеличение его зольности с 38,1 до 48 % в рабочей массе и влажности с 7 до 11 %. Определить, насколько изменится низшая теплота сгорания угля, если ее исходное значение составляло при этом

$$Q_H^P = 16747 \text{ кДж/кг.}$$

Задача 1.7. Определить теплоту сгорания смеси твердого топлива с низшей теплотой сгорания  $Q_{H1}^P = 13020$  кДж/кг и мазута с  $Q_{H2}^P = 38800$  кДж/кг при тепловой доле твердого топлива в смеси  $q_1 = 0,3$ .

Задача 1.8. На ТЭЦ сжигается доменный газ и мазут. Доля тепловыделения доменного газа  $q_2 = 0,6$ . Определить количество газа на 1 кг

мазута и теплоту сгорания смеси на 1 кг мазута. Мазут имеет  $Q_{H1}^P = 38870$  кДж/кг, а доменный газ  $Q_{H2}^P = 3710$  кДж/м<sup>3</sup>.

## 2. Расчет процессов горения.

### Теоретический расход воздуха

Для твердых и жидких топлив:

– объемный расход воздуха, м<sup>3</sup>/кг,

$$V^0 = 0,0889(C^P + 0,375S^P) + 0,265H^P - 0,0333O^P; \quad (2.1)$$

– массовый расход воздуха, кг/кг,

$$L^0 = 0,115(C^P + 0,375S^P) + 0,342H^P - 0,0431O^P. \quad (2.2)$$

При сжигании природного газа объемный расход, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>,

$$V^0 = 0,0476[\Sigma (m + n/4)C_mH_n + 0,5(CO + H_2) + 1,5H_2S - O_2] \quad (2.3)$$

Значения объема воздуха, м<sup>3</sup>, рассчитываются при нормальных условиях, т.е. при 0 °С и 760 мм рт. ст.

Для смеси двух однородных топлив (твердых, жидких или газообразных) объемы воздуха определяются по формуле

$$V^0 = g'V^{0'} + (1 - g')V^{0''}, \quad (2.4)$$

где  $g'$  – массовая доля первого топлива в смеси;  $V^0$ ,  $V^{0'}$ ,  $V^{0''}$  – соответственно объемные расходы воздуха для первого и второго топлив.

Для смеси твердого или жидкого топлива с газообразным

$$V^0 = V^{0'} + xV^{0''}, \quad (2.5)$$

где  $x$  – количество газа на 1 кг твердого или жидкого топлива.

### ЗАДАЧИ

**Задача 2.1.** Определить, насколько изменится теоретически необходимый объем воздуха при переходе на сжигание сушонки ( $W^{шт} = 10$  %). Исходное топливо – назаровский бурый уголь состава:  $W^P = 39$  %;  $A^P = 7,3$  %;  $S^P = 0,4$  %;  $C^P = 37,6$  %;  $H^P = 2,6$  %;  $N^P = 0,4$  %;  $O^P = 12,7$  %.

**Задача 2.2.** Определить, насколько изменится теоретически необходимый объем воздуха, если зольность угля марки АШ (состав:  $W^P = 8,5$  %;  $A^P = 30,2$  %;  $S^P = 1,6$  %;  $C^P = 56,4$  %;  $H^P = 3,6$  %;  $N^P = 1,7$  %;  $O^P = 5,9$  %) увеличится до 35 %.

**Задача 2.3.** Определить, как изменится теоретически необходимый объем воздуха, если для условий примера 2.3 доля природного газа в общем тепловыделении увеличится до  $q'' = 0,6$ .

### Состав и объем продуктов сгорания

При сжигании твердого и жидкого топлива образуются следующие объемы продуктов сгорания, м<sup>3</sup>/кг:

– для трехатомных газов:

$$V_{RO} = 0,01866 (C^p + 0,375S^p); \quad (2.6)$$

– для азота:

$$V_N^0 = 0,79V^0 + 0,008N^p; \quad (2.7)$$

– для паров воды:

$$V_{HO}^0 = 0,111H^p + 0,0124W^p + 0,0161V^0 + 1,24G_{\phi}, \quad (2.8)$$

где  $G_{\phi}$  – расход пара на распыл 1 кг мазута, кг/кг.

Объем дымовых газов (продуктов сгорания)

$$V_r^0 = V_{RO} + V_N^0 + V_{HO}^0 \quad (2.9)$$

При сжигании сланцев объем трехатомных газов за счет карбонатной углекислоты составит

$$V_{ROk} = V_{RO} + 0,509(CO)_k/100, \quad (2.10)$$

где  $(CO_2)_k$  – двуокись углерода в карбонатах, %.

Тогда полный объем газов при  $\alpha = 1$

$$V_{r,k} = V_r^0 + 0,509(CO_2)_k/100, \quad (2.11)$$

где  $V_r^0$  определяется по (2.9).

При сжигании природного газа объем продуктов сгорания,  $m^3/m^3$ :

$$V_N^0 = 0,79 V^0 + 0,01N_2; \quad (2.12)$$

$$V_{RO} = 0,01(\sum_m C_m H_n + CO_2 + CO + H_2S); \quad (2.13)$$

$$V_{HO}^0 = 0,01(\sum 0,5_n C_m H_n + H_2S + H_2 + 0,124d_r + 0,0161V^0).$$

где  $d_r$  – влагосодержание газообразного топлива, которое в зависимости от температуры газа принимает значения:

t, °C	0	10	20
$d_r$	5,0	10,1	19,4

Действительные объемы воздуха и продуктов сгорания,  $m^3/kg$ , при коэффициенте избытка воздуха  $\alpha$ :

$$V_B = \alpha V^0; \quad (2.14)$$

$$V_{HO} = V_{HO}^0 + 0,0161(\alpha - 1)V^0; \quad (2.15)$$

$$V_r = V_r^0 + 1,0161(\alpha - 1)V^0. \quad (2.16)$$

Масса продуктов сгорания, кг/кг, при сжигании твердого и жидкого топлива

$$G_r = 1 - A^p/100 + 1,306\alpha V^0. \quad (2.17)$$

Плотность продуктов сгорания при сжигании газообразного топлива,  $kg/m^3$ :

$$\rho_{r,пл}^c = 0,01[1,96CO_2 + 1,52H_2S + 1,25N_2 + 1,43O_2 + 1,25CO + 0,0899H_2 + \Sigma (0,536_m + 0,045_n)C_m H_n]; \quad (2.18)$$

$$G_r = \rho_{r,пл}^c + d_r * 10^{-3} + 1,306 \alpha V^0. \quad (2.19)$$

Объемные доли трехатомных газов, водяного пара и безразмерная концентрация золы в продуктах сгорания:

$$R_{RO} = V_{RO}/V_G; \quad (2.20)$$

$$R_{HO} = V_{HO}/V_G; \quad (2.21)$$

$$\mu_{зл} = A^p * \alpha_{ун}/(G_G * 100), \quad (2.22)$$

где  $\alpha_{ун}$  – доля золы, уносимой продуктами сгорания. Для твердого шлакоудаления  $\alpha_{ун} = 0,95$ .

Объем продуктов сгорания при рециркуляции газов, м<sup>3</sup>/кг,

$$V_{Г.рц} = V_G + rV_{Г.отб}, \quad (2.23)$$

где  $V_{Г.отб}$  – объем продуктов сгорания в сечении за местом отбора;  $r$  – доля отбираемых газов на рециркуляцию.

Избытки воздуха в газовом тракте при известном значении избытка на выходе из топки  $\alpha_T$  составляют: в объеме топке в зоне горелок  $\alpha_{гор} = \alpha_T - \Delta\alpha_T$ ; в газоходе за топкой  $\alpha_i = \alpha_T + \Sigma\Delta\alpha_i$ , где  $\Delta\alpha_T$ ,  $\Delta\alpha_i$  – присосы воздуха в топке и в поверхностях за топкой. Относительный избыток горячего воздуха в горелке при сжигании твердого топлива составляет

$$\beta_{гор} = \alpha_{гор} - \alpha_{пл},$$

где  $\alpha_{пл}$  – присосы воздуха в пылеприготовительной установке.

Переход к объему газа при нормальных условиях  $V_n$  производится по формуле

$$V_n = VpT_n/Tr_n,$$

где  $V$ ,  $p$ ,  $T$  – соответственно объем, давление и температура при заданных

(рабочих) условиях;  $T_n$ ,  $p_n$  – температура 273 К и давление 1 кгс/см<sup>2</sup> для нормальных условий.

## ЗАДАЧИ

**Задача 2.4.** Определить, насколько объем газов за пароперегревателем превосходит объем воздуха, поступающего через горелки в паровом котле с избытком воздуха за топочной камерой 1,2, присосами воздуха в ней 0,05, в пылесистеме 0,04 и присосами воздуха в пароперегревателе 0,03. Топливо – промпродукт каменных углей марки Г (состав  $S^p = 0,5\%$ ;  $C^p = 51,4\%$ ;  $H^p = 3,8\%$ ;  $N^p = 1,9\%$ ;  $O^p = 6,6\%$ ;  $W^p = 12\%$ ;  $A^p = 23,8\%$ ).

**Задача 2.5.** Определить состав продуктов сгорания в уходящих газах ( $V_{RO}$ ,  $V_{R^0}$ ,  $V_{NO}$ ,  $V_G$ ) при сжигании донецкого угля марки Д (состав:  $S^p = 3,1\%$ ;  $C^p = 47\%$ ;  $H^p = 3,4\%$ ;  $N^p = 1\%$ ;  $O^p = 8\%$ ;  $W_p = 13\%$ ;  $A^p = 24,4\%$ ) при  $\alpha = 1$  и избытке воздуха в уходящих газах  $\alpha_{yx} = 1,35$ .

**Задача 2.6.** Как изменится состав продуктов сгорания в уходящих газах (данные – см. задачу 2.5) при изменении  $W^p$  с 13 до 18 и 23 %?

**Задача 2.7.** Определить теоретические объемы воздуха и продуктов сгорания при разомкнутой схеме сушки назаровского бурого угля состава:  $W^p = 39\%$ ;  $A^p = 7,3\%$ ;  $S^p = 0,4\%$ ;  $C^p = 37,6\%$ ;  $H^p = 2,6\%$ ;  $N^p = 0,4\%$ ;  $O^p = 12,7\%$ . Принять влажность пыли 15 %.

**Задача 2.8.** Определить необходимое сечение канала горячего воздуха при температуре 300 °С, избыточном давлении в газоходе 3000 Па для котла, сжигающего нерюнгринский уголь (состав:  $W^p = 10\%$ ;  $A^p = 19,8\%$ ;  $S^p = 0,2\%$ ;  $C^p = 60\%$ ;  $H^p = 3,1\%$ ;  $N^p = 0,6\%$ ;  $O^p = 6,3\%$ ) в количестве 23,8 кг/с. При решении задачи принять скорость воздуха 15 м/с, количество газоходов 2, форма – круглая (1-й вариант) и прямоугольная с соотношением сторон 2:1 (2-й вариант); принять  $\alpha = 1,16$  и барометрическое давление 750 мм рт. ст. (99990 Па).

**Задача 2.9.** Определить объем воздуха для горения и объем продуктов сгорания в топке при сжигании эстонских сланцев (состав:  $W^p = 12\%$ ;  $A^p = 44,4\%$ ;  $S^p = 1,4\%$ ;  $C^p = 19,9\%$ ;  $H^p = 2,6\%$ ;  $N^p = 0,1\%$ ;  $O^p = 2,9\%$ ).

Избыток воздуха в топке принять  $\alpha = 1,3$ ; сжигание – камерное.

**Задача 2.10.** Как изменится объем и объемные доли трехатомных газов и водяных паров, если при сжигании челябинского бурого угля (состав:  $W^p = 17\%$ ;  $A^p = 32,4\%$ ;  $S^p = 0,9\%$ ;  $C^p = 35,9\%$ ;  $H^p = 2,6\%$ ;

$N^p = 1\%$ ;  $O^p = 10,2\%$ ) избыток воздуха увеличить с 1,2 до 1,3?

**Задача 2.11.** Какая масса и какой объем кислорода (при плотности 1,429 кг/м<sup>3</sup>) потребуются для полного сжигания 1 кг углерода?

**Задача 2.12.** Какой объем CO<sub>2</sub> (при плотности 1,977 кг/м<sup>3</sup>) образуется в результате полного сжигания 1 кг углерода?

**Задача 2.13.** Какой объем воздуха потребуется для полного сжигания 1 кг углерода?

**Задача 2.14.** Определить плотность и удельный объем метана при нормальных условиях, если киломолярный объем составляет 22,4 м<sup>3</sup>.

**Задача 2.15.** Определить массу пропана в емкости объемом 20 м<sup>3</sup>, если по показаниям манометра давление в ней составляет 0,5 кг/см<sup>2</sup> и температура 27 °С, а атмосферное давление 760 мм рт. ст. Киломолярная газовая постоянная  $\mu R = 8314$  Дж/(кмоль\*град).

**Задача 2.16.** Определить низшую теплоту сгорания  $Q_{H^c}$  природного газа (при нормальных условиях) следующего состава: H<sub>2</sub>S = 1 %; CH<sub>4</sub> = 76,7 %; C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> = 4,5 %; C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> = 1,7 %; C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> = 0,8 %; C<sub>5</sub>H<sub>12</sub> = 0,6 %.

**Задача 2.17.** Определить избыток воздуха в процентах, если по анализу продуктов горения в них содержится 14,3% CO<sub>2</sub>, 5,1% O<sub>2</sub> и 1,4% CO.

**Задача 2.18.** Определить количество воздуха (по массе и по объему), необходимое для сжигания мазута состава: C = 86 %; H<sub>2</sub> = 11,5 %; O<sub>2</sub> = 1,5 %; N<sub>2</sub> = 1 %. Плотность воздуха при нормальных условиях 1,293 кг/м<sup>3</sup>.

### 3. Определение энтальпии газообразных продуктов сгорания

Энтальпия теоретически необходимых объемов воздуха и продуктов сгорания, кДж/кг, при расчетной температуре  $\theta$ :

$$H^0_{\text{в}} = V^0 (c\theta)_{\text{в}}; \quad (3.1)$$

$$H^0_{\text{г}} = V_{\text{RO}}(c\theta)_{\text{RO}} + V^0_{\text{N}} (c\theta)_{\text{N}} + V^0_{\text{HO}} (c\theta)_{\text{HO}}$$

где  $(c\theta)_{\text{в}}$ ,  $(c\theta)_{\text{RO}}$ ,  $(c\theta)_{\text{N}}$ ,  $(c\theta)_{\text{HO}}$  – энтальпия 1 м<sup>3</sup> влажного воздуха, диоксида углерода, азота, водяных паров при температуре  $\theta$ , °С, кДж/м<sup>3</sup>; определяются по табл. 13 [4, с.179].

Энтальпия продуктов сгорания при избытке воздуха  $\alpha > 1$ :

$$H_{\text{г}} = H^0_{\text{г}} + (\alpha - 1) H^0_{\text{г}} + H_{\text{зл}}. \quad (3.3)$$

Здесь  $H_{\text{зл}}$  – энтальпия золы, кДж/кг:

$$H_{\text{зл}} = (c\theta)_{\text{зл}} A^p \alpha_{\text{ун}} / 100,$$

где  $\alpha_{\text{ун}}$  – доля золы топлива, уносимая продуктами сгорания;  $(c\theta)_{\text{зл}}$  – энтальпия 1 кг золы при температуре  $\theta$ , кДж/кг, определяется по табл. 13 [4, с.179].

При величине уноса золы из топки  $\alpha_{\text{ун}} < 1,4$  значением  $H_{\text{зл}}$  можно пренебречь.

Энтальпия газов при наличии рециркуляции

$$H_{\text{г,рц}} = H_{\text{г}} + rH_{\text{г,отб}}, \quad (3.4)$$

где  $H_{\text{г}}$  и  $rH_{\text{г,отб}}$  – энтальпии газов основного потока и рециркулируемых газов, определенные при температурах в рассчитываемом сечении газотока.

### ЗАДАЧИ

**Задача 3.1.** Определить энтальпию теоретически необходимого объема воздуха при сжигании 1 кг угля АШ и 1 кг назаровского бурого угля при температуре 350 °С.

Энтальпии газов и воздуха при температурах 200 и 400 °С (при 0,1 МПа):

при  $\theta = 200$  °С:

для угля АШ  $H^0_{\text{в}} = 1412$  кДж/кг; для бурого угля  $H^0_{\text{в}} = 965$  кДж/кг

при  $\theta = 400$  °С:

для угля АШ  $H^0_{\text{в}} = 2873$  кДж/кг; для бурого угля  $H^0_{\text{в}} = 1962$  кДж/кг.

**Задача 3.2.** Как изменится энтальпия продуктов сгорания уходящих газов при сжигании ангреноского угля (состав:  $W^p = 34,5$  %;  $A^p = 14,4$  %;  $S^p = 1,3$  %;  $C^p = 39,1$  %;  $H^p = 1,9$  %;  $N^p = 0,2$  %;  $O^p = 8,6$  %), если его влажность увеличить с 34,5 до 45 %? Температуру уходящих газов принять 160 °С,  $\alpha_{\text{yx}} = 1,4$ . Значением  $H_{\text{эл}}$  пренебречь.

Значения теплоемкостей при температуре уходящих газов:

При  $\theta = 100$  °С:  $(c\theta)_{\text{в}} = 132,4$  кДж/м<sup>3</sup>;  $(c\theta)_{\text{RO}} = 170$  кДж/м<sup>3</sup>;  $(c\theta)_{\text{N}} = 129,6$  кДж/м<sup>3</sup>;  $(c\theta)_{\text{HO}} = 150,5$  кДж/м<sup>3</sup>.

При  $\theta = 200$  °С:  $(c\theta)_{\text{в}} = 266,4$  кДж/м<sup>3</sup>;  $(c\theta)_{\text{RO}} = 357,5$  кДж/м<sup>3</sup>;  $(c\theta)_{\text{N}} = 259,9$  кДж/м<sup>3</sup>;  $(c\theta)_{\text{HO}} = 304,5$  кДж/м<sup>3</sup>.

#### 4. Расчёт теплового баланса котельного агрегата

Тепловой баланс парового котла определяется равенством

$$Q^p_{\text{н}} + Q_{\text{в.внш}} + Q_{\text{тл}} + Q_{\text{ф}} - Q_{\text{к}} + Q_{\text{х.в}} = Q_{\text{пол}} + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + H_{\text{yx}}, \quad (4.1)$$

где  $Q^p_{\text{н}}$  – низшая теплота сгорания рабочей массы, кДж/кг;  $Q_{\text{в.внш}}$  – теплота воздуха, подогретого вне котла, кДж/кг,  $Q_{\text{в.внш}} = \beta'(H^0_{\text{в}} - H^0_{\text{х.в}})$ ;  $\beta'$  – отношение количества воздуха на входе в котел к теоретически необходимому;  $H^0_{\text{в}}$ ,  $H_{\text{х.в}}$  – энтальпии теоретически необходимого объема воздуха при температурах воздуха на входе в котел и холодного воздуха, кДж/кг;  $Q_{\text{тл}}$  – физическая теплота топлива, кДж/кг, равная произведению его теплоемкости стл на температуру топлива  $t_{\text{тл}}$ ;  $Q_{\text{ф}}$  – теплота, вносимая в котел при сжигании мазута с паровым дутьем, кДж/кг,  $Q_{\text{ф}} = G_{\text{ф}}(h_{\text{ф}} - 2512)$ ;  $G_{\text{ф}}$  и  $h_{\text{ф}}$  – расход и энтальпия пара, идущего на распыл мазута в форсунках, кг/кг и кДж/кг;  $Q_{\text{к}}$  – теплота, затраченная на разложение карбонатов сланцев, кДж/кг,  $Q_{\text{к}} = 40,6(\text{CO}_2)$ ;  $Q_{\text{х.в}}$  – теплота холодного воздуха, соответствующая объему уходящих газов, кДж/кг,  $Q_{\text{х.в}} = \alpha_{\text{yx}} H^0_{\text{х.в}}$ ;  $\alpha_{\text{yx}}$  – избыток воздуха в уходящих газах;  $Q_{\text{пол}}$  – удельная теплота, полезно воспринятая рабочей средой в котле, кДж/кг;  $Q_3 - Q_6$  – потери теплоты соответственно с химическим и механическим недожогом, на наружное охлаждение и с теплотой шлака (зола), кДж/кг;  $H_{\text{yx}}$  – энтальпия уходящих газов, кДж/кг.

В тепловом балансе парового котла выделяют располагаемую теплоту поступающего в топку топлива, включая теплоту его сгорания со всеми сопутствующими дополнительными источниками теплоты:

$$Q^p_{\text{р}} = Q^p_{\text{н}} + Q_{\text{в.внш}} + Q_{\text{тл}} + Q_{\text{ф}} - Q_{\text{к}} \quad (4.2)$$

При сжигании газа составляющие теплового баланса относятся к 1 мЗ газового топлива.

Удельное полезное тепловосприятие котла, кДж/кг,

$$Q_{\text{пол}} = Q_{\text{п.к}}/B, \quad (4.3)$$

где  $B$  – расход топлива, кг/с;  $Q_{\text{п.к}}$  – теплота, воспринятая рабочей средой в паровом котле, кДж/с,

$$Q_{\text{п.к}} = D_{\text{пе}}(h_{\text{пе}} - h_{\text{п.в}}) + D_{\text{пр}}(h' - h_{\text{п.в}}) + D_{\text{п.пе}}(h''_{\text{п.пе}} - h'_{\text{п.пе}}) + D_{\text{н.п}}(h'' - h_{\text{п.в}}), \quad (4.3a)$$

где  $D_{\text{пе}}$  – паропроизводительность котла, кг/с;  $h_{\text{пе}}$ ,  $h_{\text{п.в}}$ ,  $h'$ ,  $h''$  – энтальпии соответственно перегретого пара, питательной и продувочной (кипящей) воды и насыщенного пара, кДж/кг;  $D_{\text{п.пе}}$  – расход пара через промежуточный перегреватель, кг/с;  $h'_{\text{п.пе}}$ ,  $h''_{\text{п.пе}}$  – энтальпия пара до и после промперегревателя, кДж/кг;  $D_{\text{пр}}$  – расход воды на продувку, кг/с;  $D_{\text{н.п}}$  – расход насыщенного пара, кг/с.

При наличии впрыска воды в промежуточный перегреватель для регулирования перегрева пара формула (4.3a) принимает вид

$$Q_{\text{п.к}} = (D_{\text{п.пе}} - D_{\text{впр}})(h''_{\text{п.пе}} - h'_{\text{п.в}}) + D_{\text{впр}}(h''_{\text{п.пе}} - h_{\text{впр}}) + D_{\text{пе}}(h_{\text{пе}} - h_{\text{п.в}}) + D_{\text{пр}}(h' - h_{\text{п.в}}), \quad (4.3б)$$

где  $D_{\text{впр}}$  и  $h_{\text{впр}}$  – расход воды на впрыск в промежуточный перегреватель, кг/с, и ее энтальпия, кДж/кг.

Потери с физической теплотой шлаков  $q_{\text{бшл}}$ :

$$q_{\text{бшл}} = \alpha_{\text{шл}}(c\theta)_{\text{шл}}A^p / Q^p_{\text{р}}, \quad (4.3в)$$

где  $\alpha_{\text{шл}} = 1 - \alpha_{\text{ун}}$  – доля золы топлива в шлаке;  $\alpha_{\text{ун}}$  – доля золы топлива, уносимая с продуктами сгорания и определяемая по табл. 17–19 [4, с. 200–201];  $(c\theta)_{\text{шл}}$  – энтальпия шлака, кДж/кг, принимаемая по табл. 13 [4, с. 179].

## ЗАДАЧИ

**Задача 4.1.** Определить располагаемую теплоту донецкого угля марки Г ( $Q^p_{\text{н}} = 18,88$  МДж/кг) при температуре холодного воздуха 30 °С, температуре предварительного подогрева воздуха 50 °С. Отношение 30 количества воздуха на входе в котел к теоретически необходимому  $\beta' = 1,35$ , сушка топлива – замкнутая, физической теплотой топлива пренебречь.

**Задача 4.2.** Насколько меняется  $Q^p_{\text{р}}$  бурого угля ( $Q^p_{\text{н}} = 13,44$  МДж/кг) при изменении температуры предварительного подогрева воздуха с 40 до 80 °С? При решении задачи принять  $\beta' = 1,22$ .

**Задача 4.3.** Определить тепловосприятие котла  $Q_{\text{пол}}$  при наличии отбора пара на собственные нужды. Расход пара на собственные нужды принять из промежуточного пароперегревателя в количестве 40 кг/с с параметрами  $t_{\text{пе}} = 450^\circ\text{C}$ ,  $p = 2,55$  МПа. Принять параметры и расходы свежего пара по примеру 4.1, при этом расход пара на входе в промежуточный перегреватель увеличить с 163,9 до 203,9 кг/с.

**Задача 4.4.** Определить располагаемую теплоту фрезерного торфа ( $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 8,12$  МДж/кг), а также энтальпию уходящих газов при изменении влажности  $W$  с 50 до 40 %. Принять: температуру холодного воздуха  $30^\circ\text{C}$ , предварительного подогрева воздуха на входе в воздухоподогреватель  $50^\circ\text{C}$ ; отношение расхода воздуха на входе в воздухоподогреватель к теоретически необходимому  $\beta' = 1,25$ ; избыток воздуха за котлом  $\alpha_{\text{ух}} = 1,4$ ; температуру уходящих газов  $\theta_{\text{ух}} = 150^\circ\text{C}$ ; температуру топлива  $20^\circ\text{C}$ .

## 5. Расчёт теплообмена в топочных устройствах

Адиабатная температура горения определяется при избытке воздуха за топкой  $\alpha_{\text{т}}$  и энтальпии, равной полезному тепловыделению в топке. Полезное тепловыделение находится по зависимости

$$Q_{\text{т}} = Q_{\text{т}}^{\text{р}}(100 - q_3 - q_4 - q_{\text{бшл}})/(100 - q_4) + Q_{\text{в}} + Q_{\text{в.вн}} + H_{\text{г.отб}}^0 r, \quad (5.1)$$

где  $Q_{\text{в}}$  – теплота, вносимая воздухом в топку,

$$Q_{\text{в}} = (\alpha_{\text{т}} + \Delta\alpha_{\text{т}} - \Delta\alpha_{\text{пл}})H_{\text{г.в}}^0 + (\Delta\alpha_{\text{т}} + \Delta\alpha_{\text{пл}})H_{\text{х.в}}^0, \quad (5.2)$$

где  $\Delta\alpha_{\text{т}}$  и  $\Delta\alpha_{\text{пл}}$  – присосы воздуха в топке и в пылесистеме;  $H_{\text{г.в}}^0$ ,  $H_{\text{х.в}}^0$  – энтальпия теоретически необходимого объема воздуха при температурах горячего и присосанного холодного воздуха, кДж/кг;  $Q_{\text{в.вн}}$  – теплота воздуха, подогретого вне парового котла, кДж/кг;  $H_{\text{г.отб}}^0 r$  – энтальпия и доля газов, отбираемых на рециркуляцию;  $q_3$ ,  $q_4$  – соответственно потери теплоты с химическим, механическим недожогом, %;  $q_{\text{бшл}}$  – потеря теплоты со шлаком, %.

Параметр распределения температур по высоте топки

$$M = A - VX_{\text{т}}, \quad (5.3)$$

где  $X_{\text{т}}$  – относительное положение максимума температур газов в топке. Для однокамерных топок с горизонтальным расположением осей вихревых горелок и верхним выводом из топки продуктов сгорания  $X_{\text{т}}$  совпадает с относительным уровнем расположения горелок  $X_{\text{г}}$ .

Значение коэффициентов А и В в уравнении (5.3) определяется по табл. 5.1.

Таблица 5.1 - Значение коэффициентов А и В

Сжигаемое топливо, топочное устройство	Коэффициент	
	А	В
Газ и мазут	0,59	0,20
Высокореакционное твердое топливо в камерной топке и все твердые топлива в слоевой топке	0,54	0,50
Малореакционные твердые топлива, каменные угли с повышенной зольностью в камерной топке	0,56	0,50

При отклонении положения максимальной температуры от среднего уровня горелок

$$X_T = X_r + \Delta X, \quad (5.4)$$

где  $\Delta X$  – поправка относительного превышения максимума температур над уровнем горелок, определяемая по табл. 5.2.

В остальных случаях, не оговоренных в табл. 5.2,  $X_T = X_r$ .

Независимо от полученного значения М по формуле (5.3) параметр М в призматических топках не должен для твердых топлив превышать 0,5. Для полуоткрытых топок параметр М принимают равным 0,48 при сжигании газа, мазута и высокореакционных топлив и 0,46 при сжигании антрацита, полуантрацита и тощего угля.

В топках с подовым расположением горелок рекомендуется принимать  $M = 0,39 - 0,40$ .

Число Больцмана

$$B_0 = \varphi B_p V_{c_{cp}} \cdot 10^{11} / (5,67 \psi_{cp} F_{ct} T_a^3) \quad (5.5)$$

Таблица 5.2 - Поправка  $\Delta X$  относительного превышения максимума температур над уровнем горелок

Условия сжигания топлива	Поправка $\Delta X$
Сжигание угольной пыли в прямоточных горелках (кроме горелок с плоскими струями) и в вихревых горелках (при двух и более ярусах, с фронтным или встречным расположением) в котлах производительностью $D > 116,67$ кг/с (420 т/ч)	0,05

То же при производительности котла $D \leq 116,67$ кг/с (420 т/ч)	0,10
При сжигании мазута и газа в топках с $D \leq 9,72$ кг/с (35 т/ч)	0,15
При сжигании мазута и газа с избытками воздуха в горелках $\alpha_T < 1$	$2(1 - \alpha_T)$
Поворотные горелки с поворотом вниз	- 0,1 на поворот $20^\circ$
То же вверх	+ 0,1 на поворот $20^\circ$

Средняя теплоемкость продуктов сгорания  $V_{ср}$  1 кг топлива, кДж/(кг·К), при избытке воздуха за топкой и в интервале температур газов  $\theta_a - \theta_T''$  определяется по формуле

$$V_{ср} = (\theta_T - H_T'') / (\theta_a - \theta_T''). \quad (5.6)$$

При сжигании смеси твердого и жидкого топлива при определении числа Больцмана.  $B_0$  объем продуктов сгорания принимается на 1 кг смеси, а расход топлива равным суммарному расходу составляющих смеси топлив.

При сжигании природного газа в смеси с твердым или жидким топливом расчет ведется по расходу твердого (или жидкого) топлива и поэтому при определении числа Больцмана объем продуктов сгорания принимается по объему смеси, приходящемуся на 1 кг твердого или жидкого топлива ( $V_{см} = V_{т.т} + xV_{г.т}$ ), а  $B_p$  – по расходу твердого (или жидкого) топлива. Здесь индексы «т.т» – твердое топливо, «г.т» – газообразное топливо;  $x$  – количество кубических метров горючего газа, приходящегося на 1 кг твердого (или жидкого) топлива.

Относительная температура продуктов сгорания за топкой

$$\theta_T'' = T_T'' / T_a''; \theta_T'' = B_0^{0,6} / (B_0^{0,6} + M \varepsilon_0^{0,6}) \quad (5.7)$$

Абсолютная температура продуктов сгорания за топкой

$$T_T'' = T_T'' / [1 + M(\varepsilon_T / B_0)^{0,6}]. \quad (5.8)$$

Поверхность стен топки, необходимая для охлаждения продуктов сгорания до заданной температуры на выходе из топки,

$$F_{ст} = B_p Q_l [(T_a'' / T_T'' - 1)^2 / M^2]^{0,33} / (5,67 \cdot 10^{-11} \varepsilon_T \psi_T M T_T'' T_a''^3), \quad (5.9)$$

где  $Q_l$  – удельное тепловосприятие экранов топки по балансу, кДж/кг,

$$Q_l = (Q_T - H_T'') \varphi, \quad (5.10)$$

$\varphi$  – коэффициент сохранения теплоты, учитывающий долю теплоты газов, воспринятой поверхностью нагрева  $\varphi = 1 - q_5 / (\eta_5 + q_5)$ . Здесь  $q_5$  – потеря теплоты на наружное охлаждение, %.

## ЗАДАЧИ

**Задача 5.1.** Насколько повысится адиабатная температура горения при переходе от замкнутой схемы сушки при сжигании кузнецкого угля марки СС к разомкнутой схеме сушки дымовыми газами. Принять влажность пыли  $W_{пл} = 2$  %, при разомкнутой схеме – подачу пыли в горелки воздухом от компрессора, долю транспортирующего воздуха  $\Delta\alpha_{г.в} = 0,012$ , температуру транспортирующего воздуха  $60$  °С, температуру пыли после пылевого бункера  $85$  °С. Рециркуляция газов отсутствует, шлакоудаление – жидкое, доля уноса золы  $0,5$ .

**Задача 5.2.** Определить адиабатную температуру горения кузнецкого угля марки СС. Условия сжигания топлива: топка с жидким шлакоудалением, температура горячего воздуха  $t_{г.в} = 370$  °С,  $\Delta\alpha_{г} = 0$ ,  $\Delta\alpha_{пл} = 0$ ; котел работает под наддувом, рециркуляция газов – отсутствует, избыток воздуха за топкой  $t = 1,15$ , доля золы топлива, уносимая с продуктами сгорания,  $\alpha_{ун} = 0,5$ .

**Задача 5.3.** Определить изменение адиабатной температуры при введении рециркуляции газов в ядро горения в количестве  $5$ – $20$  % с интервалом  $5$  %, Топливо – березовский бурый уголь, характеристики которого приведены в табл. 1 (топливо № 51) [21. с. 160].

Размол топлива – в индивидуальной замкнутой схеме пылеприготовления с мелющими вентиляторами, забор газов на рециркуляцию за воздухоподогревателем при  $\theta_{yx} = 130$  °С и избытке воздуха  $\alpha = 1,26$ .

При этом следует принять: температуру горячего воздуха  $250$  °С; отбор газов на сушку  $r_{отб} = 0,2$ ; температуру газов в отборе на сушку  $400$ °С при  $\alpha_{суш} = \alpha_{г}$ ; избыток воздуха в топке  $\alpha_{г} = 1,2$ ; присос в топке  $\Delta\alpha_{г} = 0$ ; присосы воздуха в пылесистеме  $\Delta\alpha_{пл} = 0,2$ ; предварительный подогрев воздуха в калориферах отсутствует, физической теплотой топлива пренебречь.

Фокин В.М. Теплогенерирующие установки систем теплоснабжения / В.М. Фокин. – М.: Машиностроение – 1, 2006.

## 6. Расчёт конвективных поверхностей нагрева котельного агрегата

Количество теплоты  $Q_6$ , кДж/кг, которое отдают продукты сгорания при их охлаждении в поверхности нагрева от температуры на входе  $\theta'$  до температуры на выходе  $\theta''$ , определяется балансовым уравнением

$$Q_6 = (H' - H'')\varphi - Q_{\text{доп}}. \quad (6.1)$$

где  $H'$ ,  $H''$  – энтальпия продуктов сгорания при температурах  $\theta'$  и  $\theta''$ , кДж/кг;  $Q_6$  – тепловосприятие по балансу дополнительных поверхностей, кДж/кг.

Количество теплоты  $Q_{\text{л.ш}}$ , кДж/кг, воспринимаемое поверхностью (ширмой, фестомом) в результате прямого излучения из топочного объема, определяется как разность поступающей тепловой энергии через входное сечение  $Q_{\text{л.вх}}$  и переизлученной на другие поверхности через выходное сечение  $Q_{\text{л.вых}}$ :

$$Q_{\text{л.ш}} = Q_{\text{л.вх}} - Q_{\text{л.вых}}. \quad (6.2)$$

При этом

$$Q_{\text{л.вх}} = (q_{\text{л.ш}} F_{\text{л.вх}}) / B_p; \quad (6.3)$$

$$Q_{\text{л.вых}} = Q_{\text{л.вх}}(1 - \varepsilon) / \beta + ((5,67 \cdot 10^{-11} \varepsilon F_{\text{л.вых}} T_{\text{ср}}^4 \xi_{\text{п}}) / B_p), \quad (6.4)$$

где  $q_{\text{л.ш}}$  – интенсивность теплового потока в районе выходного окна топки, кВт/м<sup>2</sup>; принимается из позонного расчета топки либо при его отсутствии определяется по формуле

$$q_{\text{л.ш}} = (\beta \eta_{\text{в}} B_p Q / F_{\text{ст}}); \quad (6.5)$$

где  $\beta$  – коэффициент, учитывающий взаимный теплообмен между топкой и ширмами и определяемый в зависимости от температуры газов в конце топки  $\theta_T''$  (рис. 6.2);  $\eta_{\text{в}}$  – коэффициент неравномерности тепловосприятия топки по высоте в районе выходного окна, принимается по графику (см. рис. 6.1);  $Q_{\text{л}}$  – лучистое тепловосприятие поверхности стен топки, кДж/кг;  $F_{\text{ст}}$  – площадь поверхности стен топки, м<sup>2</sup>;  $\varepsilon$  – коэффициент излучения продуктов сгорания при средней температуре газов, определяется по зависимости  $\varepsilon = 1 - \exp(-kps)$ , где  $k$  – коэффициент ослабления лучей топочной средой;  $p$  – давление газовой среды в топке;  $s$  – эффективная толщина излучающего слоя;  $s = 3,6V_T / F_{\text{ст}}$ ;  $V_T$  – объем топки, м<sup>3</sup>; при наличии ширм, включаемых в объем топки,  $s = 3,6V_T / (F_{\text{св}} + F_{\text{ш.т}} + F_{\text{пр}})((1 + F_{\text{ш.т}} V_{\text{св}} / (F_{\text{св}} + F_{\text{пр}}) V_T))$ ;  $V_{\text{св}}$  – объем топки, свободный от ширм, м<sup>3</sup>;  $F_{\text{св}}$  – поверхность стен части топки, свободной от ширм;  $F_{\text{ш.т}}$  – поверхность ширм, установленных в топке (кроме ширм, установленных в окне);  $F_{\text{пр}}$  – поверхность стен топки, прилегающих к ширмам;  $\xi_{\text{п}}$  – поправочный коэффициент, зависящий от вида топлива, принимается равным: 0,5 при сжигании угля и мазута, 0,7 при сжигании природного газа и 0,2 при сжигании сланцев.

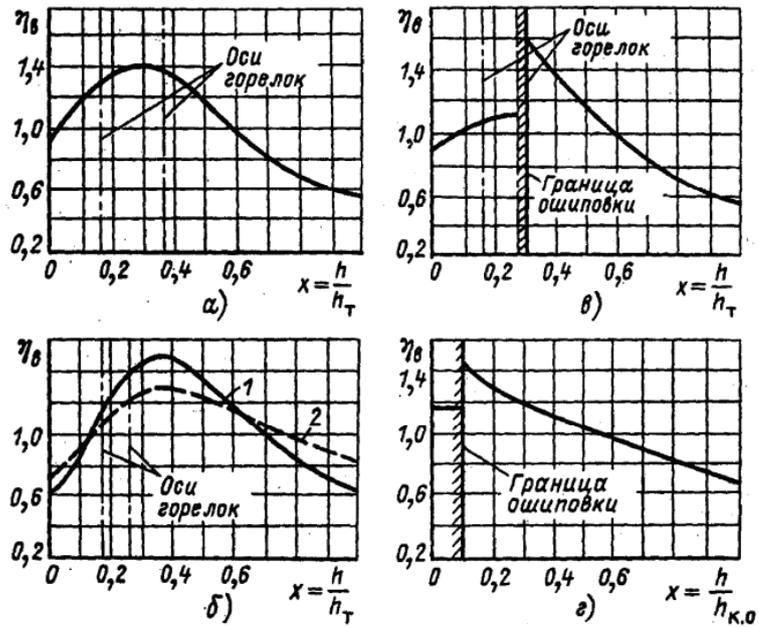


Рисунок 6.1 - Коэффициент распределения тепловосприятия по высоте топки: а – газомазутные топки; б – пылеугольные топки (твердое шлакоудаление); 1 – антрацит, тощие и каменные угли, сухой бурый уголь; 2 – бурые угли, фрезерный торф; в – пылеугольные топки (жидкое шлакоудаление); г – камеры охлаждения двухкамерных топок

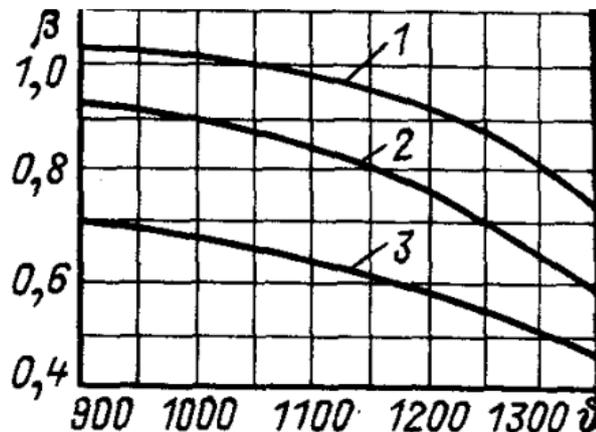


Рисунок 6.2 - Коэффициент, учитывающий теплообмен между топкой и ширмовой поверхностью пароперегревателя в зависимости от температуры газов в конце топки  $\theta_T''$ : 1 – для твердого топлива; 2 – для мазута; 3 – для газового топлива

Если фестон (котельный пучок) имеет число рядов в глубину  $z_2 \geq 5$ , то теплота излучения из топки полностью воспринимается этой поверхностью. При меньшем числе рядов радиационная теплота фестона (котельного пучка) определяется по формуле

$$Q_{л.ф} = (q_{л.ф} F_{л.ф}) / B_p \quad (6.6)$$

где  $F_{л.ф}$  – лучевоспринимающая поверхность фестона (котельного пучка),  $m^2$ , определяется по формуле  $F_{л.ф} = \alpha h_{г.о} \chi_{ф}$ , где  $\alpha$  – ширина газового окна, в котором находится фестон, м;  $h_{г.о}$  – расчетная высота газового окна, в котором находится фестон, м;  $\chi_{ф}$  – угловой коэффициент фестона, определяемый по графику (рис.6.3); при числе труб  $z_2 \geq 5$   $\chi_{ф} = 1$ ;  $q_{л.ф}$  – интенсивность теплового потока в районе фестона,  $kW/m^2$ ; определяется из позонного расчета топки либо по формуле (6.5).

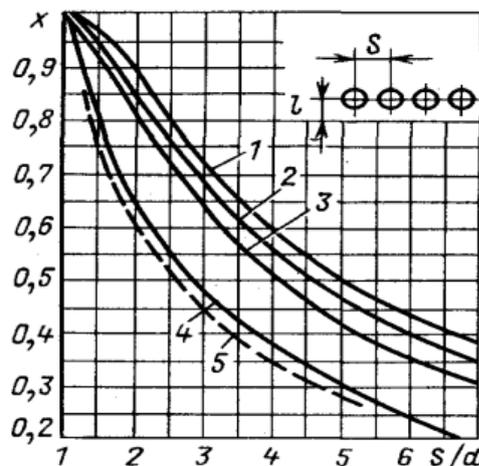


Рисунок 6.3 - Угловой коэффициент однорядного гладкотрубного экрана в зависимости от расстояния до обмуровки (стенки газохода)  $l$ : 1 – с учетом излучения обмуровки,  $l \geq 1,4d$ ; 2 – то же,  $l = 0,8d$ ; 3 – то же,  $l = 0,5d$ ; 4 – то же,  $l = 0$ ; 5 – без учета излучения обмуровки

Если фестон установлен за ширмами

$$Q_{л.ф} = Q_{л.вых} \chi_{ф} \quad (6.7)$$

Рабочая среда в трубах воспринимает полное количество теплоты (радиационное и конвективное).

Приращение энтальпии среды составляет

$$\Delta h = (Q_6 + Q_л) B_p / D, \quad (6.8)$$

где  $D$  – расход среды через поверхность,  $kg/s$ .

## ЗАДАЧИ

**Задача 6.1.** Как изменится количество лучистой теплоты из топки, воспринятой радиационно-конвективным пароперегревателем при увеличении высоты ширм с 7 до 9 м? При решении задачи принять: поперечный шаг между секциями  $s_1 = 600$  мм; глубина секций  $s = 2,8$  м; поверхность входного окна пароперегревателя  $174 \text{ м}^2$  (высота 7 м) и  $225,3 \text{ м}^2$  (высота 9 м); поверхности выходного окна  $88,8 \text{ м}^2$  (высота 7 м) и

114,2 м<sup>2</sup> (высота 9 м); топливо – мазут; расход топлива в котле  $B_p = 19,278$  кг/с; содержание водяного пара  $\gamma_{H_2O} = 0,119$ ; содержание трехатомных газов  $\gamma_{п} = 0,257$ ; удельный лучистый поток  $q_{л.ш} = 19,5$  кВт/м<sup>2</sup>; средняя температура газов в пароперегревателе 1160 °С; коэффициент взаимного теплообмена (топка-ширма)  $\beta = 0,76$ .

**Задача 6.2.** Как изменится количество лучистой теплоты из топки в единицу времени, если вместо мазута будет сжигаться твердое топливо? Произвести сопоставление при одинаковых геометрических размерах радиационно-конвективного перегревателя: высота секций 9000 мм; глубина 2800 мм; шаг между ними 600 мм; поверхность входного окна 225,3 м<sup>2</sup>; выходного окна 114,2 м<sup>2</sup>; данные по мазуту принять по задаче 6.1; расход твердого топлива в котле  $B_p = 63,7$  кг/с; содержание водяного пара в продуктах сгорания  $\gamma_{H_2O} = 0,168$ ; содержание трехатомных газов в продуктах сгорания  $\gamma_{п} = 0,305$ ; концентрация золы в продуктах сгорания  $\mu_{зл} = 0,017$  кг/кг; мельницы-среднеходные; удельный лучистый поток  $q_{л.ш} = 19,5$  кВт/м<sup>2</sup>. Температуры газов в обоих случаях принять на выходе из топки 1150 °С, за пароперегревателем 1050 °С.

**Задача 6.3.** Определить балансовое тепловосприятие радиационноконвективного пароперегревателя, лучистую теплоту, которую он получает из топки и приращение энтальпии пара в нем. При расчете принять: топливо-мазут; температура газов на входе конвективного пароперегревателя  $\theta' = 1272$  °С; температура газов на выходе из конвективного пароперегревателя  $\theta'' = 1101$  °С; энтальпия на входе конвективного пароперегревателя  $H' = 24350$  кДж/кг; энтальпия на выходе из конвективного пароперегревателя  $H'' = 20758$  кДж/кг; тепловосприятие дополнительных поверхностей  $Q_{доп} = 420$  кДж/кг; температура пара на входе  $t' = 365$  °С; давление пара на входе  $p' = 14,72$  МПа; давление пара на выходе  $p'' = 14,32$  МПа; энтальпия пара на входе  $h' = 2814,4$  кДж/кг; расход топлива в котле  $B_p = 14,44$  кг/с; коэффициент сохранения тепла в котле  $\varphi = 0,997$ ; расход пара в котле  $D_{ш} = 175,75$  кг/с; удельный лучистый поток  $q_{л.ш} = 57,9$  кВт/м<sup>2</sup>; площадь поверхности радиационно-конвективного пароперегревателя на входе  $F_{л.вх} = 171$  м<sup>2</sup>; площадь поверхности радиационно-конвективного пароперегревателя на выходе  $F_{л.вых} = 117$  м<sup>2</sup>; эффективная толщина излучающего слоя  $s = 0,872$  м; давление в газоходе  $p = 0,1$  МПа; содержание водяного пара в продуктах сгорания  $\gamma_{H_2O} = 0,187$ ; содержание трехатомных газов в продуктах сгорания  $\gamma_{п} = 0,281$ ; угловой коэффициент ширм  $\varphi_{ш} = 0,174$ .

## Литература

1. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети / Е.Я. Соколов. – М.: Энергия, 2006.
2. Соколов Е.Я. Промышленные тепловые электростанции / Е.Я. Соколов. – М.: Энергия, 2005.
3. Костюк А.Г. Турбины тепловых и атомных электрических станций: Учебник / А.Г. Костюк, В.В. Фролов, А.Е. Булкин, А.Д. Трухин. – М.: МЭИ, 2001.
4. Фокин В.М. Теплогенерирующие установки систем теплоснабжения / В.М. Фокин. – М.: Машиностроение – 1, 2006.
5. Липов Ю.М. Котельные установки и парогенераторы / Ю.М. Липов, Ю.М. Третьяков. – 2-е изд. – М.: 2006.
6. Зыков А.К. Паровые и водогрейные котлы/ А.К. Зыков. – М.: НПО ОБТ, 2006 . 7. Фурсов И.Д. Конструирование и тепловой расчет паровых котлов / И.Д. Фурсов, В.В. Коновалов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Барнаул: Алт. гос. техн. ун-т им. И.И. Ползунова, 2001.
8. Тепловой расчет котлов (нормативный метод). – 2-е изд. – СПб.: Изд-во НГЮЦКТИ, 1998.
9. Сидельковский Л.Н. Котельные установки промышленных предприятий / Л.Н. Сидельковский, В.Н. Юренев – М.: Энергоатомиздат, 1988.
10. Троянковский Б.М. Паровые и газовые турбины: Сборник задач / Б.М. Троянковский – М.: Энергоатомиздат, 1987.
11. Ривкин С.Л. Термодинамические свойства газов / С.Л. Ривкин – М.: Энергия, 1987.
12. Ривкин С.Л. Термодинамические свойства воды и водяного пара / С.Л. Ривкин, А.А. Александров. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
13. Делягин Г.Н. Теплогенерирующие установки / Г.Н. Делягин – М.: Стройиздат, 1986.
14. Ковалев А.П. Парогенераторы / А.П. Ковалев. – М.: Энергоатомиздат, 1985. 15. Безгрешнов А.Н. Расчет паровых котлов в примерах и задачах / А.Н. Безгрешнов. – М.: Энергоатомиздат, 1991.
16. Котлы малой и средней мощности и топочные устройства / Отраслевой каталог 15-83. – М.: НИИЭИформэнергомаш, 1983. 70
17. Эстеркин Р.И. Котельные установки. Курсовое и дипломное проектирование / Р.И. Эстеркин. – Л.: Энергоатомиздат, 1989.
18. Эстеркин Р.И. Противоаварийные тренировки в производственно отопительных котельных / Р.И. Эстеркин. – Л.: Энергоатомиздат, 1990.

19. Роддатис К.Ф. Справочник по котельным установкам малой производительности / К.Ф. Роддатис, А.Н. Полтарецкий. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
20. Безгрешнов А.Н. Расчет паровых котлов в примерах и задачах / А.Н. Безгрешнов. – М.: Энергоатомиздат, 1991.
21. Фокин В.М. Теплогенерирующие установки систем теплоснабжения / В.М. Фокин. – М.: Машиностроение – 1, 2006.

## КОНТРОЛЬ ЗНАНИЙ

### Список вопросов к экзамену по дисциплине «Котельные установки»

1. Энергетическое топливо и его виды.
2. Элементарный состав топлива, пересчет элементарного состава с одной массы на другую.
3. Происхождение ископаемых видов топлива.
4. Теплотехнические характеристики топлива.
5. Состав и содержание минеральных примесей в топливе. Зольность топлива.
6. Жидкое топливо. Характеристики.
7. Газообразное топливо. Характеристики.
8. Теплота сгорания топлива: высшая, низшая.
9. Условное топливо.
10. Теоретически необходимое количество воздуха. Коэффициент избытка воздуха. Состав и объем продуктов сгорания.
11. Тепловой баланс котла.
12. Определение составляющих потерь теплоты в тепловом балансе.
13. Потери теплоты с уходящими газами.
14. Потери теплоты от химической неполноты сгорания.
15. Потери теплоты от механической неполноты сгорания.
16. Потери теплоты в окружающую среду.
17. Потери теплоты с физической теплотой шлаков.
18. Влияние коэффициента избытка воздуха на потери теплоты.
19. Подготовка топлива к сжиганию.
20. Пылеприготовительное оборудование.
21. Котельные установки ТЭС.
22. Газовый тракт котла.
23. Воздушный тракт котла.
24. Пароводяной тракт котла.
25. Классификация паровых котлов. Компоновка котла.
26. Барабанные котлы с естественной циркуляцией. Схема.
27. Прямоточные котлы с принудительной циркуляцией. Схема.
28. Маркировка котлов.
29. Пароперегреватели. Компоновка. Назначение и классификация.
30. Конвективные пароперегреватели.
31. Радиационные и ширмовые пароперегреватели.
32. Регулирование температуры пара.

33. Поверхностные пароохладители.
34. Вспрыскивающие пароохладители.
35. Экономайзеры.
36. Рекуперативные и регенеративные воздухоподогреватели.
37. Каркас и обмуровка котлов.
38. Тягодутьевые машины.
39. Золоулавливание и шлакозолоудаление.
40. Показатели качества воды.
41. Осветление воды.
42. Умягчение воды.
43. Деаэрация воды.
44. Продувка котла.
45. Сепарация и промывка пара.
46. Коррозия поверхностей нагрева.

## **ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЙ РАЗДЕЛ**

### **СОДЕРЖАНИЕ УЧЕБНОГО МАТЕРИАЛА**

#### **Раздел I. Энергетическое топливо**

##### **Тема 1.1. Элементарный состав топлива**

Пересчет элементарного состава с одной массы на другую. Теплота сгорания топлива: высшая, низшая; методы их определения. Условное топливо. Выход летучих веществ.

##### **Тема 1.2. Характеристики топливного балласта**

Минеральная часть топлива, химсостав, температурные характеристики и возможности ее использования. Влажность топлива. Сера в топливе. Технические характеристики энергетических топлив (твердого, жидкого и газообразного). Приведенные влажность, зольность и сернистость топлива. Классификация и маркировка топлива.

#### **Раздел II. Горение топлива и эффективность его использования**

##### **Тема 2.1. Материальный баланс процесса горения**

Теоретически необходимое количество воздуха. Коэффициент избытка воздуха. Состав и объем продуктов сгорания. Уравнение полного и неполного горения. Определение коэффициента избытка воздуха по газовому анализу. Энтальпия продуктов сгорания.

##### **Тема 2.2. Тепловой баланс парогенератора**

Общее уравнение теплового баланса. Располагаемая теплота. Определение КПД парогенератора по прямому и обратному балансу. Расход топлива на парогенератор.

#### **Раздел III. Подготовка топлива к сжиганию**

##### **Тема 3.1. Классификация топочных устройств**

Классификация топочных устройств по аэродинамическому признаку: слоевые топки, топки с кипящим слоем, факельные топки и циклонные топки. Принципы работы указанных топок. Преимущества и недостатки каждого типа топок. Примеры конструкций этих топок.

### **Тема 3.2. Основные стадии подготовки твердого топлива к пылевидному сжиганию**

Дробление твердого топлива. Кратность дробления. Конструкции дробилок. Свойства и характеристики угольной пыли. Закономерности размола. Зерновая характеристика пыли.

### **Тема 3.3. Системы пылеприготовления**

Замкнутые системы приготовления пыли с прямым вдуванием. Системы приготовления пыли с пылевым бункером. Индивидуальная система пылеприготовления с разомкнутым циклом.

## **Раздел IV. Сжигание топлива в топках парогенераторов**

### **Тема 4.1. Топки для сжигания газообразных и жидких топлив**

Подготовка к сжиганию газообразного и жидкого топлива. Конструкции топочных камер газомазутных парогенераторов. Горелочные устройства и их размещение. Воздушные регистры. Запальные устройства. Горелки мазутные и газомазутные. Расчетные характеристики топочных камер. Техника безопасности на газомазутных ТЭС.

### **Тема 4.2. Топки для сжигания пылевидного твердого топлива**

Схемы топочных камер для сжигания твердого топлива. Основные характеристики топочных камер. Типы горелочных устройств. Применяемые скорости первичного и вторичного воздуха. Схемы расположения горелок на стенах топочной камеры и их особенности. Конструктивное оформление камерных топок с твердым и жидким шлакоудалением. Топки с вертикальным вихревым факелом. Топки с кипящим слоем.

## **Раздел V. Профиль парогенератора. Компоновка и условия работы поверхностей нагрева**

### **Тема 5.1. Основные профили парогенераторов и их особенности**

Парообразующие поверхности прямоточных и барабанных парогенераторов. Развитие парогенераторов. Основные профили парогенераторов и их особенности. Конструктивные и компоновочные решения современных парогенераторов. Влияние технических характеристик топлива, параметров пара и мощности на профиль парогенераторов.

## **Тема 5.2. Пароперегреватели и их классификация. Методы регулирования температуры перегретого пара**

Классификация пароперегревателей. Зоны размещения первичного и вторичного пароперегревателей. Компоновка пароперегревателей и влияние на нее параметров пара. Условия работы пароперегревателей и методы повышения надежности. Особенности выполнения промежуточных пароперегревателей. Методы регулирования температуры пара поверхностными и впрыскивающими пароохладителями.

## **Тема 5.3. Низкотемпературные поверхности нагрева. Водяные экономайзеры и воздухоподогреватели**

Одно- и двухступенчатая компоновка низкотемпературных поверхностей нагрева. Распределение температурных напоров. Типы экономайзеров и их размещение. Интенсифицированные поверхности нагрева и условия их работы.

## **Раздел VI. Чистота пара и водный режим**

### **Тема 6.1. Требования, предъявляемые к качеству питательной воды и пара**

Влияние загрязнений на работу оборудования. Источники загрязнения питательной воды. Растворимость примесей в водном теплоносителе и закономерности образования отложений. Растворимость примесей в рабочей среде СКД и области их отложений.

### **Тема 6.2. Водный режим парогенераторов**

Задачи водного режима. Водный режим барабанных парогенераторов. Методы вывода примесей из цикла на ТЭС. Водный режим прямоточных парогенераторов (гидразинно-аммиачный, нейтральный комплексный). Методы получения чистого пара. Паросепарационные устройства (внутрибарабанные, выносные). Паропромывочные устройства. Распределительные устройства с паровой подушкой. Ступенчатое испарение.

## **Раздел VII. Эксплуатация парогенераторов**

### **Тема 7.1. Эксплуатационные режимы и показатели**

Основные положения. Допустимые скорости сброса и наброса давления в барабанном паровом парогенераторе. Стационарные режимы эксплуатации парогенераторов. Нестационарные режимы работы в диапазоне допустимых

нагрузок. Пусковые схемы блоков с барабанным и прямоточным парогенератором. Скользящие параметры.

### **Тема 7.2. Режимы пуска и останова парогенераторов**

Предпусковая промывка энергоблока. Режимы растопки парогенератора и пуска блока из различных тепловых состояний. Режимы останова и сброса нагрузки парогенератора. Директивные материалы по эксплуатации парогенераторов.

#### **Средства диагностики результатов учебной деятельности**

Оценка уровня знаний студента производится по десятибалльной шкале в соответствии с критериями, утвержденными Министерством образования Республики Беларусь.

Для оценки достижений студента рекомендуется использовать следующий диагностический инструментарий:

- устный и письменный опрос во время практических занятий;
- защита отчётов по выполненным лабораторным работам;
- защита выполненных в рамках самостоятельной работы индивидуальных заданий;
- сдача экзамена.

#### **Перечень тем практических занятий**

1. Расчет элементарного состава топлива.
2. Расчет процессов горения.
3. Определение энтальпии газообразных продуктов сгорания.
4. Расчет теплового баланса котельного агрегата.
5. Расчет теплообмена в топочных устройствах.
6. Расчет конвективных поверхностей нагрева котельного агрегата.

#### **Перечень тем лабораторных работ**

1. Определение содержания влаги твёрдого топлива.
2. Определение зольности твердого топлива.
3. Определение выхода летучих веществ.
4. Определение относительного лабораторного коэффициента размолоспособности твёрдого топлива.

5. Определение содержания влаги жидкого топлива.
6. Определение условной вязкости жидкого топлива
7. Определение температуры вспышки жидкого топлива.

### **Перечень контрольных вопросов и заданий для самостоятельной работы студентов**

1. Составляющие потерь теплоты и их анализ.
2. Методы определения химического и механического недожога.
3. Определение потерь теплоты с уходящими газами.
4. Определение потерь теплоты от наружного охлаждения парогенератора и с физической теплотой шлаков.
5. Определение присосов в газоходах парогенератора.
6. Влияние коэффициента избытка воздуха на потери теплоты.
7. Относительное местоположение максимальных температур в топке.
8. Степень черноты факела.
9. Коэффициент тепловой эффективности.
10. Коэффициент загрязнения экранов.
11. Угловой коэффициент экрана.
12. Степень экранирования топки.
13. Растворимость веществ в паре.
14. Пути перехода примесей из воды в пар.
15. Коэффициент распределения.
16. Механизм и закономерности уноса влаги паром.
17. Поведение примесей пара в перегревателе и турбине

### **Список рекомендуемой литературы**

#### **Список литературы**

##### **Основная литература**

1. Жихар, Г.И. Котельные установки ТЭС: теплотехнические расчеты : учебное пособие для студентов учреждений высшего образования по специальностям "Тепловые электрические станции", "Автоматизация и управление теплоэнергетическими процессами" / Г.И. Жихар. – Минск: Вышэйшая школа, 2017. – 223, с.: ил
2. Жихар, Г.И. Котельные установки тепловых электростанций: [учебное пособие для вузов по специальностям "Тепловые электрические

станции", "Паротурбинные установки атомных электрических станций"] / Г.И. Жихар. – Минск: Вышэйшая школа, 2015. – 523 с.: ил.

3. Сидельковский, Л.Н. Котельные установки промышленных предприятий: [учебник для вузов по специальности "Промышленная теплоэнергетика"] / Л.Н. Сидельковский, В.Н. Юренев. – Изд. 4-е, репр. – Москва: БАСТЕТ, 2009. – 527 с.: ил.

#### **Дополнительная литература**

1. Стырикович, М.А. Парогенераторы электростанций / М.А. Стырикович, К.Я. Котковская, Е.П. Серов. – М.: - Л.: Энергия, 1966. – 232 с.

2. Парогенераторы / Под ред. А.П. Ковалева. – М.: Энергоатомиздат, - 1985.

3. Безгрешнов, А.Н. Расчет паровых котлов в примерах и задачах / А.Н. Безгрешнов, Ю.М. Липов, Б.М. Шлейфер. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 125 с.

4. Липов, Ю.М. Компонировка и тепловой расчет парового котла / Ю.М. Липов, Ю.Ф. Самойлов, Т.В. Виленский. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 258 с.

#### **Нормативная литература**

1.ТКП 646-2020 (33240) Электростанции и котельные. Технические требования к нормам освоения проектных мощностей в начальный период эксплуатации.

2.ТКП458-2012 (02230) Правила технической эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей.

3.ТКП 608-2017 (33240) Теплотехническое оборудование электростанций и тепловых сетей. Правила по обеспечению безопасной эксплуатации.