

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«ОРЕНБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ АГРАРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ОБУЧАЮЩИХСЯ  
ПО ОСВОЕНИЮ ДИСЦИПЛИНЫ**

**Б1.В.ДВ.08.01 ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ И СИСТЕМЫ**

**Направление подготовки:** 35.03.06 Агроинженерия

**Профиль подготовки:** Электрооборудование и электротехнологии

**Форма обучения** заочная

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>1. Конспект лекций .....</b>	<b>3</b>
<b>1.1 Лекция № 1 Общие сведения о теплоэнергетических установках .....</b>	<b>3</b>
<b>1.2 Лекция № 2 Топливо. Горение топлива .....</b>	<b>9</b>
<b>1.3 Лекция № 3 Котельные установки. Тепловой баланс котельного агрегата.....</b>	<b>21</b>
<b>2. Методические материалы по выполнению лабораторных работ .....</b>	<b>42</b>
<b>2.1 Лабораторная работа № ЛР-1 Рассмотрение построения тепловых схем и принципа работы теплоэнергетических установок .....</b>	<b>42</b>
<b>2.2 Лабораторная работа № ЛР-2 Устройство, работа, характеристики паровых котлов .....</b>	<b>49</b>
<b>2.3 Лабораторная работа № ЛР-3 Устройство, работа, характеристики водогрейных котлов.....</b>	<b>66</b>
<b>2.4 Лабораторная работа № ЛР-4 Исследование и принцип работы газовых горелок.....</b>	<b>78</b>

## **1. КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ**

### **1. 1 Лекция №1 ( 2 часа).**

**Тема: «Общие сведения о теплоэнергетических установках»**

#### **1.1.1 Вопросы лекции:**

1. Тепловая энергия.
2. Конструктивные особенности теплоэнергетических установок и их классификация.
3. Атомные реакторы.
4. Электродные котлы.
5. Гелиоустановки.
6. Геотермальные установки.
7. Котлы утилизаторы.
8. Энергосберегающие технологии в теплоэнергетических установках и системах

#### **1.1.2 Краткое содержание вопросов:**

##### **1. Тепловая энергия**

Источник энергии, в том числе и тепловой, — это вещество, энергетический потенциал которого достаточный для преобразования в иные виды с целью следующего эффективного и целесообразного использования.

Энергетическим потенциалом вещества называют параметр, который разрешает оценить принципиальную возможность и целесообразность ее использования как источника энергии. Энергетический потенциал выражают в джоулях (Дж) или киловатт-часах кВт (тепл.) • ч, 1 кВт (тепл.) • ч = 3600 кДж.

Источники энергии разделяют на первичные и вторичные. К первичным относят источники, которые являются результатом естественных процессов. Их энергетический потенциал не зависит от деятельности человека. Первичными источниками энергии служат: ископаемые горючие вещества, ядерное топливо, термальные воды, солнце, ветер, реки, океаны и т. п.

Вторичными источниками энергии являются побочные продукты деятельности человека: горючие отходы промышленных предприятий и тепловых станций в виде газов, пара и воды; бросовой теплоты компрессорных станций магистральных газопроводов; нагретые вентиляционные выбросы; отходы сельскохозяйственного производства и т. п.

Первичные источники энергии разделяют на невозобновляемые и возобновляемые. К невозобновляемым первичным источникам энергии относят ископаемые горючие вещества, уран и торий.

Возобновляемые первичные источники энергии являются продуктами деятельности и процессов на Земле: ветер, водные ресурсы, океан, гидро- и геотермальные источники, растительные продукты биологической деятельности на Земле (древесина и прочие растительные вещества на Земле, в морях, океанах), а также энергия Солнца.

##### **2. Конструктивные особенности теплоэнергетических установок и их классификация.**

Теплоэнергетическая установка (ТЭУ) комплекс взаимосвязанного оборудования и устройств, предназначенных для производства, передачи, накопления, распределения и использования тепловой энергии.

Теплогенерирующей установкой (ТГУ) называют комплекс устройств и механизмов, предназначенных для производства тепловой энергии в виде водяного пара или горячей воды. Водяной пар используют для получения электроэнергии на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) или теплоэлектростанциях (ТЭС), технологических нужд

промышленных предприятий и сельского хозяйства, а также для нагрева в паровых подогревателях воды, направляемой в системы теплоснабжения. Горячую воду используют для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых, общественных и производственных зданий и сооружений, а также для коммунально-бытовых нужд населения. Для отопления и вентиляции также используют и нагретый воздух.

В теплоэнергетической установке создают термодинамические условия с максимально возможной полнотой (коэффициентом полезного действия), при которых происходит преобразование различных видов энергии (химической, излучения, электрической) в тепловую энергию. Тепловую энергию требуемых параметров получают путем преобразования химической энергии органического топлива, энергии, выделяемой при расщеплении ядерного топлива, электрической энергии, энергии солнечного излучения, геотермальной и тепловой энергии низкого потенциала. В теплоэнергетических установках образуется рабочее тело или носитель тепловой энергии, с помощью которого тепловая энергия транспортируется к потребителю и реализуется в виде теплоты заданного потенциала. Как правило, рабочим телом для переноса тепловой энергии – теплоносителем – служат жидкости или газы.

В связи с разнообразием различных видов энергии, теплоносителей и условий работы применяют следующие теплоэнергетические установки и соответствующие методы производства тепловой энергии.

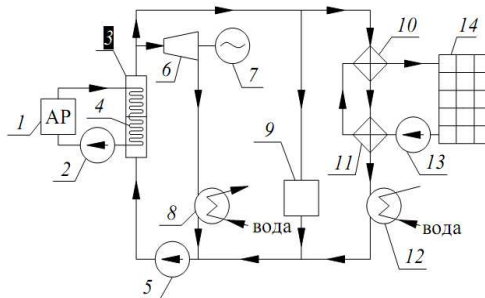
1. Котельные агрегаты
2. Атомные реакторы
3. Электродные котлы
4. Гелиоустановки
5. Геотермальные установки
6. Котлы-утилизаторы

7. Для систем теплоснабжения также используют производство тепловой энергии из биомассы, сельскохозяйственных и городских отходов, а также устройства, в которых энергия с низким энергетическим потенциалом преобразуется в высокопотенциальную тепловую энергию другого теплоносителя с затратами других видов энергии, подводимых извне (например, электроэнергии в тепловых насосах).

Эффективность ТЭУ определяется совершенством технологической схемы преобразования энергии, стоимостью исходного источника энергии, а также параметрами, которые должен иметь теплоноситель

### 3. Атомные реакторы.

Атомные реакторы – устройства, в которых проходит цепная ядерная реакция деления тяжелых ядер трансурановых элементов под действием нейтронов. В результате ядерная энергия преобразуется в тепловую энергию теплоносителя (воды, в перспективе гелия), вводимого в активную зону атомного реактора, теплота от которого затем в атомном парогенераторе передается воде или пару.



**Рис. 1.1 Принципиальная тепловая схема АТЭС:**

1 – атомный реактор; 2 – циркуляционный насос; 3 – парогенератор; 4 – змеевики парогенератора; 5 – питательный насос; 6 – паровая турбина; 7 – электрогенератор; 8, 12 –

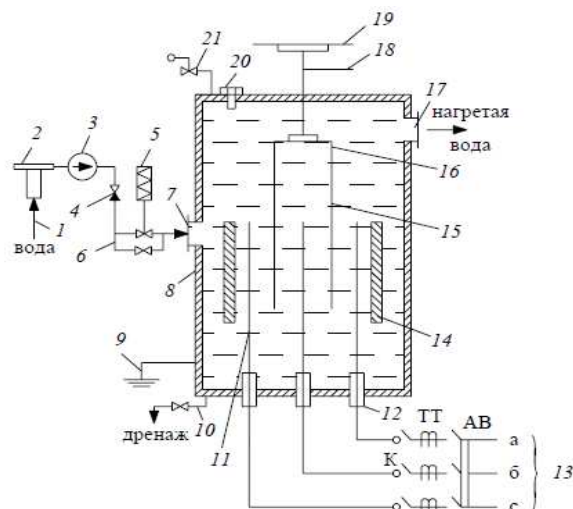
конденсатор; 9 – технологическое производство; 10, 11 – паровые подогреватели; 13 – сетевой насос; 14 – потребитель.

#### 4. Электродные котлы

Электродные котлы – устройства, в которых проходит преобразование электрической энергии в тепловую энергию путем разогрева нагревателя с высоким электрическим сопротивлением и последующей передачей теплоты от этого нагревателя рабочему телу.

Условные обозначения электродного котла: числитель – номинальная электрическая мощность, кВт; знаменатель – номинальное напряжение питающей сети, кВ (например, обозначение КЭПР-250/0,4 расшифровывается: котел электродный паровой регулируемый мощностью 250 кВт, номинальным напряжением питающей сети 0,4 кВ).

Электродные водогрейные котлы предназначены для выработки горячей воды. На рис. 1.2 приведена принципиальная схема электродного водогрейного регулируемого котла с плоскими электродами.

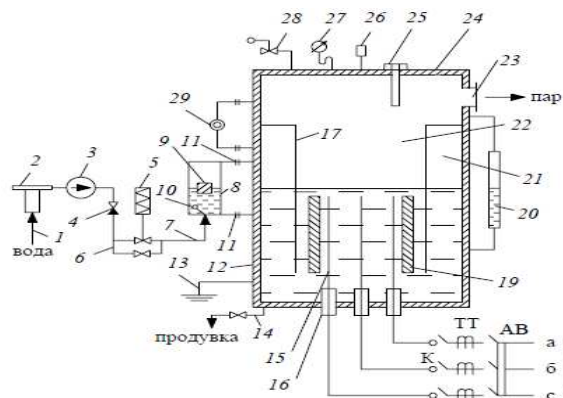


**Рис. 1.2 Принципиальная схема электродного водогрейного котла:**

1 – водопровод; 2 – фильтр-отстойник; 3 – питательный насос; 4 – клапан обратный проходной; 5 – электромагнитный клапан; 6 – байпас; 7 – входной патрубок воды; 8 – цилиндрический корпус; 9 – заземление; 10 – дренажная линия; 11 – фазные электроды; 12 – проходные изоляторы; 13 – трехфазная электрическая сеть; 14 – защитные пластины; 15 – диэлектрические пластины (антиэлектроды); 16 – крестовина; 17 – выходной патрубок горячей воды; 18 – шток; 19 – штуруп; 20 – термореле; 21 – предохранительный клапан

Электродные паровые котлы предназначены для выработки насыщенного пара давлением до 0,6 МПа (6 кгс/см<sup>2</sup>) и снабжения промышленных, сельскохозяйственных и бытовых объектов. В паровом электродном котле теплота, выделяющаяся при протекании электрического тока через воду, представляющую активное сопротивление, идет на ее нагрев и испарение.

Конструкция электродного парового регулируемого котла на напряжение 0,4 кВ показана на рис. 1.3 и предусматривает автоматическое регулирование паропроизводительности и электрической мощности котла в заданном режиме.



**Рис. 1.3 Принципиальная схема электродного парового регулируемого котла:**

1 – водопровод; 2 – фильтр-отстойник; 3 – питательный насос; 4 – клапан обратный проходной; 5 – электромагнитный клапан; 6 – байпас; 7 – входной патрубок воды; 8 – поплавковый регулятор уровня воды; 9 – поплавок; 10 – кран автоматической подпитки; 11 – патрубки; 12 – цилиндрический корпус; 13 – заземление; 14 – продувочная линия; 15 – фазные плоские электроды; 16 – проходные изоляторы; 17 – цилиндрическая обечайка; 18 – трехфазная электрическая сеть; 19 – диэлектрические пластины; 20 – указатель уровня воды; 21 – вытеснительная камера; 22 – парогенерирующая камера; 23 – паровыводящий патрубок; 24 – крышка; 25 – электродный датчик предельного уровня воды; 26 – воздушник; 27 – манометр; 28 – предохранительный клапан; 29 – регулятор температуры

## 5. Гелиоустановки.

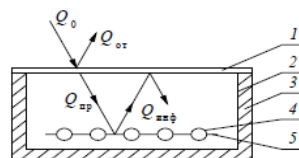
Гелиоустановки – устройства, в которых солнечная (световая) энергия преобразуется в тепловую энергию инфракрасного излучения. В гелиоприемнике или солнечном коллекторе энергия Солнца трансформируется в тепловую энергию с последующей передачей теплоты рабочему телу – воде или воздуху.

Коллектор солнечной энергии (КСЭ) предназначен для улавливания энергии светового излучения, преобразования в тепловую энергию и передачи промежуточному теплоносителю. Улавливание солнечной энергии в коллекторе основано на способности веществ и материалов, таких как стекло, полимерные пленки, воды, пропускать световые лучи. Солнечная энергия в основном переносится световыми лучами, для которых указанные материалы практически прозрачны. Наибольшее применение имеет плоский коллектор солнечной энергии, представленный на рис. 4.

Тепловой поток энергии, подводимой к КСЭ солнечными лучами

$$Q_0 = q_{\text{л}} F,$$

где  $q_{\text{л}}$  – суммарная солнечная радиация (прямая и рассеянная) на горизонтальную поверхность КСЭ, МДж/м<sup>2</sup>;  $F$  – площадь тепловоспринимающей поверхности, м<sup>2</sup>.

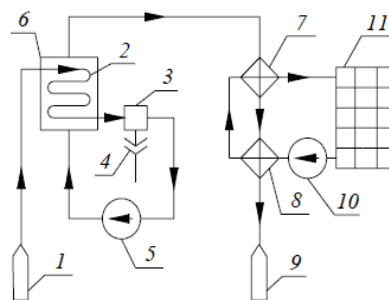


**Рис. 1.4. Схема коллектора солнечной энергии (КСЭ):**

1 – светопрозрачная панель (стекло); 2 – корпус; 3 – теплоизоляция; 4 – трубки для теплоносителя; 5 – лучепоглощающая поверхность (абсорбер)

## 6. Геотермальные установки.

Геотермальные установки – устройства, в которых проходит передача теплоты от геотермальных вод к рабочему телу, нагреваемому за счет тепловой энергии этих вод до заданных параметров.

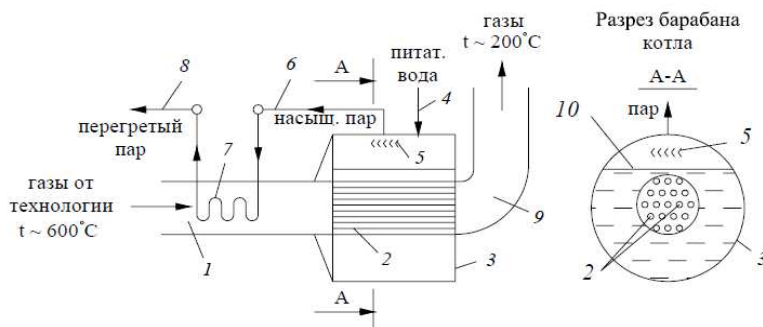


**Рис. 1.5. Принципиальная схема геотермальной установки:**

1 – действующая скважина; 2 – теплообменник; 3 – сепаратор; 4 – дренаж; 5 – насос; 6 – парогенератор; 7, 8 – подогреватели сетевой воды; 9 – неработающая скважина; 10 – сетевой насос; 11 – потребитель

## 7. Котлы утилизаторы.

Котлы-утилизаторы – устройства, в которых используется теплота газов, покидающих различное высокотемпературное технологическое оборудование (нагревательные, обжиговые и другие печи). Теплота от высокотемпературных газов передается другому теплоносителю (воде или пару), более удобному для дальнейшего использования.



**Рис. 1.6. Принципиальная схема котла-утилизатора:**

1 – высокотемпературные технологические газы; 2 – дымогарные трубки; 3 – барабан котла; 4 – питательная линия; 5 – устройство сепарации пара; 6 – паропровод сухого насыщенного пара; 7 – пароперегреватель; 8 – паропровод перегретого пара; 9 – газосход; 10 – зеркало испарения

## 8. Энергосберегающие технологии в теплоэнергетических установках и системах.

Приоритетные основные направления энергосбережения:

- повышение эффективности работы генерирующих источников за счет изменения структуры мощностей в сторону расширения внедрения парогазовых и газотурбинных установок (ГТУ), увеличения выработки электроэнергии на тепловом потреблении;
- внедрение котельного оборудования, работающего на горючих отходах производства, сельского хозяйства, деревообработки;
- создание ГТУ на компрессорных магистральных газопроводах;
- замена отопительных электрических котельных на топливные;
- дальнейшее развитие системы учета всех видов энергоносителей, включая расходы на отопление;
- разработка и внедрение эффективных биогазовых установок;
- разработка и внедрение технологии использования бытовых отходов и мусора;
- внедрение теплонаносных установок;
- экономически целесообразное внедрение нетрадиционных источников энергии;
- техническое перевооружение автотранспорта и тракторов, включая перевод на дизельное топливо, сжиженный и сжатый природный газ;

- выращивание быстрорастущих деревьев для топливных целей;
- разработка, организация производства и внедрение энергосберегающего оборудования, приборов, материалов.

АПК является крупным потребителем энергоресурсов и имеет большие резервы (до 40%) энергосбережения.

Основными направлениями энергосбережения в АПК на ближайшую перспективу являются:

- внедрение энергоэффективных систем микроклимата, кормления, поения, содержания молодняка;
- внедрение эффективных сушильных установок для зерна, в том числе на местных видах топлива;
- применение солнечных нагревателей для воды, используемой на технологические нужды;
- внедрение частотно-регулируемого привода для технологических установок, вспомогательного оборудования котельных;
- перевод котельных в водогрейный режим;
- децентрализация схем теплоснабжения с внедрением газогенераторных установок;
- замена электрических котлов и неэкономичных чугунных котлов на котельные установки, работающие на местных видах топлива;
- внедрение газогенераторных установок с применением эффективных технологий преобразования низкосортных топлив в высококалорийные;
- создание мини-ТЭЦ на базе двигателей внутреннего сгорания, установка турбогенераторов малой мощности в котельных, строительство малых ГЭС;
- термореновация производственных помещений;
- внедрение энергоэффективных систем освещения производственных помещений, уличного освещения населенных пунктов;
- установка современной аппаратуры для технического обслуживания, регулирования двигателей внутреннего сгорания.

Первоочередные мероприятия:

- внедрение обогреваемых полов и ковриков на животноводческих фермах и комплексах;
- перевод содержания животных на глубокую подстилку;
- внедрение эффективных систем микроклимата;
- внедрение энергоэффективных систем поения, кормления, улучшенного содержания птицы, замена проточных поилок на ниппельные;
- термореновация производственных помещений;
- внедрение экономичных теплогенераторов, воздухоподогревателей для сушки зерна;
- замена неэффективных котлов на более экономичные, перевод котлов на местные виды топлива;
- ликвидация длинных теплотрасс и паровых трасс с внедрением установок локального обогрева помещений на местных видах топлива;
- внедрение систем зонного обогрева инфракрасными излучателями, гелиоколлекторных установок;
- внедрение приборов контроля и регулирования ТЭР.



## **1. 2 Лекция №2 (2 часа).**

### **Тема: «Топливо. Горение топлива»**

#### **1.2.1 Вопросы лекции:**

1. Общие сведения о топливе.
2. Состав и свойства твердого, жидкого и газообразного топлива.
3. Теплотехнические характеристики топлива.
4. Низшая и высшая теплота сгорания топлива.
5. Общие сведения о горении топлива.
6. Материальный баланс горения.
7. Теоретический объем воздуха и продуктов сгорания.
8. Коэффициент избытка воздуха и действительный объем продуктов сгорания.
9. Энтальпия воздуха и продуктов сгорания.
10. Оптимизация процесса горения топлива.

#### **1.2.2 Краткое содержание вопросов:**

##### **1. Общие сведения о топливе**

Топливо – это горючее вещество, выделяющее при сжигании значительное количество теплоты, которая используется непосредственно в технологических процессах и для обогрева, либо преобразуется в другие виды энергии.

В промышленной энергетике и коммунально-бытовом секторе для получения тепла используется, как правило, химическая энергия, содержащаяся в органической массе ископаемого топлива. Исключением являются электронагревательные приборы, солнечные коллекторы и геотермальные установки, использующие электроэнергию, энергию солнца и тепло земных недр. В настоящее время около 90% всей энергии, потребляемой нашей цивилизацией, обеспечивается процессами сжигания различных видов органического топлива.

В структуре мирового снабжения первичными ТЭР доля нефтяного топлива снижается при одновременном увеличении доли природного газа.

Определенные изменения наблюдались и в региональной структуре мирового топливно-энергетического баланса. Главные из них состояли в снижении доли промышленно развитых стран-членов Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР), стран Центральной и Восточной Европы, а также стран СНГ в суммарном мировом потреблении первичных ТЭР при одновременном увеличении доли Китая, других стран Азии, а также Латинской Америки и Африки.

Более 25 лет назад из-за нефтяного кризиса многие страны приняли меры по рационализации структуры энергопотребления в сторону снижения в ней доли нефти. Несмотря на это, добыча ее из года в год увеличивается. Региональная структура мировой добычи нефти, %: Страны-члены ОЭСР – 29,3; Ближний Восток – 30,0; Африка – 10,6; Страны СНГ – 10,4; Латинская Америка – 9,7; Азия (без Китая) – 5,2; Китай – 4,6; Центральная и Восточная Европа – 0,2.

Добыча природного газа в мире по сравнению с нефтью увеличивалась более быстрыми темпами. Например, за период с 1976 по 1996 г. она возросла почти вдвое, при этом более 25% всего прироста добычи приходится на Россию. Другими крупнейшими производителями природного газа являются США (23,5%), Канада (7,1%), Нидерланды (4,1%), Великобритания (3,9%), Индонезия (3,3%), Алжир (2,6%), Узбекистан (2,1%), Саудовская Аравия (1,9%) и Норвегия (1,8%). Перечисленные выше страны в общей сложности добывают свыше 75% всего газа.

На долю России приходится почти 40% мирового экспорта природного газа из них в свою очередь почти 40% в страны СНГ. Другими крупнейшими экспортерами газа

являются: Канада (48,7% от национальной добычи) Нидерланды (50%), Алжир (62,6%), Индонезия (48,1%), Норвегия (89,8%).

Несколько более низкими темпами, чем добыча природного газа, но более высокими темпами по сравнению с нефтью увеличивается мировая добыча каменного угля. При этом более трети мировой добычи приходится на Китай. Россия по добыче каменного угля занимает четвертое место в мире, уступая кроме Китая также США и Индии. Анализ статистических данных позволяет сделать несколько выводов. Основные из них:

- добыча каменного угля имеет тенденцию к росту;
- темпы развития мировой торговли каменным углем почти в 3 раза опережают темпы роста его добычи;
- крупнейшими экспортерами каменного угля в течение последних лет остаются Австралия, США и ЮАР, крупнейшими импортерами – Япония, Германия, Великобритания и Россия.

В настоящее время считается, что ресурсное обеспечение развития мирового энергетического хозяйства в ближайшие десятилетия не вызовет какой-либо озабоченности. Постепенное истощение наиболее экономически эффективных месторождений нефти и природного газа будет в перспективе в определенной мере компенсироваться благодаря научно-техническому прогрессу в соответствующих топливдобывающих отраслях, который призван обеспечить повышение нефте- и газоотдачи пластов, создать предпосылки для экономически обоснованной разработки более трудных для освоения месторождений и для широкого вовлечения в мировой энергетический баланс так называемых “нетрадиционных” видов углеводородов.

К категории “нетрадиционных” углеводородных энергетических ресурсов относятся залежи нефти и газа на очень больших глубинах на суше, месторождения газа с аномально высоким давлением, морские нефтегазовые месторождения с толщей воды над ними 300 м и более и т.д. Иными словами, это месторождения, на которых современные техника и технология, а также экономические показатели не позволяют вести не только разработку, но и разведку.

#### **Классификация органического топлива**

По агрегатному состоянию топлива органического происхождения разделяются на твердые, жидкие и газовые (газообразные).

По происхождению органические топлива делятся на природные (естественные) и искусственные, получаемые различными методами.

**Таблица 2.1 Классификация органического топлива**

Агрегатное состояние	Происхождение	
	Естественные	Искусственные
Твердое	Дрова, каменные и бурые угли, антрацит, горючие сланцы, торф	Кокс, полукоксы, брикеты угольные и коксовые
Жидкое	Нефть	Мазут, дизельное и светлое моторное топливо,
Газовое	Природный и попутный газы	Генераторный, доменный, коксовый газы

## **2. Состав и свойства твердого, жидкого и газообразного топлива.**

### ***Элементарный состав и технические характеристики органического топлива.***

В состав органического топлива входят различные соединения горючих и негорючих элементов. Твердое и жидкое топливо содержит такие горючие вещества, как углерод С, водород Н, летучую серу S<sub>л</sub>, и негорючие вещества – кислород О, азот N, золу

A, влагу W. Летучая сера состоит из органических  $S_{ор}$  и колчеданных  $S_k$  соединений:  
 $S_{л}=S_{ор}+S_k$ . Органическое топливо характеризуется:

- рабочей массой  $C^p + H^p + S_{л}^p + O^p + N^p + A^p + W^p = 100\%$  ;
- сухой массой  $C^c + H^c + S_{л}^c + O^c + N^c + A^c = 100\%$  ;
- горючей массой  $C^r + H^r + S_{л}^r + O^r + N^r = 100\%$  ;
- органической массой  $C^o + H^o + S^o + O^o + N^o = 100\%$  .

Сера органической массы не содержит колчеданную. Можно пересчитать состав топлива с одной массы на другую с помощью соответствующих коэффициентов (табл. 2.2)

**Таблица 2.2 Пересчет состава топлива с одной массы на другую**

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

### Твердое топливо

Наиболее распространенными видами твердого топлива являются бурые и каменные угли, антрациты, горючие сланцы, древесина и торф.

Бурые угли не спекаются, отличаются большим выходом летучих веществ ( $V^r = 40-60\%$ ), высокими зольностью ( $A^p = 15-30\%$ ) и влажностью ( $W^p = 30-40\%$ ). Теплота сгорания  $Q_n^p = 23-27$  МДж/кг.

Каменные угли по составу и свойствам разнообразны. Они обладают сравнительно невысокими зольностью ( $A^p = 5-25\%$ ) и влажностью ( $W^p = 5-10\%$ ) при широком диапазоне выхода летучих веществ ( $V^r = 10-40\%$ ). Основная масса каменных углей спекается. Теплота сгорания  $Q_n^p = 23-27$  МДж/кг. Каменные угли классифицируются по выходу летучих веществ и характеру коксового остатка (длиннопламенный – Д, газовый – Г, жирный – Ж, коксовый – К, спекающийся – С, тощий – Т) и по крупности кусков (крупный – К, орех – О, мелкий – М, семечко – С, штыб – Ш, рядовой – Р).

Антрациты отличаются от других твердых топлив плотной структурой, высоким содержанием углерода ( $C^r = 93-96\%$ ), малым выходом летучих веществ ( $V^r = 3-5\%$ ), малой зольностью ( $A^p = 13-17\%$ ) и влажностью ( $W^p = 5-7\%$ ), высокой теплотой сгорания ( $Q_n^p = 30-35$  МДж/кг).

Горючие сланцы характеризуются большой зольностью ( $A^p = 50-60\%$ ) и высоким выходом летучих веществ ( $V^r = 80-90\%$ ); влажность их невелика ( $W^p = 15-20\%$ ), они имеют самую низкую для твердых топлив теплоту сгорания ( $Q_n^p = 5,7-10$  МДж/кг).

Древесина отличается очень малой зольностью ( $A^p < 1\%$ ) и большим выходом летучих веществ ( $V^r = 85\%$ ). Значительная влажность древесины ( $W^p = 40-60\%$ ) определяет весьма низкую теплоту сгорания ( $Q_n^p = 10-12$  МДж/кг).

Торф – самый молодой вид твердого органического топлива. Он имеет большой выход летучих веществ ( $V^r = 70\%$ ), высокую влажность ( $W^p = 30-50\%$ ) и малое содержание золы ( $A^p = 5-10\%$ ). Теплота сгорания торфа небольшая ( $Q_n^p = 10-13$  МДж/кг).

### **Жидкое топливо**

Природное жидкое топливо – нефть – одновременно является источником получения искусственного жидкого топлива. Нефть состоит из различных углеводородов с примесью кислородных, азотных и сернистых соединений. Природную нефть в качестве топлива, как правило, не применяют. Жидкие искусственные топлива делят на жидкие дистиллятные, тяжелые дистиллятные и остаточные.

Основными характеристиками тяжелого дистиллятного топлива являются вязкость, температуры застывания и вспышки, процентное содержание кокса, определяющее склонность топлива к нагарообразованию. Остаточное топливо, например мазут, сжигают в топках котлов и печей. Мазут характеризуется высокой теплотой сгорания  $Q_n^p = 40 - 42$  МДж/кг и представляет собой вязкую жидкость, которую необходимо подогревать до 310–320 К при транспортировании по трубам, а при сжигании – до 350–390 К.

### **Газообразное топливо**

Горючие газы, употребляемые как топливо, по своему происхождению разделяются на природные и искусственные. К природным относятся газы, добываемые из недр Земли, а к искусственным – получаемые на газовых заводах из твердого или жидкого топлива. Природные газы представляют собой смесь различных углеводородов метанового ряда. Они не содержат водорода и оксида углерода. Содержание кислорода, азота и углекислого газа обычно бывает невысоким. Газы некоторых месторождений содержат в небольших количествах сероводород.

Природные газы можно подразделить на три группы:

1. Газы, добываемые из чисто газовых месторождений. Они в основном состоят из метана и являются тощими или сухими. Тяжелых углеводородов (от пропана и выше) сухие газы содержат менее 50 г/м<sup>3</sup>.

2. Газы, которые выделяются из скважин нефтяных месторождений совместно с нефтью, в которой его бывает растворено от 10 до 50% от веса добываемой нефти. В этом случае выделение газа из нефти и его улавливание производится при снижении давления выходящей из скважины нефти в специальных металлических резервуарах – сепараторах или трапах, в которые нефть поступает из скважины. Полученные таким образом газы называются попутными (нефтяными). Помимо метана они содержат значительное количество (до 60%) более тяжелых углеводородов и являются жирными газами.

3. Газы, которые добывают из конденсатных месторождений. Они представляют собой смесь сухого газа (> 75%) и паров конденсата, который выпадает при снижении давления. Пары конденсата представляют собой смесь паров тяжелых углеводородов (бензина, лигроина, керосина).

Сухие газы легче воздуха, а жирные легче или тяжелее в зависимости от содержания тяжелых углеводородов. Низшая теплота сгорания сухих газов, добываемых в нашей стране, составляет 31000–38000 кДж/м<sup>3</sup>. Теплота сгорания попутных газов выше и изменяется от 38000 до 63000 кДж/м<sup>3</sup>.

Природные газы подразделяются также на бессернистые, в которых сернистых соединений нет или есть только их следы, и сернистые газы, в которых содержание сернистых соединений достигает 1% и более.

Искусственные газы получают из твердого или жидкого топлива. При термической переработке твердых топлив в зависимости от способа переработки получают газы сухой перегонки и генераторные газы.

Сухая перегонка твердого топлива представляет собой процесс его термического разложения, протекающий без доступа воздуха. При сухой перегонке топливо проходит ряд стадий физико-химических преобразований, в результате которых оно разлагается на газ, смолу и коксовый остаток. Характер преобразований, претерпеваемых топливом, определяется его природой и температурой процесса. Сухую перегонку топлива, происходящую при высоких температурах (900–1100 °С), называют коксованием, в

результате которого получают кокс и коксовый газ с низшей теплотой сгорания  $Q_n = 16000\text{--}18000 \text{ кДж/м}^3$  и плотностью  $\rho = 0,45\text{--}0,5 \text{ кг/м}^3$ . Из одной тонны каменного угля коксованием можно получить  $300\text{--}350 \text{ м}^3$  коксового газа.

Получать газ методом сухой перегонки можно и при температуре  $500\text{--}550 \text{ }^\circ\text{C}$  (полукоксование). В этом случае выход газа незначителен (в пределах  $25\text{--}100 \text{ м}^3$  с 1 т угля), а основным продуктом перегонки служат смолы, идущие на выработку моторных топлив, и полукоксы.

Газовое топливо может быть получено также путем газификации твердого топлива. Газификация – процесс термохимической переработки топлива. В результате реакции углерода топлива с кислородом и водяным паром образуются горючие газы: оксид углерода и водород. Одновременно с процессом газификации протекает частичная сухая перегонка топлива. Продуктами газификации топлива являются горючий газ, зола и шлаки. Аппараты, в которых осуществляют газификацию топлива, называют газогенераторами.

При подаче в газогенератор паровоздушной смеси получают генераторный газ, называемый смешанным. Низшая теплота сгорания смешанного газа  $Q_n = 5000\text{--}7000 \text{ кДж/м}^3$ , плотность  $\rho = 1,15 \text{ кг/м}^3$ .

Водяной газ получают путем периодической продувки газогенератора воздухом и паром. Горючими компонентами в нем являются водород и оксид углерода.

Ввиду того, что большинство генераторных газов при сгорании способны давать сравнительно немного тепла и содержат в себе значительное количество негорючих и ядовитых веществ, они в чистом виде в городские газовые сети не подаются, а только добавляются к другим газам или употребляются для сжигания в металлургических, стекловаренных и других печах, требующих газового нагрева.

При выплавке чугуна в доменных печах получают доменный газ. Основной горючий компонент доменного газа – CO (28 – 30%). Теплота сгорания доменного газа  $Q_n = 3\text{--}4 \text{ МДж/м}^3$ .

В состав различных видов газового топлива входят:

1. горючая часть: углеводороды метанового ряда, водород, оксид углерода;
2. негорючая часть: диоксид углерода, кислород, азот;
3. вредные примеси: сероводород.

Метан ( $\text{CH}_4$ ) – нетоксичный газ без цвета, вкуса и запаха. Представляет собой химическое соединение углерода с водородом. Является основной горючей частью природных газов.

Тяжелые углеводороды ( $\text{C}_m\text{H}_n$ ) – этан, пропан, бутан и др. – характеризуются высокой теплотой сгорания.

Водород ( $\text{H}_2$ ) – нетоксичный газ без цвета, вкуса и запаха.

Оксид углерода или угарный газ (CO) – газ без цвета, вкуса и запаха. На организм человека оказывает токсическое воздействие. Опасна для жизни при воздействии на человека в течение 5–6 мин. концентрация оксида углерода около 0,4об.%. Даже незначительное содержание CO в воздухе (0,02об.%) вызывает заметное отравление.

Диоксид углерода или углекислый газ ( $\text{CO}_2$ ) – газ без цвета, без запаха, со слабым кисловатым вкусом.

Кислород ( $\text{O}_2$ ) – газ без цвета, вкуса и запаха. Содержание кислорода в газе снижает его теплоту сгорания. Не горит, но поддерживает горение.

Азот ( $\text{N}_2$ ) – газ без цвета, вкуса и запаха. Не горит и горения не поддерживает.

Сероводород ( $\text{H}_2\text{S}$ ) – тяжелый газ с сильным неприятным запахом, напоминающим запах тухлых яиц. Сероводород обладает высокой токсичностью. При сжигании газа сероводород сгорает и образует сернистый газ, вредный для здоровья.

### 3. Теплотехнические характеристики топлива

Важнейшими техническими характеристиками топлива являются теплота сгорания, жаропроизводительность, содержание золы и влаги, содержание вредных примесей, снижающих ценность топлива, выход летучих веществ, свойства кокса (нелетучего остатка).

Теплоту сгорания мы рассмотрим в следующем пункте, перейдем сразу к жаропроизводительности.

Жаропроизводительностью топлива называется температура горения с минимальным (стехиометрическим) количеством окислителя и без подогрева топлива и воздуха. Жаропроизводительность топлива позволяет оценить эффективность его использования в высокотемпературном процессе.

Зола топлива представляет собой твердый негорючий остаток, получающийся после сгорания горючей части топлива; причем зола, прошедшая стадию расплавления, называется шлаком. Зола существенно ухудшает качество топлива и вызывает значительные трудности в процессе сжигания (износ и шлакование поверхностей нагрева). При сравнительных расчетах пользуются приведенной зольностью  $A^n = A^p / Q_n^p$ .

Влага  $W$  топлива отрицательно влияет на его качество, так как снижает теплоту сгорания, ухудшает процесс воспламенения топлива, приводит к увеличению объема дымовых газов, а следовательно, потерь с уходящими газами. Приведенная влажность топлива  $W^n = W^p / Q_n^p$ .

Сера  $S$  – весьма нежелательный элемент топлива. При ее сгорании образуются  $SO_2$  и  $SO_3$ , которые вызывают коррозию элементов энергетических установок и оказывают отрицательное воздействие на окружающую среду.

При нагревании топлива происходит выделение газообразных продуктов разложения, которое называется выходом летучих веществ  $V^f$  и определяется в процентах от горючей массы топлива. Чем больше выход летучих веществ, тем ниже температура воспламенения топлива и больше объем пламени. По содержанию летучих веществ топливо подразделяют на пламенное и тощее.

Свойства кокса оказывают значительное влияние на процесс горения топлива и определяют области его использования.

Кроме того, характеристиками топлива являются: удобство сжигания топлива и расход энергии, связанный с подготовкой топлива к использованию; степень сложности разведки и трудности добычи топлива, определяющая объем капиталовложений и себестоимость топлива; удаленность месторождений топлива от районов его потребления.

### 4. Низшая и высшая теплота сгорания топлива.

Теплота сгорания (теплотворная способность) 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 по низшей теплотворной способности топлива.

В тех случаях, когда имеет место использование в агрегатах скрытой теплоты конденсации водяных паров, в расчетах фигурирует высшая теплота сгорания топлива.

Низшую теплоту сгорания топлива можно определить, зная высшую теплоту сгорания

$$Q_n = Q_v - r_n \cdot G_{H_2O},$$

где  $r_n$  – скрытая теплота конденсации водяных паров при н. у., кДж/кг;  $G_{H_2O}$  – масса влаги, содержащаяся в 1 м<sup>3</sup> газового топлива, кг/м<sup>3</sup>.

Скрытая теплота конденсации водяных паров при нормальных условиях равна  $r_n=2510$  кДж/кг.

Для жидкого и твердого топлива связь между высшей и низшей теплотой сгорания определяется соотношением

$$Q_n^p = Q_b^p - r_n(9H^p + W^p) = Q_b^p - 226H^p - 25W^p$$

Теплоту сгорания топлива определяют экспериментально в калориметрической бомбе или в газовом калориметре. Принцип работы калориметров основан на том, что в них сжигается точно замеренная масса или объем топлива, выделяющееся тепло которого передается воде, начальная температура и масса которой известны. Зная массу воды, и измеряя повышение ее температуры, определяют количество выделенного тепла и теплоту сгорания топлива. При известном составе топлива теплота его сгорания может быть подсчитана аналитически. Рабочая низшая теплота сгорания твердого и жидкого топлива приближенно может быть определена по формуле Д.И. Менделеева, кДж/кг

$$Q_n^p = 338C^p + 1025H^p - 108(O^p - S_n^p) - 25W^p$$

При известном составе газообразного топлива теплота сгорания 1 м<sup>3</sup> газа может быть подсчитана по формуле

$$Q_n^c = 0,01(Q_{H_2S} \cdot H_2S + Q_{CO} \cdot CO + Q_{H_2} \cdot H_2 + \sum Q_{C_mH_n} \cdot C_mH_n),$$

где  $Q_{C_mH_n}$ ,  $Q_{H_2S}$ ,  $Q_{CO}$ ,  $Q_{H_2}$  – теплота сгорания каждого газа, входящего в состав топлива, МДж/м<sup>3</sup>;  $C_mH_n$ ,  $H_2S$ ,  $CO$ ,  $H_2$  – содержание отдельных газов в топливе, % об.

Теплота сгорания отдельных газов, входящих в состав газообразного топлива, приведена в табл. 2.3.

**Таблица 2.3 Теплофизические свойства газов**

Наименование газа	Обозначение	Плотность $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Теплота сгорания низшая $Q_n$ , МДж/м <sup>3</sup>
Метан	CH <sub>4</sub>	0,717	35,88
Этан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1,355	64,36
Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	2,009	93,18
Бутан	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2,697	123,15
Пентан	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	3,454	156,63
Гексан	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	3,848	173,17
Гептан	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	4,474	200,55
Этилен	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	1,251	59,06
Пропилен	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	1,877	86,00
Бутилен	C <sub>4</sub> H <sub>8</sub>	2,503	113,51
Бензол	C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	3,485	140,38
Азот	N <sub>2</sub>	1,250	–
Водород	H <sub>2</sub>	0,090	10,79
Диоксид углерода	CO <sub>2</sub>	1,977	–
Оксид углерода	CO	1,250	12,64
Кислород	O <sub>2</sub>	1,428	–
Сероводород	H <sub>2</sub> S	1,536	23,37

Теплота сгорания различных видов топлива колеблется в очень широких пределах. Для сравнения разных видов топлива при определении норм расхода, запасов, экономии топлива введено понятие об условном топливе. Условным топливом называют топливо, низшая теплота сгорания которого равна  $Q_{y,t} = 29310$  кДж/кг (7000 ккал/кг).

Для пересчета расхода какого-либо вида натурального топлива в условное и обратно пользуются тепловым эквивалентом, представляющим собой отношение низшей

теплоты сгорания рабочей массы натурального топлива к теплоте сгорания условного топлива

$$B_{y.t} = B_n \cdot \frac{Q_n^p}{Q_{y.t}} = B_n \cdot \varepsilon$$

## 5 Общие сведения о горении топлива.

Основу горения составляют самоускоряющиеся реакции окисления горючих веществ топлива, в результате которых исходные вещества (горючее и окислитель) преобразуются в продукты сгорания, т.е. в новые вещества с иными физическими и химическими свойствами.

Характерным признаком горения является быстропротекающий процесс, сопровождающийся интенсивным выделением теплоты и резким повышением температуры. Для протекания химической реакции между горючими веществами топлива и окислителем, прежде всего, необходимо создать физический контакт между молекулами взаимодействующих веществ и довести молекулы до такого состояния, при котором становятся возможными химические реакции между ними.

Первое (т.е. физический контакт) осуществляется в процессе образования горючей смеси, второе – при её воспламенении.

Таким образом, горение – это сложный физико-химический процесс, включающий в себя ряд последовательно и параллельно протекающих физических и химических стадий.

Различают полное горение, т.е. без потерь теплоты, и неполное, т.е. с потерями теплоты. При полном горении все горючие вещества топлива принимают участие в окислительных процессах, при этом образуются только оксиды –  $\text{CO}_2$ ,  $\text{SO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ .

Реальное горение, как правило, является неполным. Различают механическую и химическую неполноту сгорания.

В первом случае (механический недожог) некоторое количество топлива в процессе горения топлива не участвует. Например, газовым потоком из топки выносятся наиболее мелкие фракции угля, а наиболее крупные, наоборот, могут оседать в нижней части топки (на поду) и удаляться вместе с золой и шлаком. В слоевой топке возможен также провал мелких фракций топлива через отверстия колосниковой решётки.

Потери с химическим недожогом возникают в случае химически неполного окисления углеродсодержащих соединений с образованием окиси углерода  $\text{CO}$ , а также в случае, когда часть горючих газообразных веществ, образовавшихся при испарении и термическом разложении жидкого и твёрдого топлива ( $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$  и др.), покидает топку до завершения окислительных процессов. В качестве окислителя при горении преимущественно используется не чистый кислород, а атмосферный воздух, что объясняется его доступностью и простотой использования. В технологических установках, например, мартеновских или доменных печах, применяется также воздух, обогащённый кислородом, или чистый кислород.

Расход кислорода  $V_{\text{O}_2}^o$  или воздуха  $V^o$ , теоретически необходимый для полного сгорания единицы количества топлива (килограмм или кубометр), определяется из стехиометрических уравнений горения.

Поскольку в основе процесса горения лежит реакция окисления горючих компонентов топлива, то материальный баланс процесса горения выражает количественное соотношение между исходными компонентами (топливо и окислитель) и конечными продуктами (дымовые газы, т.е. продукты сгорания), отнесённое к единице объёма (или массы) топлива.

Несмотря на то, что непосредственным окислителем в реакциях горения является кислород, на практике чистый кислород используется очень редко (лишь в специфических технологических процессах). В теплоэнергетике в качестве окислителя используется воздух как наиболее доступный и дешёвый газ, в котором содержится примерно 21 % кислорода (по объёму). Оставшиеся примерно 79 % составляет азот (концентрация других



компонентов, как правило, ничтожно мала), который при нормальных условиях не принимает участия в процессе горения, поскольку является инертным газом. При высоких температурах, к сожалению (или даже – к несчастью), протекают реакции образования высокотоксичных оксидов азота (их принято называть NOx). Но это уже другие реакции, которые к материальному балансу процесса горения отношения не имеют

## 6. Материальный баланс горения.

Материальный баланс процесса горения твёрдого и жидкого топлива составляется на 1 кг топлива. Первоочередной целью материального баланса является определение теоретического объёма воздуха, необходимого для полного сгорания топлива, а также теоретического объёма продуктов сгорания.

Определение объёмов воздуха и продуктов сгорания - это не самоцель. Впоследствии, когда по результатам теплового баланса будет найден секундный расход топлива, определяют секундные расходы воздуха и дымовых газов, необходимые для выбора (по результатам аэродинамического расчёта котла) соответствующего тягодутьевого оборудования: вентилятора и дымососа.

Материальный баланс процесса горения выражает количественные соотношения между исходными веществами (топливо, воздух) и конечными продуктами (дымовые газы)

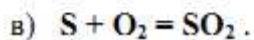
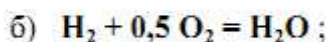
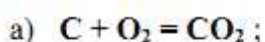
Составление материального баланса можно условно разделить на две стадии:

- определение объёма воздуха, теоретически необходимого для полного сгорания топлива, и теоретического объёма продуктов сгорания;
- определение действительных объёмов воздуха и продуктов сгорания (с учётом коэффициента избытка воздуха).

Для твёрдого и жидкого топлива материальный баланс составляется на 1 кг топлива, для газообразного - на 1 м сухого газа при нормальных условиях ( $P = 0,1013$  МПа,  $t = 0$  °C).

## 7. Теоретический объем воздуха и продуктов сгорания.

Согласно закону Дальтона, горючие составляющие топлива вступают в химическое реагирование с кислородом в определённом количественном соотношении, определяемом из стехиометрических уравнений полного горения углерода, водорода и серы, записанных для одного 1 кмоль каждого горючего элемента:



При расчёте объёмов воздуха и продуктов сгорания условно принимают, что все горючие составляющие окисляются полностью, т.е. в соответствии с реакциями.

Как уже отмечалось, в воздухе содержится примерно 21 % кислорода (по объёму), поэтому количество воздуха, теоретически необходимого для полного сгорания 1 кг топлива:

$$V^0 = (100/21)V_{O_2}^0 = 0,0889 C^r + 0,265 H^r + 0,033 S^r - 0,033 O^r, \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Теоретический объём трёхатомных газов в соответствии с уравнениями (3а, в):

$$V_{RO_2}^0 = 0,01(1,866 C^r + 0,7 S^r), \text{ м}^3 / \text{кг}.$$

Теоретический объём азота равен объёму азота, поступившего с воздухом

$$V_{N_2}^{возд} \text{ и объёму азота, выделяемого из топлива } V_{N_2}^r:$$

$$\begin{aligned} V_{N_2}^0 &= V_{N_2}^{возд} + V_{N_2}^r = 0,79 V^0 + (N^r/100)(22,4/28) = \\ &= 0,79 V^0 + 0,8 N^r/100, \text{ м}^3/\text{кг}. \end{aligned}$$

Теоретический объём водяного пара  $V^0_{H_2O}$  складывается из следующих оставляющих:

- водяные пары, образующиеся при сгорании водорода, входящего в состав топлива  $V^H_{H_2O}$  (реакция 2б);
- водяные пары, образующиеся при испарении влаги топлива  $V^W_{H_2O}$ ;
- водяные пары, вносимые в топку с окислителем (воздухом)  $V^{RO2}_{H_2O}$ .

В итоге теоретический объём водяных паров:

$$V^0_{H_2O} = 0,111H^r + 0,0124W^r + 0,0161V^0, \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Суммарный теоретический объём продуктов сгорания:

$$V^0_r = V^0_{RO_2} + V^0_{N_2} + V^0_{H_2O}, \text{ м}^3/\text{кг}.$$

## 8. Коэффициент избытка воздуха и действительный объём продуктов сгорания.

Отношение действительного количества воздуха, подаваемого для сжигания единицы топлива, к теоретически необходимому количеству называют коэффициентом избытка воздуха.

$$\alpha = V_a / V^0.$$

Коэффициент избытка воздуха зависит от рода топлива, способа его сжигания и т.д. Для газообразного топлива обычно  $\alpha = 1,05 \div 1,1$ ; жидкого  $\alpha = 1,1 \div 1,3$ ; твердого  $\alpha = 1,2 \div 1,7$ .

Коэффициент избытка воздуха является одной из важнейших эксплуатационных характеристик устройств, в которых реализуется процесс сжигания топлива (паровые котлы, промышленные печи и т.д.). При увеличении объема уходящих продуктов сгорания увеличивается и доля теплоты от сгорания топлива, которая теряется с этими газами.

Используя полученные выше уравнения материального баланса процесса горения, можно определить коэффициент избытка воздуха по содержанию (концентрации) в продуктах сгорания  $CO_2$ ,  $O_2$  или  $N_2$ . Общий принцип определения коэффициента избытка воздуха состоит в том, что при полном сгорании топлива изменяется концентрация в сухих газах  $CO_2$ ,  $O_2$  или  $N_2$  при изменении  $\alpha$ . В газоанализаторах исследуется предварительно осушенные продукты сгорания. Это вносит некоторые искажения в объемные доли продуктов сгорания, что особенно заметно для топлив, богатых водородными соединениями (природные газы, жидкое топливо).

В процессе горения, по мере расходования топлива и кислорода и уменьшения их действующих концентраций, выгорание замедляется. Условия реагирования ухудшаются также в связи со сложностью перемешивания больших количеств топлива и окислителя.

Таким образом, в связи с несовершенством аэродинамики топочных устройств и невозможностью идеального (т.е. на молекулярном уровне) смешения топлива и окислителя в реальных условиях, для полного сгорания топлива необходимо несколько большее количество воздуха, чем теоретический объём воздуха, полученный из стехиометрических уравнений горения.

Как уже отмечалось, отношение действительного объёма воздуха  $V_k$  теоретически необходимому  $V_0$  называется коэффициентом избытка воздуха.

$$\alpha = V / V^0.$$

Таким образом, действительный объём воздуха, поступающего в зону горения:

$$V = \alpha V^0 \text{ или } V = V^0 + (\alpha - 1)V^0,$$

Где  $(\alpha - 1)V^0$  - избыточный воздух.

Действительный объём продуктов сгорания будет больше теоретического за счёт азота, кислорода и водяного пара, содержащихся в избыточном воздухе.

Так как воздух практически не содержит трёхатомных газов, то их объём не зависит от коэффициента избытка воздуха и остаётся постоянным равным теоретическому:

$$V_{RO2} = V_{RO2}^o.$$

Объём двухатомных газов включает в себя теоретический объём азота и избыточный воздух:

$$V_{R2} = V_{N2}^o + (\alpha - 1) V^o.$$

Действительный объём водяных паров увеличивается (по сравнению с теоретическим) на количество водяных паров, внесённых с избыточным воздухом:

$$V_{H2O} = V_{H2O}^o + 0,0161 (\alpha - 1) V^o.$$

Суммарный объём продуктов сгорания:

$$V_T = V_{RO2} + V_{R2} + V_{H2O} = V_T^o + 1,0161 (\alpha - 1) V^o.$$

## 9. Энтальпия воздуха и продуктов сгорания.

Энтальпия воздуха и продуктов сгорания 1 кг твердого, жидкого или 1 м<sup>3</sup> газообразного топлива определяется по сумме энтальпий газообразных продуктов сгорания, входящих в состав дымовых газов.

Энтальпия воздуха, кДж/м<sup>3</sup> (при коэффициенте избытка воздуха  $\alpha = 1$ ),

$$I_B^o = \alpha \cdot V_B^o \cdot C_B \cdot t_B,$$

где  $C_B$  — теплоемкость воздуха, м<sup>3</sup>·°С, при его температуре  $t_B$ , °С.

$V_B^o$  — теоретический объем воздуха,

Энтальпия газообразных продуктов сгорания, кДж/м<sup>3</sup> (при  $\alpha = 1$ ),

$$I_T^o = (V_{RO2} \cdot C_{CO2} + V_{N2} \cdot C_{N2} + V_{H2O} \cdot C_{H2O}) \cdot t_T$$

где  $C_{CO2}$ ,  $C_{N2}$ ,  $C_{H2O}$  — средние объемные теплоемкости двуокиси углерода, азота и водяных паров при постоянном давлении и температуре, кДж/(м<sup>3</sup>·°С).

Энтальпия дымовых газов, кДж/м<sup>3</sup>, при  $\alpha > 1$

$$I_T = I_T^o + (\alpha - 1) \cdot V_B^o \cdot C_B \cdot t_T$$

## 10 Оптимизация процесса горения топлива.

Коэффициент избытка воздуха в топке выбирается в зависимости от:

- вида топлива (теплотехнических характеристик топлива);
- способа сжигания;
- конструкции топки;
- способа образования горючей смеси (конструкции горелки) и др.

Определяющими факторами при выборе оптимального значения коэффициента избытка воздуха являются минимальные суммарные потери с уходящими газами  $q_2$  и химическим и механическим недожогом  $q_3$  и  $q_4$ .

Увеличение избытка воздуха приводит к росту потерь теплоты с уходящими газами ( $q_2$ ), снижение - к повышению потерь с химическим и механическим недожогом топлива ( $q_3$  и  $q_4$ ).

Оптимальное значение коэффициента избытка воздуха будет соответствовать минимальному значению суммы потерь  $q_2 + q_3 + q_4$ .

Оптимальные значения коэффициента избытка воздуха в топке  $\alpha_T$  при сжигании:

- мазута 1,05-1,1
- природного газа 1,05-1,1;

твердого топлива:

- камерное (факельное) сжигание 1,15-1,2;
- слоевое сжигание 1,3-1,4.

Расчетный коэффициент избытка воздуха  $\alpha$  в топке устанавливается согласно нормам теплового расчета котла.

Уменьшение избытка воздуха приводит к экономии расхода энергии на привод тягодутьевых машин и повышению КПД котла, однако его снижение ниже расчетного значения ведет к быстрому росту недожога топлива и снижает экономичность.

При работе котла под разрежением, создаваемым дымососом, происходит подсос в газовый тракт холодного воздуха из окружающей среды. За счет этого объем продуктов сгорания увеличивается, возрастает избыток воздуха, и снижается температура газов.

Присосы определяются в долях теоретически необходимого объема воздуха

$$\Delta\alpha_i = \Delta V_i / V^o,$$

где  $\Delta V_i$  - объем присосов воздуха в пределах  $i$ -й поверхности котла.

Тогда избыток воздуха за  $g$ -й по порядку поверхностью нагрева после топки определится как  $\alpha_g = \alpha_t + \sum \Delta\alpha_i$ .

Для обеспечения оптимальных условий горения и минимума присосов воздуха по газовому тракту необходим постоянный контроль за избытками воздуха в газовом тракте.

Как уже было отмечено, коэффициент избытка воздуха, в соответствии с определением, равен отношению действительно поданного количества воздуха к теоретически необходимому:

$$\alpha = \frac{V}{V^o} = \frac{V}{V - \Delta V},$$

Таким образом, для точного определения коэффициента избытка воздуха необходимо измерить практически полный состав продуктов сгорания, а именно: концентрации кислорода, азота, оксида углерода, водорода, метана.

На практике используются два более упрощенных метода определения коэффициента избытка воздуха: по концентрации кислорода и по концентрации сухих трехатомных газов в продуктах сгорания.

### 1.3 Лекция №3 (2 часа).

**Тема: «Котельные установки. Тепловой баланс котельного агрегата»**

#### 1.3.1 Вопросы лекции:

1. Общие сведения о котельных установках.
2. Назначение и классификация котельных установок.
3. Технологические схемы котельных установок.
4. Общие понятия о тепловом балансе.
5. Характеристика потерь теплоты.
6. Коэффициент полезного действия котельного агрегата.
7. Зависимость КПД котла от его нагрузки.

#### 1.3.2 Краткое содержание вопросов:

##### 1. Общие сведения о котельных установках.

Котельные агрегаты – устройства, имеющие топку для сжигания органического топлива в окислительной среде, где в результате экзотермических химических реакций горения образуются газообразные продукты с высокой температурой (топочные газы), теплота от которых передается другому теплоносителю (воде или водяному пару), более удобному для дальнейшего использования.

К основным элементам котельной относятся:

- котлы, заполняемые водой и обогреваемые теплом от сжигания.

**Котел** - это теплообменное устройство, в котором теплота от горячих продуктов сгорания топлива передается воде. В результате этого в паровых котлах вода превращается в пар, а в водогрейных котлах нагревается до требуемой температуры.

- топки, в которых сжигают топливо и получают нагретые до высоких температур дымовые газы.

**Топочное устройство** служит для сжигания топлива и превращение его химической энергии в теплоту нагретых газов.

- Питательные устройства (насосы, инжекторы) предназначены для подачи воды в котел.

– газоходы, по которым перемещаются дымовые газы и, соприкасаясь со стенками котла, отдают последним свою теплоту;

– дымовые трубы, с помощью которых дымовые газы перемещаются по газоходам, а затем после охлаждения удаляются в атмосферу.

Без перечисленных элементов не может работать даже самая простая котельная установка.

К вспомогательным элементам котельной относят:

– устройства топливоотдачи и пылеприготовления;

– золоуловители, применяемые при сжигании твердых видов топлива и предназначенные для очистки отходящих дымовых газов и улучшающих состояние атмосферного воздуха вблизи котельной;

– дутьевые вентиляторы, необходимые для подачи воздуха в топку котлов;

– дымососы-вентиляторы, способствующие усилению тяги и тем самым уменьшению размеров дымовой трубы;

– устройства по очистке питательной воды, предотвращающие накипеобразование в котлах и их коррозию.

– водяной экономайзер служит для подогрева питательной воды до ее поступления в котел.

– воздухоподогреватель предназначен для подогрева воздуха перед его поступлением в топку горячими газами, покидающими котлоагрегат.

– приборы теплового контроля и средства автоматизации, обеспечивающие нормальную и бесперебойную работу всех звеньев котельной.

Кроме того, в котельных, работающих на жидком топливе, имеется мазутное хозяйство, а при сжигании газа – газорегуляторные станции.

## **2 Назначение и классификация котельных установок.**

**Котельная** - комплекс зданий и сооружений, здание или помещения с котлом (теплогенератором) и вспомогательным технологическим оборудованием, предназначенными для выработки теплоты в целях теплоснабжения.

**Центральная котельная** - котельная, предназначенная для теплоснабжения нескольких зданий и сооружений, связанных с ней наружными тепловыми сетями.

**Автономная (индивидуальная) котельная** - котельная, предназначенная для теплоснабжения одного здания или сооружения.

**Крышная котельная** - котельная, располагаемая (размещаемая) на покрытии здания непосредственно или на специально устроенном основании над покрытием.

**По характеру тепловых нагрузок котельные подразделяются на :**

- производственные, предназначенные для получения пара или горячей воды, используемых в технологических процессах предприятий, заводов и фабрик;

- производственно-отопительные, обеспечивают тепловые нагрузки технологических потребителей предприятий, а также отопления, вентиляции и горячего водоснабжения промышленных, общественных и жилых зданий и сооружений;

- отопительные, предназначенные только для обеспечения отопления, вентиляции и горячего водоснабжения коммунально-бытовых потребителей.

**По способу подачи воды системы теплоснабжения** разделяются на закрытые и открытые, двух- и четырехтрубные и другие.

В закрытых системах вода тепловой сети используется только как теплоноситель в теплообменниках для подогрева холодной воды, поступающей в систему горячего водоснабжения, а вода из теплосети не отбирается. Главные преимущества закрытой

системы теплоснабжения: стабильное качество горячей воды и простота контроля плотности системы. Основные недостатки – сложность оборудования и эксплуатация абонентских вводов горячего водоснабжения; коррозия установок из-за поступления в них недеаэрированной водопроводной воды, а также образование накипи и шлама в трубопроводах горячего водоснабжения. В открытых системах вода непосредственно из тепловой сети забирается для подачи ее в систему горячего водоснабжения потребителя. Котельная установка при этом имеет дополнительные элементы: баки-аккумуляторы для создания запаса воды на горячее водоснабжение в часы максимального ее расходования потребителями, перекачивающие насосы и др. Основные преимущества открытых систем теплоснабжения: простые и недорогие абонентские вводы горячего водоснабжения, их долговечность. Недостатки – усложнение и удорожание оборудования водоподготовки и подпиточных устройств; усложнения контроля утечек теплоносителя и герметичности системы.

Система теплоснабжения большой и средней мощности экономически целесообразно выполнять двухтрубными - с общим подающим трубопроводом горячей воды для отопления вентиляции и горячего водоснабжения и общим обратным трубопроводом. Четырехтрубные системы теплоснабжения применяются в основном при небольшом радиусе расположения потребителей. Котельная имеет две водонагревательные установки: одна – для подогрева воды системы отопления и вентиляции, другая – для подогрева воды системы горячего водоснабжения.

**По способу размещения котельные подразделяются на:**

- отдельно стоящие;
- пристроенные к зданиям другого назначения;
- встроенные в здания другого назначения независимо от этажа размещения;
- крышные.

### **3 Технологические схемы котельных установок.**

В теплоэнергетике одним из обязательных конструкторских документов является тепловая схема. Тепловая схема представляет собой условное графическое изображение основного и вспомогательного оборудования, объединяемого линиями трубопроводов для рабочего тела. Различают принципиальную, развернутую и рабочую или монтажную тепловые схемы.

В принципиальной тепловой схеме указывают условно лишь главное оборудование (котлоагрегаты, подогреватели, деаэраторы, насосы) и трубопроводы, не размещая арматуры, вспомогательных устройств и второстепенных трубопроводов и не уточняя количества и расположения оборудования.

Развернутая тепловая схема содержит все количество устанавливаемого оборудования, а также все коммуникации – трубопроводы, соединяющие оборудование с помещаемой на них запорной и регулирующей арматурой. Так как объединение в развернутой тепловой схеме всех элементов и оборудования котельной из-за их большого числа затруднительно, эту схему разделяют на части по технологическому процессу.

Рабочую или монтажную тепловую схему выполняют в ортогональном, а отдельные сложные узлы в аксонометрическом изображении с указанием отметок расположения трубопроводов, их наклона, арматуры, креплений, размеров и т.д.

Общие правила выполнения схем устанавливает ГОСТ 2.701-84. ЕСКД. Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению. Схемы выполняются компактно, но без ущерба для ясности и удобства их чтения. Графические изображения элементов и линии связей между ними располагают таким образом, чтобы обеспечить наилучшее представление о структуре изделия и взаимодействии его составных частей. Линии связи, соединяющие функциональные части изделия, должны иметь наименьшее количество изломов и пересечений. Они должны состоять из горизонтальных и вертикальных участков.

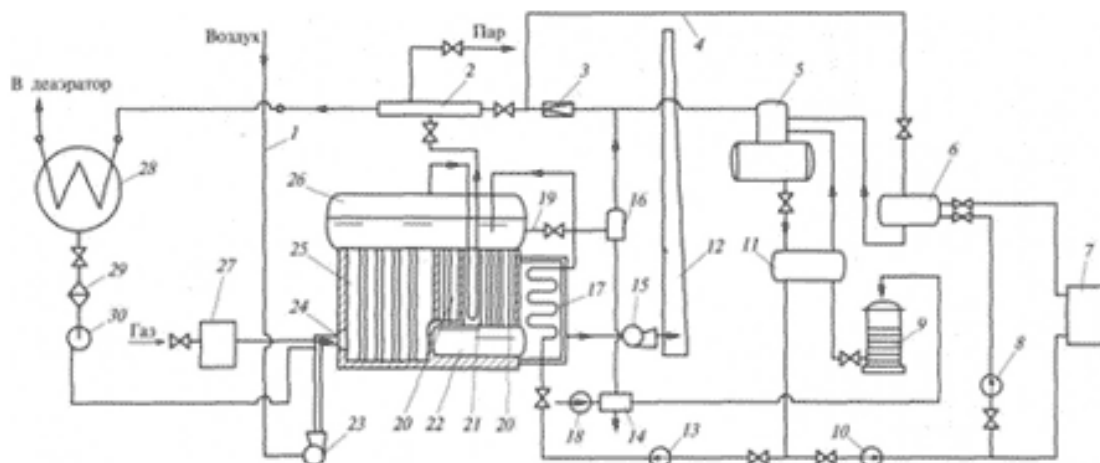


Рис.3.1 Технологическая схема производственно-отопительной котельной:

1-воздухозаборный короб; 2-паросборный коллектор; 3-редукционная установка; 4-паропровод к бойлеру; 5-деаэрактор; 6-пароводяной бойлер; 7-потребитель; 8-сетевой насос; 9-система химической подготовки воды; 10-подпиточный насос; 11-охладитель деаэрированной воды; 12-дымовая труба; 13-питательный насос; 14-подогреватель сырой воды; 15-дымосос; 16-расширитель непрерывной продувки; 17-водяной экономайзер; 18-насос; 19-трубопровод непрерывной продувки; 20-конвективные поверхности нагрева; 21-пароперегреватель; 22, 26-нижний и верхний барабаны; 23-дутьевой вентилятор; 24-горелка; 25-топка котельного агрегата; 27-ГРП котельной; 28-мазутохранилище; 29-фильтр; 30-насос.

Из мазутохранилища (28), обогреваемого паром, через фильтры (29) тонкой очистки насосами (30) мазут подается в горелку (24) и после смешивания с воздухом сгорает.

**Отопительный котел** имеет топку (25) с расположенными в ней испарительными поверхностями нагрева (кипятильными трубами), верхний (26) и нижний (22) барабаны, конвективные поверхности нагрева (20), пароперегреватель (21), водяной экономайзер (17).

**Воздух в отопительном котле**, необходимый для сжигания газа, забирается из верхней части котельной и по воздухозаборному коробу (1) поступает на вход дутьевого вентилятора (23), откуда под давлением подается в горелки (24). Продукты горения проходят последовательно через все теплоиспользующие элементы и с помощью дымососа (15) выбрасываются в дымовую трубу (12).

Пар в отопительном котле поступает в общий сборный коллектор (2), откуда направляется к технологическим потребителям. Часть пара после снижения давления в редукционной установке (3) подается в деаэрактор (5), где происходит удаление из питательной воды растворенных в ней агрессивных газов для предотвращения коррозии поверхностей нагрева.

Для получения горячей воды, расходуемой на технологические нужды и теплоснабжение, в **котельной** установлен пароводяной бойлер (6). Пар в бойлер поступает из общего паросборного коллектора (2) по специальному паропроводу (4). Сетевая вода сетевым насосом 8, установленным на обратной линии, подается для нагрева в бойлер, из которого поступает в прямую линию системы теплоснабжения к потребителям (7) теплоты. Конденсат пара из бойлера поступает в деаэрактор 5. Подпитка тепловой сети осуществляется подпиточным насосом (10), забирающим воду из деаэрактора, общего для системы теплоснабжения и питания котла. Для уменьшения солесодержания котловой воды из барабана (26) по трубопроводу (19) производится непрерывная продувка.



Вода в отопительном котле направляется в расширитель непрерывной продувки (16), где в результате снижения давления вскипает. Образующийся при этом пар поступает в паровую линию к деаэратору, а горячая вода — в подогреватель сырой воды (14), которая насосом (18) подается в систему химической подготовки воды. Химически очищенная вода перед поступлением в деаэратор подогревается в охладителе 11 деаэрированной воды. Деаэрированная вода питательным насосом 13 направляется в водяной экономайзер (17) котла.

#### 4 Общие понятия о тепловом балансе.

Расход сжигаемого топлива должен обеспечивать получение необходимого количества полезной теплоты, а также восполнения тепловых потерь, сопровождающих работу котельной установки. Полезно используемая теплота в котельной установке  $Q_1$  идет на подогрев воды, ее испарение, получение и перегрев пара. Соотношение, связывающее приход и расход теплоты носит название **теплового баланса**.

Тепловой баланс составляется на 1 кг твердого или жидкого топлива, на 1 м<sup>3</sup> газообразного топлива или в % от введенной теплоты. Суммарное количество введенной в топку теплоты называется **располагаемой теплотой**  $Q_R^P$  и соответственно включает в себя:

- $Q_H^P$  — низшую рабочую теплоту сгорания топлива;
- $Q_{ф.т}$  — физическую теплоту, вводимую в теплогенератор с топливом, если топливо предварительно нагревается (мазут);
- $Q_{ф.в}$  — физическую теплоту, вводимую в теплогенератор с воздухом, если нагрев воздуха происходит вне котельного агрегата (воздухоподогреватель);
- $Q_{пар}$  — физическую теплоту, вводимую в теплогенератор с паром, при паровом распылении топлива (паромеханические форсунки).

Следовательно:

$$Q_R^P = Q_H^P + Q_{ф.т} + Q_{ф.в} + Q_{пар}$$

Расходная часть теплового баланса  $Q_{расх}$  включает в себя полезно использованную теплоту  $Q_1$ , а также потери теплоты с уходящими топочными газами  $Q_2$ , химической  $Q_3$  и механической  $Q_4$  неполнотой сгорания топлива, от наружного охлаждения  $Q_5$ , с физической теплотой шлаков  $Q_6$ , на аккумуляцию ограждающих конструкций  $Q_{акк}$  (при нестационарных условиях работы установки).

Следовательно:

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

Уравнение теплового баланса имеет вид :

$$Q_R^P = Q_{расх}$$

Разделив каждый член уравнения теплового баланса на  $Q_R^P$  и умножив на 100 %, получим другую запись уравнения теплового баланса:

$$100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6 + q_{акк}.$$

#### 5 Характеристика потерь теплоты.

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

$$q_i = (Q_i / Q_R^P) \cdot 100.$$

Потери теплоты с уходящими топочными газами теплогенератора –

$$q_2 = (Q_2 / Q_R^P) \cdot 100, \%$$



В теплогенераторе это, чаще всего, наибольшая часть тепловых потерь. Потери теплоты с уходящими топочными газами можно понизить за счет:

- снижения объема дымовых топочных газов, путем поддержания требуемого коэффициента избытка воздуха в топке  $\alpha_t$  и уменьшения присосов воздуха;
- снижения температуры уходящих топочных газов, для чего применяют хвостовые поверхности нагрева: водяной экономайзер, воздухоподогреватель, контактный теплообменник.

Температура уходящих топочных газов (140...180 °С) считается рентабельной и во многом зависит от состояния внутренней и внешней поверхности нагрева труб котла, экономайзера. Отложение накипи на внутренней поверхности стенок труб котла, а также сажи (летучей золы) на внешней поверхности нагрева существенно ухудшают коэффициент теплопередачи от топочных газов к воде и пару. Увеличение поверхности экономайзера, воздухоподогревателя для более глубокого охлаждения дымовых газов не является целесообразным, так как при этом уменьшается температурный напор  $\Delta T$  и увеличивается металлоемкость.

Повышение температуры уходящих топочных газов может произойти в результате неправильного процесса эксплуатации и сжигания топлива: большой тяги (топливо догорает в кипятельном пучке); наличия неплотности в газовых перегородках (газы напрямую идут по газоходам котельного агрегата, не отдавая теплоты трубам – поверхностям нагрева), а также при большом гидравлическом сопротивлении внутри труб (за счет отложения накипи и шлама).

$$\text{Химический недожог} - q_3 = (Q_3 / Q_F^P) \cdot 100, \%$$

Потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива, определяется по результатам анализа летучих горючих веществ  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CH_4$  в уходящих дымовых топочных газах. Причины химической неполноты сгорания: плохое смесеобразование, недостаток воздуха, низкая температура в топке.

$$\text{Механический недожог} - q_4 = (Q_4 / Q_F^P) \cdot 100, \%$$

Потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива, характерны для твердого топлива и зависят от доли провала топлива через колосниковую решетку в систему шлакозолоудаления, уноса частичек несгоревшего топлива с дымовыми газами и шлаком, который может оплавить частицу твердого топлива и не дать ей полностью сгореть.

$$\text{Потери теплоты от наружного охлаждения ограждающих конструкций} - q_5 = (Q_5 / Q_F^P) \cdot 100, \%$$

Возникают ввиду разности температуры наружной поверхности теплогенератора и окружающего наружного воздуха. Они зависят от качества изолирующих материалов, их толщины. Для поддержания  $q_5$  в заданных пределах необходимо чтобы температура наружной поверхности теплогенератора – его обмуровки, не превышала 50 °С.

Потери теплоты  $q_5$  уменьшаются по ходу движения топочных газов по газовому тракту, поэтому в теплогенераторе введено понятие коэффициента сохранения теплоты

$$\varphi = 1 - 0,01q_5.$$

$$\text{Потери с физической теплотой шлака} - q_6 = (Q_6 / Q_F^P) \cdot 100, \%$$

Возникают за счет высокой температуры шлаков порядка 650°С и характерны только при сжигании твердого топлива.

#### ***Коэффициент полезного действия котельного агрегата.***

Коэффициентом полезного действия брутто  $\eta_{бр}$ , %, называется отношение полезно используемой теплоты  $Q_1$  к располагаемой  $Q_F^P$

$$\eta_{бр} = (Q_1 / Q_P^P) \cdot 100, \%$$

Доля полезно используемой теплоты  $q_1 = (Q_1 / Q_P^P) 100, \%$ .

Тогда имеем, что  $q_1 = \eta_{бр}$ .

Следовательно, коэффициент полезного действия брутто

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

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

Натуральный расход топлива  $V_n$ , кг/с, м<sup>3</sup>/с, при нормальных условиях сжигания (при  $t = 0^\circ \text{C}$  и  $P = 760$  мм рт. ст), в паровом и водогрейном котельном агрегате определяется по формулам:

- для парового котла  $V_n = (D \Delta i_n) / (Q_P^P \eta_{бр}),$

- для водогрейного котла  $V_n = (G \Delta i_v) / (Q_P^P \eta_{бр}),$

где  $D$  – паропроизводительность теплогенератора, кг/с;  $\Delta i_n$  – прирост энтальпии пара и питательной воды, кДж/кг;  $Q_P^P$  – располагаемая теплота, кДж/кг, кДж/м<sup>3</sup>;  $\eta_{бр}$  – КПД брутто;  $G$  – расход воды через водогрейный котел, кг/с;  $\Delta i_v$  – прирост энтальпии горячей и холодной воды, кДж/кг.

При сжигании газа и мазута, расчетный расход топлива  $V_p$  равен натуральному расходу  $V_n$ , так как потери теплоты от механической неполноты сгорания  $q_4 = 0$ .

Для увеличения  $\eta_{бр}$  необходимо снижать потери теплоты, а именно:

- работать по режимной карте, температурному графику, с наименьшим коэффициентом избытка воздуха: 1,05...1,1 – для природного газа; 1,1...1,15 – для мазута; 1,4...1,8 – для твердого топлива;
- следить за температурой уходящих топочных газов, полнотой сгорания топлива, обмуровкой котла.

## 6 Зависимость КПД котла от его нагрузки.

Чем выше тепловая нагрузка (форсировка) котла, тем больше топлива сжигается в его топке и тем больше образуется дымовых газов. Одновременно с увеличением теплопроизводительности котла при повышенной форсировке растут потери теплоты с уходящими газами, так как температура уходящих газов при увеличении нагрузки возрастает.

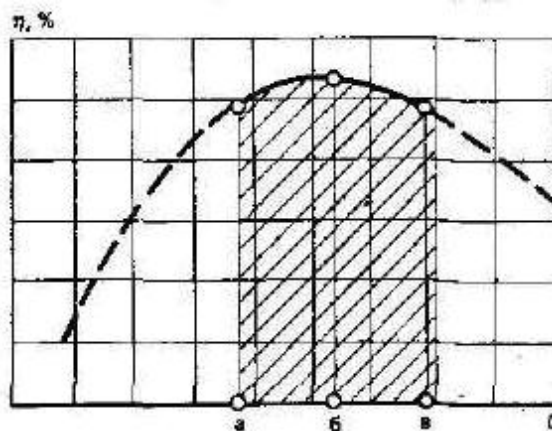


Рис. 3.1 График зависимости КПД котла от его нагрузки

С увеличением нагрузки также возрастают потери теплоты от химической и механической неполноты сгорания. Изменение тепловой нагрузки котла влияет на величину тепловых потерь и его КПД (рис 3.1). При минимальной нагрузке (точка а)

основную роль играют потери теплоты в окружающую среду. С ростом нагрузки уменьшаются потери теплоты в окружающую среду, но увеличиваются остальные тепловые потери. КПД котла возрастает и достигает в точке б максимальной величины. Потери теплоты с уходящими газами, а также от химической и механической неполноты сгорания (при дальнейшем увеличении нагрузки) возрастают более резко, чем уменьшаются потери теплоты в окружающую среду, КПД котла в этом случае снижается (точка в).

Чрезмерное уменьшение коэффициента избытка воздуха приводит к появлению зон с недостатком кислорода. В таких зонах не происходит полного окисления элементов топлива и образуется сажа.

Чрезмерная и длительная форсировка приводит к напряженной работе котла в целом и его отдельных узлов. Увеличение температуры уходящих газов может привести к перегреву элементов котла в выходной по газам области, их не пластическим термическим деформациям с возможным последующим разрушением. Следствием чрезмерной и длительной форсировки котла может явиться:

- выгорание покраски обшивки котла, ее деформация, в следствии прогорания изоляции;
- выбивание дымовых газов в котельную, также по причине выгорания изоляции;
- выход из строя дымососа по причине выброса горячих дымовых газов в газопровод за котлом, в следствии прогорания изоляции;

- ухудшение тяги на котле в следствии забивания конвективной части котла по причине деформации заднего щита конвективного хода;

- порыв в области сварного шва пластин газоплотности и элементов трубной системы, по причине работы котла на мощности превышающей заявленную заводом изготовителем.

## **2. МЕТОДИЧЕСКИЕ МАТЕРИАЛЫ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ**

### **2.1 Лабораторная работа №1 (2 часа).**

**Тема: «Рассмотрение построения тепловых схем и принципа работы теплоэнергетических установок»**

**2.1.1 Цель работы:** Изучить принцип построения тепловых схем теплоэнергетических установок и основы их расчета.

#### **2.1.2 Задачи работы:**

1. Ознакомиться с лабораторной работой.
2. Выписать основные термины и определения.
3. Разобраться с принципиальными тепловыми схемами теплоэнергетических установок и способом получения тепловой и электрической энергии.
4. Защитить лабораторную работу.

#### **2.1.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:**

1. Универсальный отопительный котел КС-ГВ-40 с водоподогревателем

#### **2.1.4 Описание (ход) работы:**

##### **Общие положения разработки тепловых схем**

В теплоэнергетике одним из обязательных конструкторских документов является тепловая схема. *Тепловая схема* представляет собой условное графическое изображение основного и вспомогательного оборудования, объединяемого линиями трубопроводов для рабочего тела. Различают принципиальную, развернутую и рабочую или монтажную тепловые схемы.

В *принципиальной* тепловой схеме указывают условно лишь главное оборудование (котлоагрегаты, подогреватели, деаэраторы, насосы) и трубопроводы, не размещая арматуры, вспомогательных устройств и второстепенных трубопроводов и не уточняя количества и расположения оборудования.

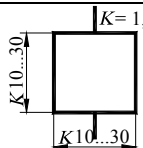
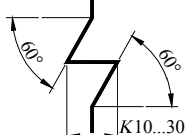
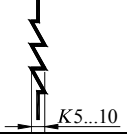
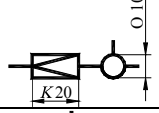

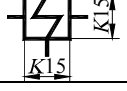
*Развернутая* тепловая схема содержит все количество устанавливаемого оборудования, а также все коммуникации – трубопроводы, соединяющие оборудование с помещаемой на них запорной и регулирующей арматурой. Так как объединение в развернутой тепловой схеме всех элементов и оборудования котельной из-за их большого числа затруднительно, эту схему разделяют на части по технологическому процессу.

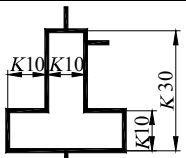





*Рабочую или монтажную* тепловую схему выполняют в ортогональном, а отдельные сложные узлы в аксонометрическом изображении с указанием отметок расположения трубопроводов, их наклона, арматуры, креплений, размеров и т.д.

Общие правила выполнения схем устанавливает ГОСТ 2.701-84. ЕСКД. Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению. Схемы выполняются компактно, но без ущерба для ясности и удобства их чтения. Графические изображения элементов и линии связей между ними располагают таким образом, чтобы обеспечить наилучшее представление о структуре изделия и взаимодействии его составных частей. Линии связи, соединяющие функциональные части изделия, должны иметь наименьшее количество изломов и пересечений. Они должны состоять из горизонтальных и вертикальных участков.

Схемы выполняют без соблюдения масштаба. Действительное пространственное расположение составных частей установки не учитывают.

**Таблица 1.1 Условные обозначения теплоэнергетического оборудования, гидравлических и пневматических машин и аппаратов**

Наименование	Буквенное обозначение	Графическое обозначение
Котел паровой (водогрейный)	КП (КВ)	
Пароперегреватель	ПП	
Экономайзер	Э	
Редукционно-охлаждающая установка	РОУ	
Теплообменник смешивающий	ТО	
Подогреватель поверхностный	П	

Деаэратор (рабочее давление деаэратора проставляется в контурах бака)	ДЭ	
Потребитель тепловой энергии	ПТ	
Насос	Н	
Компрессор	К	
Термометр	Т	
Манометр	МН	

Для пояснения каких-либо особенностей схемы можно вводить дополнительные к установленным стандартам сведения и поясняющие надписи, не шифруя их.

Для изображения на схемах различных элементов и устройств применяют условные графические обозначения, установленные стандартами. Все размеры условных графических изображений, указанные в стандартах, допускается пропорционально изменять. Можно применять другие графические изображения: прямоугольники произвольных размеров, содержащие пояснительный текст; внешние очертания частей изделий (в том числе аксонометрические изображения); схематические разрезы. Графические обозначения выполняют линиями той же толщины, что и линии связи. Нестандартные условные графические обозначения на схемах должны быть пояснены. Если на один элемент стандартами установлено несколько допустимых изображений, следует выбрать один из вариантов обозначения и применять его во всех схемах одного типа, входящих в комплект документации на изделие.



Если необходимо указать, какая рабочая среда и в каком агрегатном состоянии находится на каждом участке схемы, применяют различные графические обозначения для линий связи, приводимые в справочной литературе. Однако, в схемах соединений трубопроводы всегда изображают сплошными основными линиями независимо от рабочей среды.

Условные графические обозначения теплоэнергетического оборудования, гидравлических устройств и арматуры трубопроводной на основании действующих государственных стандартов приведены в табл. 1.1–1.3













При выполнении тепловых схем следует соблюдать индексы инженерных сетей, приведенные в табл. 1.4.

**Таблица 1.2 Условные графические обозначения элементов трубопроводов**

Наименование	Условное графическое изображение
Трубопровод: - линия всасывания, напора, слива - линия управления, дренажа, отвода конденсата	
Соединение трубопроводов, линий связи	
Пересечение трубопроводов без соединения	

Сифон (гидрозатвор)	
Компенсатор (общее обозначение)	

**Таблица 1.3 Условные графические обозначения арматуры трубопроводной**

Наименование	Буквенное обозначение	Графическое обозначение
Клапан запорный: проходной угловой трехходовой	КЗ КУ КТ	  
Клапан регулирующий	КР	 
Клапан обратный (движение рабочей среды от белого треугольника к черному)	КО	 
Клапан предохранительный	КН	 
Клапан дроссельный	КД	
Клапан редукционный (вершина треугольника направлена в сторону повышенного давления)	КЦ	
Задвижка	ЗД	

**Таблица 1.4 Индексы инженерных сетей**

Наименование	Условное обозначение
Паропровод при давлении свыше 1,3 МПа	Т 99
Паропровод при давлении до 1,3 МПа	Т 97
Паропровод при давлении до 0,05 МПа	Т 98
Паропровод при давлении до 0,1 МПа	Т 97
Паропровод при давлении до 0,2 МПа	Т 96
Паропровод при давлении до 0,3 МПа	Т 95
Паропровод при давлении до 0,4 МПа	Т 94
Паропровод при давлении до 0,5 МПа	Т 93
Паропровод при давлении до 0,6 МПа	Т 92
Паропровод при давлении до 0,7 МПа	Т 91
Конденсатопровод общего назначения	Т 8
Конденсатопровод напорный	Т 8Н
Водопровод производственный	В 3
Водопровод умягченной воды	В 6
Трубопровод питательной воды на всас насосов	В 29
Трубопровод питательной воды напорной	В 29Н
Трубопровод подпиточной воды	В 30
Трубопровод периодической продувки котлов	В 31
Трубопровод непрерывной продувки котлов	В 32
Трубопровод сливов и дренажей	К 13
Трубопровод выпара деаэратора и подогревателей	Е 0
Трубопровод горячей воды для отопления и вентиляции подающий	Т 1

Трубопровод горячей воды для отопления и вентиляции обратный	T 2
Трубопровод горячей воды для горячего водоснабжения подающий	T 3
Трубопровод горячей воды для горячего водоснабжения циркуляционный	T 4
Трубопровод горячей воды для технологических процессов подающий	T 5
Трубопровод горячей воды для технологических процессов обратный	T 6
Трубопровод горячей воды для кондиционирования воздуха подающий	T 15
Трубопровод горячей воды для кондиционирования воздуха обратный	T 25

### 1. Тепловые схемы котельных с водогрейными котлами и основы их расчета

Для того чтобы тепловые схемы котельных с водогрейными котлами легко читались, рекомендуется следующий порядок изображения оборудования на них (см. рис. 1.1). На верхней правой части листа размещают водогрейные котлы, а на левой – деаэраторы, ниже котлоагрегатов размещают рециркуляционные и еще ниже сетевые насосы, а под деаэраторами – теплообменники (подогреватели), баки деаэрированной и рабочей воды, подпиточные насосы, насосы сырой воды, дренажные баки и продувочный колодец.

Работа отопительной котельной, принципиальная тепловая схема которой показана на рис. 1.1, осуществляется следующим образом. Вода из обратной линии тепловых сетей с небольшим напором поступает на всасывание сетевого насоса 2. Туда же подводится вода от подпиточного насоса 6, компенсирующая утечки воды в тепловых сетях. На всасывание насоса 2 подается и горячая вода, тепло которой частично использовано в теплообменниках 9 и 4 для подогрева, соответственно, химически очищенной и сырой воды.

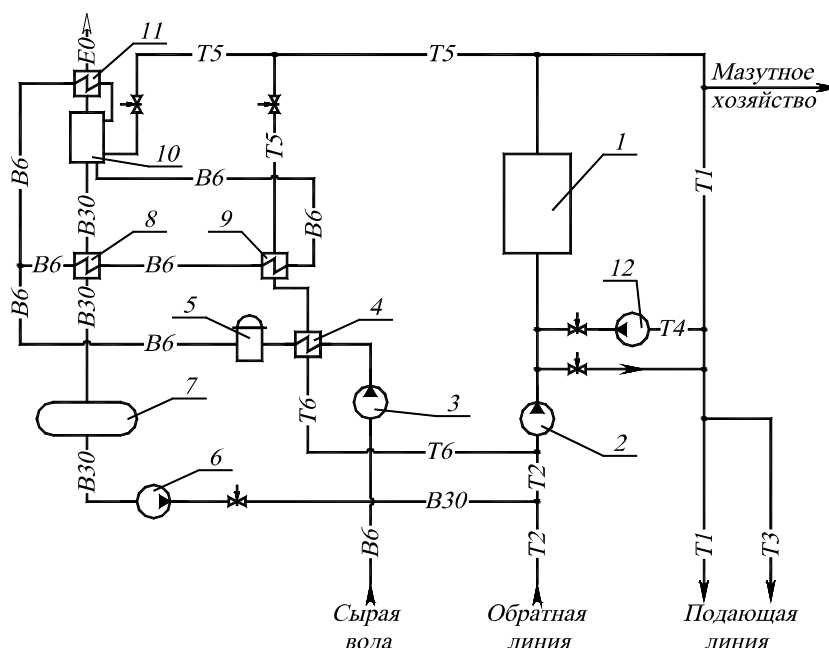


Рис. 1.1. Тепловая схема котельной с водогрейными котлами:

1 – водогрейный котел; 2 – сетевой насос; 3 – насос сырой воды; 4 – подогреватель сырой воды; 5 – химводоочистка; 6 – подпиточный насос; 7 – бак деаэрированной воды; 8

– охладитель деаэрированной воды; 9 – подогреватель химически очищенной воды; 10 – деаэратор;  
11 – охладитель выпара; 12 – рециркуляционный насос  
Обозначения трубопроводов (буква с цифрой) выполнены в соответствии с таблицей 1.4

Для обеспечения заданной (из условий предупреждения коррозии) температуры воды, перед котлом, в трубопровод (за сетевым насосом) подают при помощи рециркуляционного насоса 12 необходимое количество горячей воды, вышедшей из водогрейного котла 1. Линию, по которой подают горячую воду, называют рециркуляционной. При всех режимах работы тепловой сети, кроме максимально-зимнего, часть воды из обратной линии после сетевого насоса 2, минуя котел, подают по перепускной линии в подающую магистраль, где она, смешавшись с горячей водой из котла, обеспечивает заданную расчетную температуру в подающей магистрали тепловых сетей. Вода, предназначенная для восполнения утечек в тепловых сетях, предварительно подается насосом сырой воды 3 в подогреватель сырой воды 4, где она подогревается до температуры 18–20 °С и затем направляется на химводоочистку. Химически очищенная вода подогревается в теплообменниках 8, 9 и 11 и деаэрируется в деаэраторе 10. Воду для подпитки тепловых сетей из бака деаэрированной воды 7 забирает подпиточный насос 6 и подает в обратную линию.

Основной целью расчета любой тепловой схемы котельной является выбор основного и вспомогательного оборудования с определением исходных данных для последующих технико-экономических расчетов.

Надежность и экономичность водогрейных котлов зависит от постоянства расхода воды через них, который не должен снижаться относительно установленного заводом-изготовителем. Во избежание низкотемпературной и сернокислотной коррозии конвективных поверхностей нагрева температура воды на входе в котел при сжигании топлив, не содержащих серу, должна быть не менее 60°С, малосернистых топлив не менее 70 °С и высокосернистых топлив не менее 110°С. Для повышения температуры воды на входе в водогрейный котел при температурах воды ниже указанных устанавливается рециркуляционный насос.

В котельных с водогрейными котлами часто устанавливаются вакуумные деаэраторы. Но они требуют при эксплуатации тщательного надзора, поэтому предпочитают устанавливать деаэраторы атмосферного типа.

Сильное влияние на оборудование котельной с водогрейными агрегатами оказывает система горячего водоснабжения – закрытая или открытая. *Открытой* называется система, в которой теплоноситель – горячая вода – частично или полностью используется потребителем. В *закрытых* системах нагрев воды на горячее водоснабжение осуществляется прямой отопительной водой в местных теплообменниках.

При открытой системе горячего водоснабжения количество воды, идущее на подпитку тепловых сетей, заметно возрастает и может достигать 20% расхода воды через тепловые сети. Т.е. количество воды, которое необходимо подготовить на химводоочистке, при открытой системе горячего водоснабжения возрастает в несколько раз по сравнению с закрытой.

Так как расходы воды при открытой системе неравномерны, то для выравнивания суточного графика нагрузок на горячее водоснабжение и уменьшения расчетной производительности оборудования водоподготовки устанавливаются баки-аккумуляторы для деаэрированной воды. Из них в часы максимума потребления горячая вода подпиточными насосами подается на всасывание сетевых насосов.

Качество подготовки воды для подпитки открытой системы теплоснабжения должно быть значительно выше качества воды для подпитки закрытой системы, т.к. к воде



горячего водоснабжения предъявляются такие же требования, как к питьевой водопроводной воде.

## 2. Тепловые схемы котельных с паровыми котлами и их расчет

Отпуск пара технологическим потребителям часто производится от производственных котельных, в которых вырабатывается насыщенный или слабо перегретый пар с давлением до 1,4 или 2,4 МПа. Пар используется технологическими потребителями и в небольшом количестве – на приготовление горячей воды, направляемой в систему теплоснабжения. Приготовление горячей воды производится в сетевых подогревателях, устанавливаемых в котельной.

Принципиальная тепловая схема производственной котельной с отпуском небольшого количества теплоты на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения в закрытую систему теплоснабжения показана на рис. 1.3.

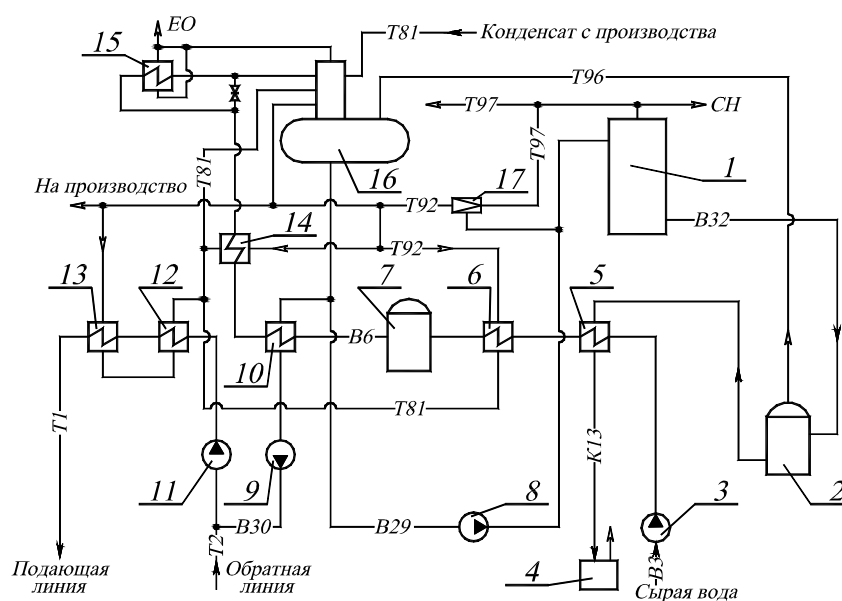


Рис. 1.3. Тепловая схема производственной котельной:

1 – паровой котел; 2 – расширитель непрерывной продувки; 3 – насос сырой воды; 4 – барботер; 5 – охладитель непрерывной продувки; 6 – подогреватель сырой воды; 7 – химводоочистка; 8 – питательный насос; 9 – подпиточный насос; 10 – охладитель подпиточной воды; 11 – сетевой насос; 12 – охладитель конденсата; 13 – сетевой подогреватель; 14 – подогреватель химически очищенной воды; 15 – охладитель выпара; 16 – атмосферный деаэратор; 17 – редукционно-охладительная установка

Насос сырой воды подает воду в охладитель продувочной воды, где она нагревается за счет теплоты продувочной воды. Затем сырая вода подогревается до 20–30 °С в пароводяном подогревателе сырой воды и направляется на химводоочистку. Химически очищенная вода направляется в охладитель деаэрированной воды и подогревается до определенной температуры. Дальнейший подогрев химически очищенной воды осуществляется в подогревателе паром. Перед поступлением в головку деаэратора часть химически очищенной воды проходит через охладитель выпара деаэратора.

Подогрев сетевой воды производится паром в последовательно включенных двух сетевых подогревателях. Конденсат от всех подогревателей направляется в головку деаэратора, в которую также поступает конденсат, возвращаемый внешними потребителями пара.

Подогрев воды в атмосферном деаэраторе производится паром от котлов и паром из расширителя непрерывной продувки, в котором котловая вода частично испаряется

вследствие снижения давления. Продувочная вода после использования в охладителе непрерывной продувки сбрасывается в продувочный колодец (барботер).

Деаэрированная вода с температурой около 104 °С питательным насосом подается в паровые котлы. Подпиточная вода для системы теплоснабжения забирается из того же деаэратора, охлаждаясь в охладителе подпиточной воды до 70 °С перед поступлением к подпиточному насосу. Использование общего деаэратора для приготовления питательной и подпиточной воды возможно только для закрытых систем теплоснабжения ввиду малого расхода подпиточной воды в них. В открытых системах теплоснабжения расход подпиточной воды значителен, поэтому в котельной следует устанавливать два деаэратора: один для приготовления питательной воды, другой – подпиточной воды. В котельных с паровыми котлами, как правило, устанавливаются деаэраторы атмосферного типа.

Для технологических потребителей, использующих пар более низкого давления по сравнению с вырабатываемым котлоагрегатами, и для подогревателей собственных нужд в тепловых схемах котельных предусматривается редукционная установка для снижения давления пара (РУ) или редукционно-охладительная установка для снижения давления и температуры пара (РОУ).

Расчет тепловой схемы котельной с паровыми котлами выполняется для трех режимов: максимально-зимнего, наиболее холодного месяца и летнего. В основе расчета тепловой схемы котельной с паровыми котлами, лежит решение уравнений теплового и материального балансов, составляемых для каждого элемента схемы. Вид уравнения теплового баланса зависит от количества участвующих в теплообмене сред, их фазового состояния и происходящих фазовых превращений.

## **2.2 Лабораторная работа №2 ( 2 часа).**

**Тема: «Устройство, работа, характеристики паровых котлов»**

**2.2.1 Цель работы:** изучить паровые котельные, используемые для теплоснабжения общественных, административных и промышленных зданий и сооружений.

### **2.2.2 Задачи работы:**

1. Ознакомиться и оформить лабораторную работу.
2. Разобраться с устройством, работой и характеристиками паровых котлов.
3. Защитить лабораторную работу.

### **2.2.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:**

1. Лабораторный практикум.

### **2.2.4 Описание (ход) работы:**

Для получения насыщенного пара в небольших количествах с давлением 0,9 МПа в настоящее время применяются два типа паровых котлов: вертикально-цилиндрические МЗК и двухбарабанные водотрубные котлы.

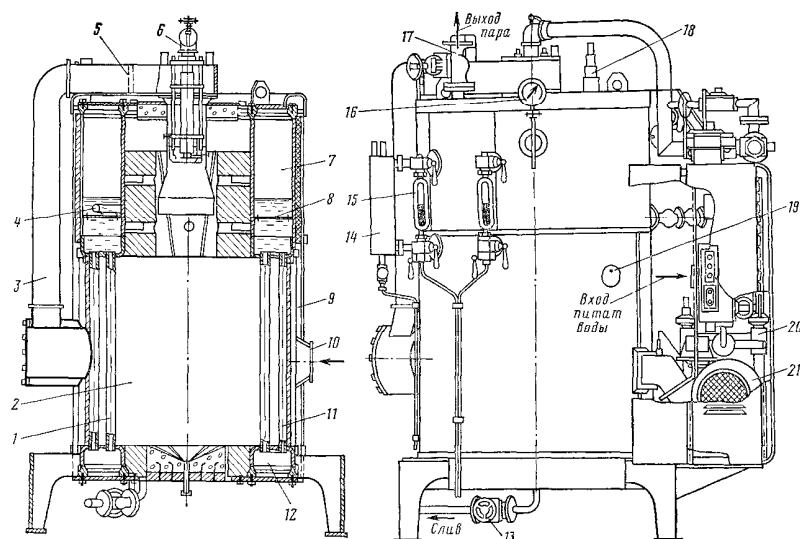


Рис. 3.1. Котел Е-1,0–9Г (МЗК-7Г):

- 1 – экранные трубы; 2 – топочная камера; 3 – воздухопровод горячего воздуха; 4 – питательная труба; 5 – воздушный регистр; 6 – газовая горелка; 7 – верхний коллектор; 8 – парораспределительная решетка; 9 – наружная обшивка; 10 – повод воздуха от вентилятора; 11 – конвективные трубы; 12 – нижний коллектор; 13 – спускной вентиль; 14 – уровнемерная колонка; 15 – водоуказательные приборы; 16 – манометр; 17 – главный паровой вентиль; 18 – предохранительный клапан; 19 – гляделка; 20 – питательный насос; 21 – дутьевой вентилятор

*Вертикально-цилиндрический паровой котел МЗК-7Г* – это котел с естественной циркуляцией. Котел (рис. 3.1) состоит из верхнего 7 и нижнего 12 кольцевых коллекторов, соединенных между собой прямыми вертикальными трубами 1 и 11, расположенными по концентрическим окружностям. Первый внутренний кольцевой ряд 1 образует цилиндрическую топочную камеру. Топочная камера выполняется газоплотной за счет применения плавниковых труб, сваренных между собой по плавникам. Часть экранных труб 1, между которыми выходят топочные газы, установлена более редко и не имеет плавников.

Технические характеристики вертикально-цилиндрических паровых котлов МЗК-7 приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1 – Техническая характеристика котлов Е-1,0-9Г и Е-1,0-9Ж

Наименование	Марка котла	
	Е-1,0-9Г	Е-1,0-9Ж
Давление пара, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,9 (9)	0,9 (9)
Номинальная паропроизводительность, кг/ч	1000	1000
Влажность пара, % (не более)	2,0	2,0
Топливо	Природный газ	Жидкое топливо
Теплота сгорания топлива (низшая), кДж/м <sup>3</sup> , кДж/кг (ккал/м <sup>3</sup> , ккал/кг)	33494 (8000)	41868 (10000)
Расход топлива при номинальной нагрузке, м <sup>3</sup> /ч, кг/ч	90	72
Поверхность нагрева полная, м <sup>2</sup>	17,1	17,1
Объем, м <sup>3</sup> :		

водяной	0,39	0,39
паровой	0,35	0,35
топочной камеры	0,61	0,61
Площадь зеркала испарения, м <sup>2</sup>	0,63	0,63
Температура, °С		
питательной воды	50	50
уходящих газов	250–270	300–320
Коэффициент избытка воздуха	1,15–1,20	1,15–1,20
Коэффициент полезного действия, %	86,0	84,0
Потребляемая электрическая мощность, кВт	2,6	3,7
Масса металла котла под давлением, кг	1860	1860
Общая масса котла, кг	2800	2800
Габариты котла, мм:		
длина	2300	2300
ширина	1525	1525
высота	2750	2750

Работа котла осуществляется следующим образом. Воздух, необходимый для горения, подается дутьевым вентилятором 21 через патрубок 10 в воздушный кольцевой канал, образованный внутренней жаростойкой и наружной обшивками, являющимися одновременно и тепловой изоляцией котла. Нагретый воздух из кольцевого канала через воздухопровод 3 и воздушный регистр 5 подается в горелку 6 котла.

Продукты горения через два окна, образованные разреженно установленными экранными трубами, двумя потоками расходятся по газоходу кольцеобразной формы в противоположные стороны, омывая на своем пути конвективные трубы 11. На противоположной входу стороне потоки соединяются и отводятся в дымовую трубу.

Питательная вода насосом 20 через питательную трубу 4 подается в верхний коллектор 7. Затем она опускается по менее обогреваемым конвективным трубам 11 в нижний коллектор 12, а по экранным трубам 1 пароводяная смесь поступает в верхний коллектор, где происходит отделение пара от воды.

Отвод пара осуществляется из верхнего коллектора через главный паровой вентиль 17, установленный на верхней крышке котла. Там же установлены два пружинных предохранительных клапана 18. На боковой поверхности верхнего коллектора установлены два водоуказательных прибора 15 и манометр 16. Продувка котла из нижнего кольцевого коллектора осуществляется через вентиль 13.

Двухбарабанные водотрубные котлы Е-1/9-1, Е-1/9-1М, Е-1/9-1Г объединены общей конструктивной схемой. Котлы этой группы, имеющие паропроизводительность 1000 кг/ч, предназначены для работы, соответственно на твердом (антрацит АС и АМ) топливе, мазуте марки М100 и природном газе и служат для удовлетворения потребностей предприятий в насыщенном паре влажностью до 3% для покрытия технологических и теплофикационных нагрузок. Техническая характеристика этих котлов приведена в табл. 3.2.

Паровой котел Е-1/9-1 состоит из верхнего и нижнего барабанов, расположенных на одной вертикальной оси (рис. 3.2). Барабаны соединены между собой пучком труб (11 рядов по 14 труб в каждом), образующих конвективную поверхность нагрева. Топочная камера экранирована двумя боковыми настенными экранами и потолочным экраном. Боковые экраны выполнены из прямых труб, объединяемых верхними и нижними коллекторами, вваренными в верхний и нижний барабаны соответственно. Потолочный экран частично охватывает и фронт котла. Он образован фронтальным коллектором и вваренным в него пакетом изогнутых труб (повторяющих очертания фронта и потолка

топочной камеры), которые присоединены сваркой непосредственно к верхнему барабану. Для топочных экранов и котельного пучка используют трубы Ø 51×2,5 мм. Вода из верхнего барабана котла в нижний поступает по последним рядам труб конвективного пучка, расположенным в зоне пониженных температур продуктов сгорания топлива.

Питание боковых экранов водой осуществляется из нижнего барабана котла по нижним коллекторам. Потолочный экран питается от фронтального коллектора, в который вода поступает по соединительным трубам из нижних коллекторов боковых экранов. Характерной особенностью циркуляционной схемы котла является отсутствие необогреваемых опускных труб. Даже фронтальный коллектор расположен в топочной камере.

Таблица 3.2 -Техническая характеристика двухбарабанных водотрубных котлов

Наименование	Марка котла		
	Е-1/9-1	Е-1/9-1М	Е-1/9-1Г
Номинальная паропроизводительность, т/ч	1,0	1,0	1,0
Давление пара, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	0,9 (9)	0,9 (9)	0,9 (9)
Температура уходящих газов, °С	350	300	250
Топливо	Каменный уголь, АС и АМ	Мазут М100	Природный газ
Расход топлива, кг/ч, м <sup>3</sup> /ч	134,5	82,6	90,1
Поверхность нагрева, м <sup>2</sup>	30	30	30
Объем, м <sup>3</sup> :			
водяной	1,25	1,25	1,25
паровой	0,36	0,36	0,36
топочного пространства	1,70	2,24	2,24
Коэффициент полезного действия, %	72,8	80–81	86
Габаритные размеры, мм:			
длина	3300	3695	3300
ширина	2400	2300	2300
высота	2700	2790	2870
Масса котла, кг:	5180	5620	5506
металла котла	3270	2830	2890
обмуровочных и изоляционных материалов	550	550	550

Ввод питательной воды выполнен в верхний барабан котла, внутри которого установлена распределительная труба. Продувка котла предусматривается через штуцеры в нижнем барабане, в нижних коллекторах боковых экранов и во фронтальном коллекторе.

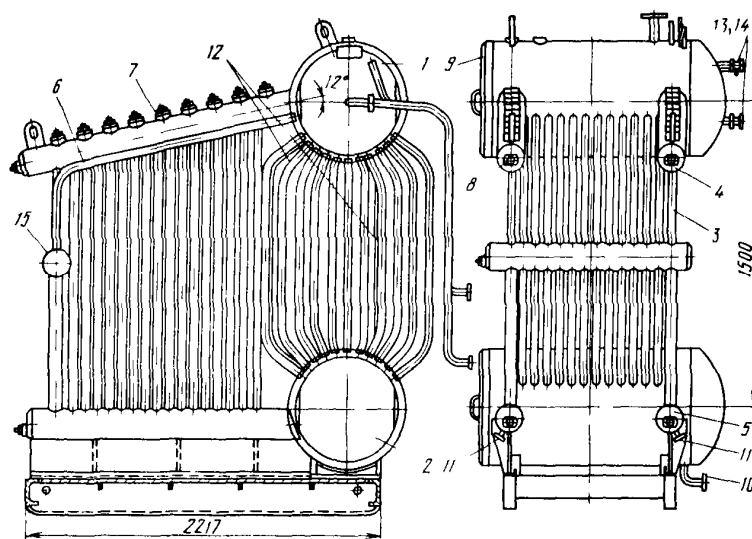


Рис. 3.2. Двухбарабанный водотрубный паровой котел Е-1/9-1:

1 – верхний барабан; 2 – нижний барабан; 3 – боковой (правый) топочный экран; 4 – верхний коллектор бокового (правого) экрана; 5 – нижний коллектор бокового (правого) экрана; 6 – потолочный экран; 7 – лючки для осмотра и очистки экранных труб; 8 – торцевые лючки коллекторов; 9 – люк верхнего барабана; 10 – штуцер продувки нижнего барабана; 11 – штуцеры продувки нижних коллекторов боковых экранов; 12 – газовые перегородки; 13, 14 – штуцеры для подключения водоуказательных приборов и уровнемерной колонки; 15 – фронтальной коллектор

На рис. 3.3 показана схема циркуляции в двухбарабанных водотрубных котлах Е-1/9-1. Здесь же показаны линии продувки нижнего барабана и коллекторов экранов.

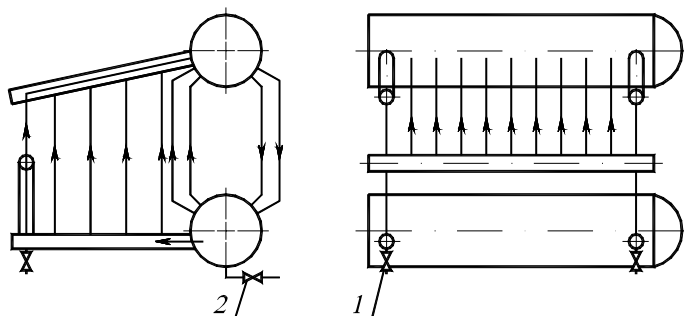


Рис. 3.3. Схема циркуляции воды в котле Е-1/9-1:

1 – линия продувки коллекторов экранов; 2 – линия продувки нижнего барабана

Для обеспечения устойчивой циркуляции и равномерного прогрева элементов котла при растопке из холодного состояния предусмотрен подвод пара от постороннего источника в нижний барабан.

Пароводяная смесь из топочных экранов и конвективного пучка поступает в верхний барабан, где от пара отделяются частицы воды. Необходимая сухость пара обеспечивается сепарационными устройствами, устанавливаемыми в верхнем барабане. На днище верхнего барабана размещены патрубки для присоединения водоуказательных приборов и уровнемерной колонки сигнализатора предельных уровней и автоматики безопасности.

По верхней образующей верхнего барабана размещены два пружинных предохранительных клапана.

Топочная камера котла выполнена прямоугольной формы, что позволяет применять различные механические топочные устройства. Поперечное омывание труб конвективного пучка топочными газами с требуемой скоростью достигается установкой в нем двух газовых перегородок из жаростойкой стали. Продукты горения проходят топку,

котельный пучок и через газоход в верхней части задней стены направляются в дымовую трубу.

Обмуровка парогенератора облегченная с металлической обшивкой.

Топочный объем котлов, предназначенных для работы на твердом топливе, ограничивается колосниковой решеткой, потолочным и боковыми экранами и передним рядом труб конвективного пучка. Воздух, необходимый для горения топлива, подается под колосниковую решетку без предварительного подогрева, что предохраняет колосниковую решетку от перегрева.

Топочный объем котлов, работающих на жидком и газообразном топливе, ограничивается подом топки, потолочным и боковыми экранами и передним рядом труб конвективного пучка.

*Вертикально-водотрубные котлы типа ДКВР* предназначены для выработки насыщенного и перегретого пара с температурой 250, 370 и 440 °С, имеют несколько типоразмеров с рабочим давлением пара 1,4; 2,4; 3,9 МПа и номинальной паропроизводительностью 2,5; 4; 6,5; 10; 20; 35 т/ч.

Условное обозначение парового котла ДКВР означает двухбарабанный котел, водотрубный, реконструированный. Первая цифра после наименования котла обозначает паропроизводительность, т/ч, вторая – избыточное давление пара на выходе из котла, кгс/см<sup>2</sup> (для котлов с пароперегревателями – давление пара за пароперегревателем), третья – температуру перегретого пара, °С.

Котлы типа ДКВР применяются при работе как на жидком, газообразном, так и на различных видах твердого топлива. Техническая характеристика котлов типа ДКВР приведена в табл. 1.3.

Конструктивная схема котлов типа ДКВР паропроизводительностью 2,5; 4 и 6,5 т/ч одинакова независимо от используемого топлива и применяемого топочного устройства (рис.1.4). Топочная камера этих котлов имеет лишь боковые экраны, в то время как топочные камеры парогенераторов 10 и 20 т/ч имеют также фронтальной и задней экраны.

Таблица 3.3 - Техническая характеристика котлов типа ДКВР

Наименование	Марка котла					
	ДКВР-2,5-13	ДКВР-4-13	ДКВР-6,5-13	ДКВР-10-13	ДКВР-10-39-440	ДКВР-20-13
Паропроизводительность, т/ч	2,5	4,0	6,5	10,0	10,0	20
Давление пара изб., МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	1,3 (13)	1,3 (13)	1,3 (13)	1,3 (13)	3,9 (39)	1,3 (13)
Температура пара, °С	194	194	194	194	440	194
Поверхность нагрева котла, м <sup>2</sup> :						
радиационная	17,7	21,4	27,9	47,9	34,5	51,3
конвективная	73,6	116,9	197,4	229,1	176,5	357,4
общая	91,3	138,3	225,3	277,0	211,0	408,7
пароперегревателя	–	–	–	–	68,0	–
Объем котла, м <sup>3</sup> :						
паровой	1,57	2,05	2,55	2,63	1,45	1,80
водяной	4,00	5,55	7,80	9,11	7,00	10,5
КПД, %, при сжигании:						
каменного угля	81,9	82,1	83,1	83,5	78,7	83,6
мазута	89,6	89,8	–	–	–	89,6
газа	90,0	90,8	91,8	91,8	–	90,0

Котел имеет верхний длинный и нижний короткий барабаны, расположенные вдоль оси котла. Барабаны соединены развальцованными в них гнутыми кипящими трубами, образующими развитый конвективный пучок. Перед конвективным пучком расположена экранированная топочная камера. Трубы боковых экранов завальцованы в верхнем барабане, нижние концы экранных труб приварены к нижним коллекторам. Конструктивная характеристика котлов типа ДКВР приведена в табл. 3.4.

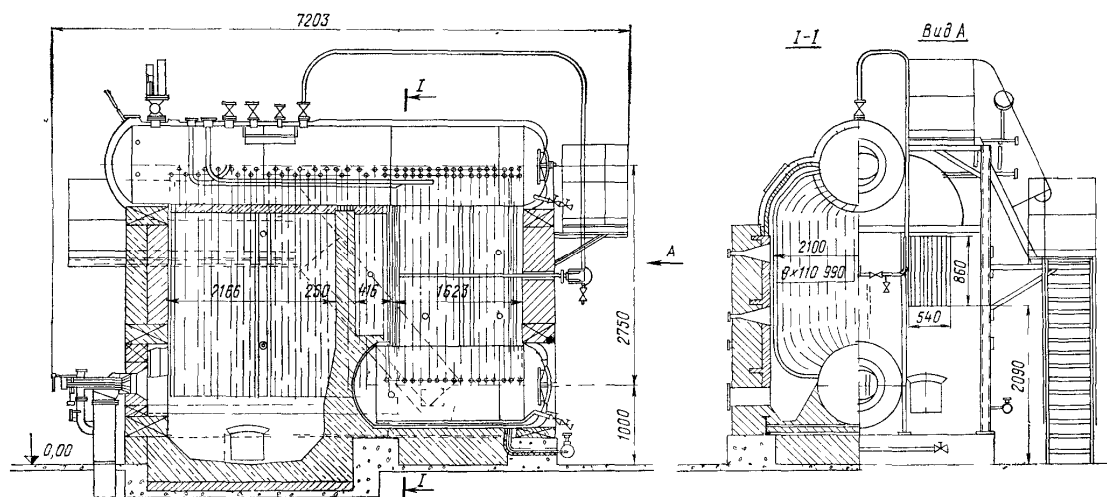


Рис. 3.4. Вертикально-водотрубный котел ДКВР-6,5-13 с газомазутной топкой

Топочная камера для исключения затягивания пламени в конвективный пучок и уменьшения потерь с уносом и химическим недожогом разделяется шамотной перегородкой на собственно топку и камеру догорания. В котлах паропроизводительностью 10 т/ч и более перед шамотной перегородкой установлен задний экран. Камера догорания отделяется от конвективного пучка шамотной перегородкой, устанавливаемой между первым и вторым рядами кипяtilьных труб, вследствие чего первый ряд труб конвективного пучка является одновременно и задним экраном камеры догорания. Внутри конвективного пучка устанавливается чугунная перегородка, разделяющая его на первый и второй газоходы.

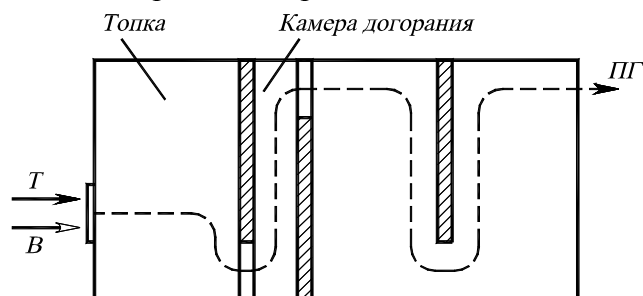


Рис. 3.5. Схема движения продуктов горения в котлах ДКВР:  
Т – топливо; В – воздух; ПГ – продукты горения

Ход движения продуктов горения топлива в котле схематично показан на рис. 1.5. Дымовые газы из топки выходят через окно, расположенное в правом углу стенки топки, и поступают в камеру догорания. Затем они проходят последовательно первый и второй газоходы конвективного пучка. После этого дымовые газы выходят из котла через специальное окно, расположенное с левой стороны в задней стенке котла.

Таблица 3.4 - Конструктивная характеристика котлов типа ДКВР

Наименование	Марка котла				
	ДКВР-2,5-13	ДКВР-4-13	ДКВР-6,5-13	ДКВР-10-13	ДКВР-20-13
Внутренний диаметр верхнего и нижнего барабанов, мм	1000	1000	1000	1000	1000
Толщина стенки барабанов, мм	13	13	13	13	13



Длина цилиндрической части, мм:					
верхнего барабана	3310	5010	6315	6510	4500
нижнего барабана	1200	1800	2700	3000	4500
Диаметры, мм:					
передних опускных труб	127×4	140×4,5	159×4,5	159×4,5	108×4,5
экранных и кипяtilьных труб	51×2,5	51×2,5	51×2,5	51×2,5	51×2,5
Шаг труб бокового экрана, мм	80	80	80	80	80
Число труб бокового экрана, шт.	23·2=46	30·2=60	37·2=74	29·2=58	154
Общее число экранных труб, шт.	46	60	74	98	207
Шаг конвективных труб, продольный× ×поперечный, мм	100×110	100×110	100×110	100×110	100×110
Число конвективных труб, шт.:					
по оси барабана	10 + 1	16 + 1	23 + 1	27 + 1	43
в поперечном сечении котла	20	20	22	22	20
всего	200	320	506	594	894
Объем топки и камеры догорания, м <sup>3</sup>	10,4	13,0	20,4	39,3	43,0

В котлах с перегревом пара пароперегреватель устанавливается в первом газоходе после второго-третьего ряда кипяtilьных труб. Необходимое для размещения пароперегревателя место (при неизменных размерах котла) обеспечивается отказом от установки части кипяtilьных труб. Пароперегреватели котлов типа ДКВР унифицированы по профилю и отличаются друг от друга для котлов разной производительности числом параллельных змеевиков. Для изготовления пароперегревателей применены трубы Ø32×3 мм. Входные концы труб пароперегревателя крепятся в верхнем барабане вальцовкой, выходные концы труб приваривают к коллектору перегретого пара. При рабочем давлении 1,3 и 2,3 МПа пароперегреватели выполнены одноходовыми по пару без пароохладителя.

Ввод питательной воды производится в верхний барабан. Вода в водяном пространстве распределяется по перфорированной трубе. Из верхнего барабана вода по опускным трубам поступает в коллекторы боковых экранов, а по опускным трубам конвективного пучка – в нижний барабан. Опускными трубами конвективного пучка являются обогреваемые трубы последних рядов, расположенных во втором газоходе. Из нижнего барабана часть воды по соединительным трубам также поступает в коллекторы боковых экранов. Возвращаясь по подъемным трубам экранов и конвективного пучка в верхний барабан, часть воды испаряется. В верхнем барабане происходит отделение пара от воды. В качестве сепарационных устройств применяются жалюзи и дырчатые листы. Для непрерывной продувки на верхнем барабане устанавливается штуцер, на котором смонтирована регулирующая и запорная арматура. В нижнем барабане устанавливаются перфорированная труба для периодической продувки и трубы для прогрева котла паром при растопке.

По нижней образующей верхних барабанов всех котлов устанавливаются две легкоплавкие пробки, предназначенные для предупреждения перегрева стенок барабана под давлением. Сплав металла, которым заливают пробки, начинает плавиться при упуске

воды из барабана и повышении температуры стенки до 280–320 °С. Шум пароводяной смеси, выходящей через образующееся в пробке отверстие при расплавлении сплава, является сигналом персоналу для принятия экстренных мер к останову котла.

Механическая очистка труб конвективного пучка и экранов производится из верхнего барабана. Коллекторы экранов очищаются через торцевые лючки, устанавливаемые на каждом коллекторе.

Очистка наружных поверхностей нагрева от загрязнений в котлах типа ДКВР осуществляется обдувкой насыщенным или перегретым паром, допускается применять для этой цели сжатый воздух.

В блочно-транспортабельных котлах паропроизводительностью 10 т/ч давлением 1,3; 2,3; 3,9 МПа последней модификации длины верхнего и нижнего барабанов одинаковы. В этих котлах применено двухступенчатое испарение с установкой во второй ступени выносных циклонов. Применение циклонов позволяет уменьшить процент продувки и улучшить качество пара при работе на питательной воде с повышенным солесодержанием. Вторая ступень испарения включает часть труб боковых экранов. В конвективный пучок вода поступает из верхнего барабана через обогреваемые трубы последних рядов труб самого пучка и через нижний барабан. Питание второй ступени испарения осуществляется из нижнего барабана. Вода из выносных циклонов поступает в нижние коллекторы экранов, а пар – в верхний барабан, где очищается вместе с паром первой ступени испарения, проходя через жалюзи и дырчатый (перфорированный) лист.

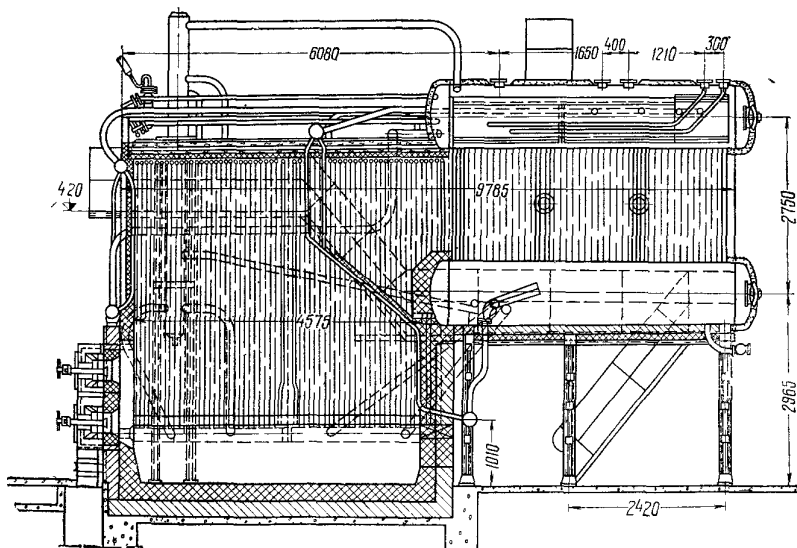


Рис. 3.6. Вертикально-водотрубный котел ДКВР-20-13 с газомазутной топкой

Парогенератор производительностью 20 т/ч показан на рис. 3.6. Верхний барабан парогенератора укорочен, топочная камера полностью экранирована. Продукты сгорания из топки поступают в камеру догорания, в конце которой расположен вертикальный пароперегреватель. Парогенератор имеет развитую конвективную поверхность нагрева, которая омывается продуктами сгорания в один ход (отсутствует горизонтальный разворот продуктов сгорания, как у остальных парогенераторов серии).

Циркуляционная схема парогенератора ДКВР-20-13 показана на рис. 3.7. Из схемы ясно, что парогенератор имеет несколько самостоятельных циркуляционных контуров. В первой (по ходу продуктов сгорания) половине труб конвективной поверхности содержатся подъемные трубы, а во второй – опускные. Каждый боковой экран разделен на две части. Нижние коллекторы задней части боковых экранов получают воду из нижнего барабана по опускным трубам. Подъемные трубы задней части боковых экранов через промежуточный верхний коллектор соединены с верхним барабаном, который является чистым отсеком первой ступени испарения.

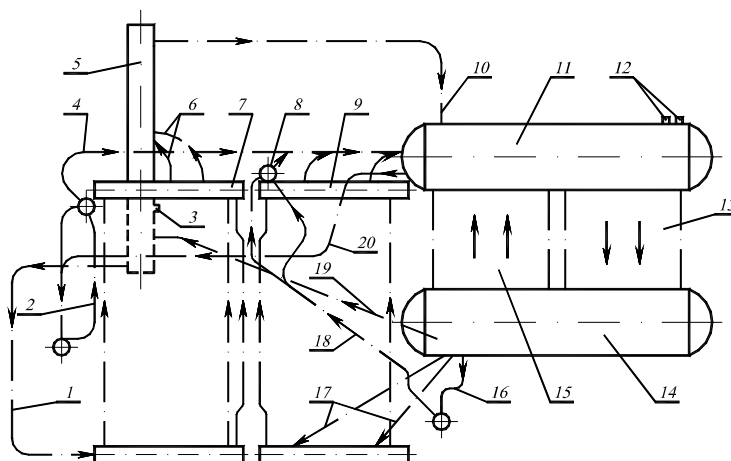


Рис. 3.7. Циркуляционная схема парового котла ДКВР-20-13:

1 – опускные трубы циклона; 2 – фронтальный экран; 3 – непрерывная продувка; 4 – отвод пара в барабан; 5 – выносной циклон; 6 – подвод в циклон пароводяной смеси; 7 – промежуточный верхний коллектор передней части боковых экранов; 8 – верхний коллектор заднего экрана; 9 – промежуточный верхний коллектор задней части боковых экранов; 10 – отвод пара из циклона в барабан; 11 – верхний барабан; 12 – ввод питательной воды; 13 – опускные трубы конвективной поверхности нагрева; 14 – нижний барабан; 15 – подъемные трубы конвективной поверхности нагрева; 16 – подпиточные трубы заднего экрана; 17 – подпиточные трубы задней части боковых экранов; 18 – задний экран; 19 – подпиточные трубы циклона; 20 – подпиточные трубы фронтального экрана

Нижние коллекторы боковых передних экранов питаются из выносных циклонов. Подъемные трубы боковых передних экранов через промежуточный коллектор соединены с выносными циклонами, из которых пар направляется в верхний барабан парогенератора.

Выносные циклоны и соединенные с ними боковые экраны переднего топочного блока являются грязевым отсеком (второй ступенью) ступенчатого испарения. Нижний коллектор фронтального экрана питается из верхнего барабана. Подъемные трубы фронтального экрана через верхний коллектор соединены с верхним барабаном. Нижний коллектор заднего экрана питается из нижнего барабана. Подъемные трубы через верхний коллектор заднего экрана соединены с верхним барабаном.

Таблица 3.5 - Техническая характеристика блочных чугунных экономайзеров

Наименование	Тип экономайзера					
	ЭП2-94	ЭП2-142	ЭП2-236	ЭП1-330	ЭП1-646	ЭП1-808
Поверхность нагрева, м <sup>2</sup>	94,4	141,6	236,0	330,4	646,0	808,0
Число колонок, шт.	2	2	2	1	1	1
Количество труб в ряду, шт.	2	3	5	7	9	9
Количество рядов по группам, шт.	4 + 4	4 + 4	4 + 4	4 + 8 + 4	4 + 8 + 4	4 + 8 + 8
Количество групп в колонке, шт.	2	2	2	3	3	3
Длина трубы, м	2,0	2,0	2,0	3,0	3,0	3,0
Внутренний диаметр и толщина стенки труб, мм	60 × 8					
Шаг труб в группе (продольный × поперечный), мм:	150 × 150					
Размеры, мм: ребер фланцев	146 × 146 150 × 150					

Поверхность нагрева 1 ребристой трубы с газовой стороны, м <sup>2</sup>	2,95	2,95	2,95	4,49	4,49	4,49
Живое сечение для прохода газов в пределах 1 трубы, м <sup>2</sup>	0,12	0,12	0,12	0,184	0,184	0,184
Максимально допустимая температура газов перед экономайзером, °С	425					
Предельное давление воды в экономайзере, МПа	3,0					
Масса экономайзера без короба, т, не более	3,90	5,20	8,00	11,35	20,50	25,35
Марка котла	ДЕ-4; ДКВР-2,5	ДЕ-6,5; ДКВР-4	ДЕ-10; ДКВР-6,5	ДЕ-16; ДКВР-10	ДКВР-20	ДЕ-25; ДКВР-20

Для использования тепла уходящих газов за котлами типа ДКВР устанавливается водяной экономайзер: стальной или блочный чугунный.

Технические характеристики *блочных чугунных экономайзеров* представлены в табл. 3.5.

Размеры хвостовых поверхностей нагрева для того или иного котла определяются величинами температуры уходящих газов, рассчитанной при оптимальных значениях скоростей газов и оптимальных разностях температур на холодном конце экономайзера. Величина экономически наиболее выгодных скоростей газов находится в пределах 6–8 м/с.

Таблица 3.6 - Техническая характеристика стальных водяных экономайзеров типа БВЭС

Наименование	Тип экономайзера			
	БВЭСI-2	БВЭСII -2	БВЭСIII-2	БВЭСIV-1
Поверхность нагрева, м <sup>2</sup>	28	57	85	113
Рабочее давление, МПа	1,5			
Диаметр труб, мм	28 × 3			
Расположение труб	Коридорное			
Шаг труб, мм:				
поперечный	70			
продольный	50			
Число пакетов труб, шт.	2	2	2	3
Число колонок по ходу газа, шт.	2	2	2	1
Сечение, м <sup>2</sup> :				
для прохода газов	0,239	0,492	0,743	0,932
воды, 10 <sup>-3</sup>	2,28	4,56	6,84	9,12
Температура воды, °С:				
на входе	100			
на выходе	138			
Соппротивление, кПа:				
по газовому тракту	0,21	0,15	0,17	0,25
гидравлическое	10,70	6,80	8,00	10,30
Масса, кг:				
металла под давлением	654	1272	1910	2440
общая в объеме поставки завода	1810	2660	3490	4890
Тип котла	ДКВР-2,5	ДКВР-4	ДКВР-6,5	ДКВР-10

Чтобы не допускать большого процента кипения воды в чугунном экономайзере при различных отклонениях от расчетного режима работы агрегата, при подсчете

поверхности нагрева экономайзеров температура воды на выходе должна быть принята не менее, чем на 20 °С ниже температуры кипения при номинальном давлении в котле.

Поверхность нагрева экономайзеров выбирается из чугунных ребристых труб. Трубы укладываются в металлическом каркасе и соединяются между собой калачами так, чтобы питательная вода последовательно проходила все трубы. Холодная вода должна поступать в нижний коллектор второй по ходу газов колонки. Между колонками устанавливается стальная перегородка.

Ребристые трубы имеют на концах квадратные фланцы, образующие при сборке торцевые стенки экономайзеров. Для устранения присосов воздуха щели между фланцами уплотняются асбестовым шнуром, укладываемым в специальных канавках.

Для очистки поверхностей нагрева от золы и сажи между отдельными группами экономайзеров устанавливаются устройства для обдувки их паром или сжатым воздухом.

Стальные экономайзеры применяются для котлов типа ДКВР давлением 1,4 МПа (14 кгс/см<sup>2</sup>), работающих на газе. Техническая характеристика стальных экономайзеров приведена в табл. 3.6.

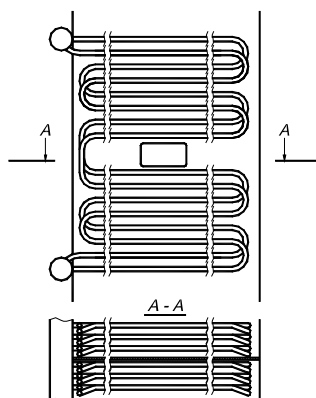


Рис 3.8. Схема стального экономайзера БВЭС-II-2

Стальные экономайзеры набираются из змеевиков длиной 1820 мм, изготовленных из труб  $\varnothing 28 \times 3,0$  мм с радиусомгиба 50 мм. Места гибов змеевиков отогнуты в сторону на 5°, что позволяет разместить два змеевика в одной плоскости и выполнить более плотный коридорный пучок (рис. 1.8). Число вдвоенных змеевиков в одной колонке экономайзеров для котлов типа ДКВР-2,5; ДКВР-4; ДКВР-6,5 и ДКВР-10 составляет 3, 6, 9 и 12 шт., соответственно.

Экономайзеры котлов типов ДКВР-2,5, ДКВР-4 и ДКВР-6,5 выполняются в две колонки, разделенные между собой перегородкой. Газы проходят последовательно одну, затем другую колонку. Стальной экономайзер котла типа ДКВР-6,5-13 может быть выполнен и в одну колонку. В одну колонку выполнены также экономайзеры котла типа ДКВР-10.

В каждой колонке размещены две или три секции экономайзера, расположенные друг от друга на расстоянии 450 мм. В этом промежутке устанавливаются лазы и лючки для периодического осмотра пакетов труб. Стальные экономайзеры изготавливаются с внутренней стальной обшивкой и поставляются одним транспортабельным блоком.

*Газомазутные паровые вертикальные водотрубные котлы типа Е (ДЕ)* предназначены для выработки насыщенного или перегретого до температуры 225°С пара, используемого на технологические нужды, отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. Котлы этого типа выпускаются на номинальную паропроизводительность 4; 6,5; 10; 16 и 25 т/ч при рабочем давлении 1,4 и 2,4 МПа (14 и 24 кгс/см<sup>2</sup>). Котлы типа Е (ДЕ) специализированы на сжигание газа и мазута. Техническая характеристика котлов с рабочим давлением 1,4 МПа (14 кгс/см<sup>2</sup>) приведена в табл. 3.7.

Конструктивной особенностью таких котлов (рис. 3.9) является размещение топочной камеры сбоку конвективного пучка, образованного вертикальными трубами,

развальцованными в верхнем и нижнем барабанах. Во всех типоразмерах котлов диаметр верхнего и нижнего барабанов составляет 1000 мм, расстояние между барабанами 2750 мм, для экранов и конвективного пучка применены трубы  $\varnothing 51 \times 2,5$  мм.

Для всех типоразмеров данных котлов ширина топочной камеры принята одинаковой, равной 1790 мм (по осям экранных труб). В зависимости от паропроизводительности котлов изменяются глубина топочной камеры (для паропроизводительности 4 т/ч – 1980 мм, для паропроизводительности 25 т/ч – 6960 мм) и связанная с ней глубина конвективного пучка. Средняя высота топочной камеры 2400 мм.

Топочная камера отделяется от конвективного пучка газоплотной перегородкой, образованной из труб  $\varnothing 51 \times 2,5$  мм, установленных вплотную с шагом 55 мм и сваренных между собой. Концы труб обсажены до диаметра 38 мм. В задней части перегородки выполнено окно для прохода топочных газов в конвективный пучок. Уплотнение в месте входа обсаженных концов труб в барабан обеспечивается чугунными гребенками, примыкающими к трубам и барабану. Потолок, правая боковая поверхность и под топочной камеры экранированы фасонными трубами  $\varnothing 51 \times 2,5$  мм, образующими единый экран, выполненный с шагом труб, равным 55 мм. Концы труб экрана завальцованы в верхний и нижний барабаны. Трубы заднего экрана не имеют обсадных концов и присоединяются сваркой к верхнему и нижнему коллекторам  $\varnothing 159 \times 3,5$  мм. Коллекторы соединены с верхним и нижним барабанами и объединены необогреваемой рециркуляционной трубой  $\varnothing 76 \times 3,5$  мм.

Таблица 3.7- Техническая характеристика котлов типа Е (ДЕ) с давлением пара 1,4 МПа (14 кгс/см<sup>2</sup>)

Наименование	Марка котла				
	Е-4-14ГМ	Е-6,5-14ГМ	Е-10-14ГМ	Е-16--14ГМ	Е-25-14ГМ
Паропроизводительность, т/ч	4,0	6,5	10,0	16,0	25,0
Температура, °С:					
насыщенного пара	194	194	194	194	194
перегретого пара	–	225	225	225	225
питательной воды	100	100	100	100	100
Температура уходящих газов, °С:					
на мазуте	197	195	174	173	172
на газе	164	162	146	147	142
Расчетный КПД, %:					
на мазуте	89,63	89,84	90,99	90,89	91,09
на газе	90,94	91,15	92,1	91,92	92,3
Газовое сопротивление котла, кПа	0,546	1,10	1,96/2,10*	1,68/1,88*	2,70/3,05*
Объем топочной камеры, м <sup>3</sup>	8,01	11,21	17,14	22,5	29,0
Площадь поверхности, м <sup>2</sup> :					
нагрева излучением	21,84	27,97	39,02	48,13	60,46
нагрева конвекцией	45,0	63,3	110,0	154/144*	210/201*
пароперегревателя	–	15,02	15,02	10,08	10,08
экономайзера	94,4	141,6	236	330,4	808,2
Габаритные размеры, м:					
длина	4,280	5,050	6,530	8,655	10,195
ширина	4,300	4,300	4,300	5,205	5,315
высота	5,050	5,050	5,050	6,053	6,098
Масса в объеме заводской поставки, т	7,96	9,545	13,620/13,052*	18,293/18,038*	24,293/24,440*
* В числителе характеристики котлов без пароперегревателя, в знаменателе – с пароперегревателем					

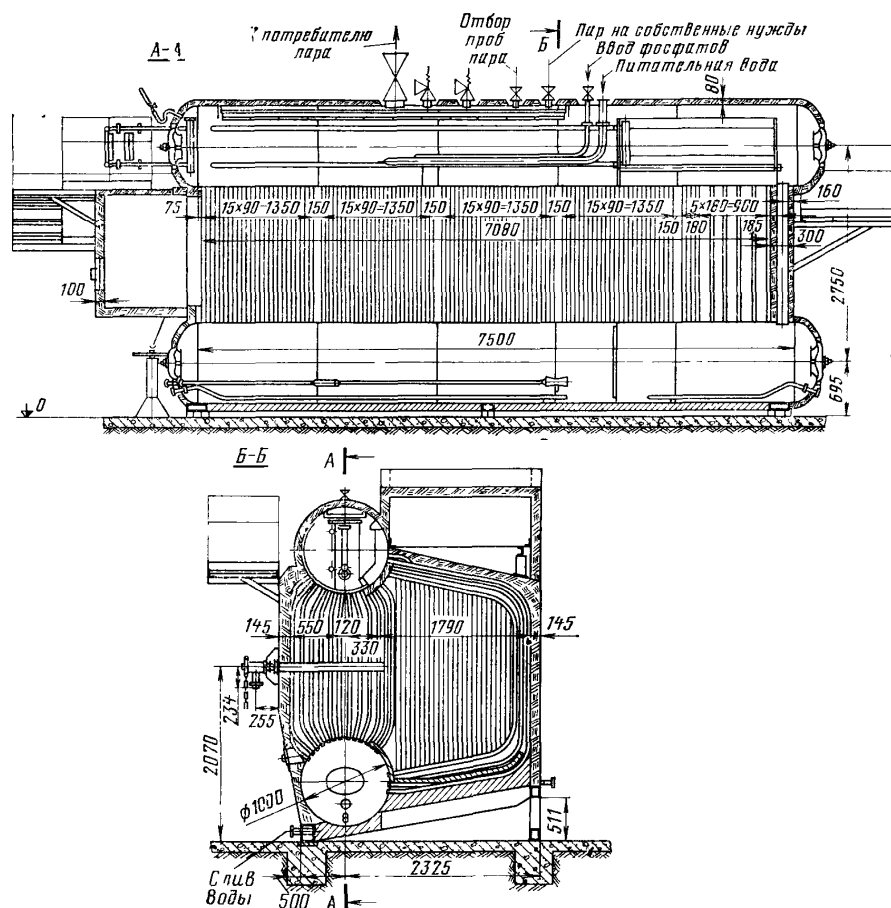


Рис. 3.9. Паровой котел ДЕ-25-14ГМ

В котлах паропроизводительностью 4–10 т/ч фронтной экран выполняется аналогично заднему экрану. Отличие состоит в том, что для обеспечения размещения горелочного устройства и лаза, совмещенного с взрывным клапаном, во фронтном экране соответственно уменьшено количество труб. В котлах паропроизводительностью 16 и 25 т/ч фронтной экран образован четырьмя трубами, присоединенными непосредственно к верхнему и нижнему барабанам.

Конвективный пучок образован коридорно-расположенными вертикальными трубами  $\text{Ø}51 \times 2,5$  мм, развальцованными в верхнем и нижнем барабанах (продольный шаг труб 90 мм, поперечный шаг 110 мм).

Движение газов в котлах ДЕ схематично показано на рис. 3.10. Дымовые газы проходят топку, поступают через окно в перегородке в конвективный пучок. Для обеспечения необходимых скоростей газов в конвективных пучках котлов паропроизводительностью 4; 6,5 и 10 т/ч установлены продольные ступенчатые перегородки (см. рис. 1.10, а). Кроме того, продольные перегородки обеспечивают разворот газов в конвективном пучке и выход их через заднюю стенку котла. В котлах паропроизводительностью 16 и 25 т/ч продольные перегородки не предусматриваются (см. рис. 1.10, б), переброс продуктов сгорания с фронта, после выхода из конвективного пучка, к экономайзеру, расположенному сзади котла, выполнен по газовому коробу, размещенному над топочной камерой.

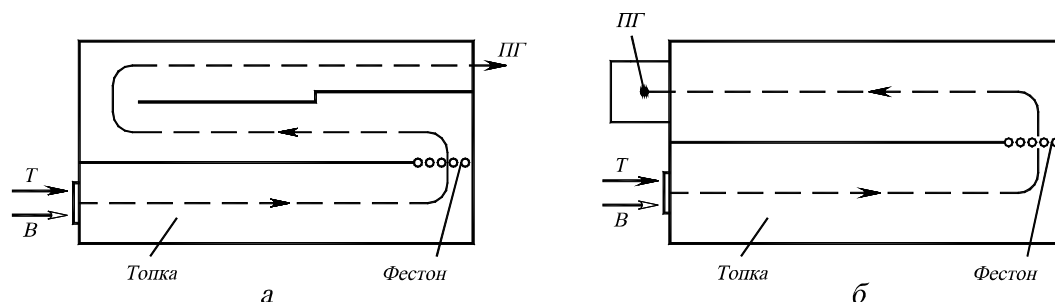


Рис 3.10. Схема движения газов в котлах ДЕ-4, -6,5, -10 (а) и ДЕ-16, -25 (б):  
Т – топливо; В – воздух; ПГ – продукты горения

Циркуляционная схема всех газо-мазутных паровых котлов типа Е(ДЕ) одинакова и включает четыре экрана (фронтальной, задней и две боковых) и конвективный пучок. В котлах паропроизводительностью 4; 6,5 и 10 т/ч применена одноступенчатая схема испарения, в котлах паропроизводительностью 16 и 25 т/ч – двухступенчатая с внутрибарабанным солевым отсеком. Вторая ступень испарения включает первые по ходу газов трубы конвективного пучка и опускные необогреваемые трубы  $\varnothing 159 \times 4,5$  мм (две у котлов паропроизводительностью 16 т/ч и три – у котлов паропроизводительностью 25 т/ч). Во всех котлах общими опускными трубами испарительной системы (в котлах паропроизводительностью 16 и 25 т/ч – первой ступени испарения) являются последние по ходу газов ряды труб конвективного пучка.

В паровом пространстве верхнего барабана установлены сепарационные устройства, в водяном пространстве размещены питательная труба и труба для ввода фосфатов. Водный раствор тринатрийфосфата, вступая в химическую реакцию с растворенными в котловой воде солями, переводит их в нерастворимое состояние. Образующийся шлам по опускным трубам поступает в нижний барабан. В нижних барабанах котлов паропроизводительностью 4; 6,5 и 10 т/ч расположена перфорированная труба для непрерывной продувки котла, которая совмещена с периодической продувкой. Периодическая продувка котлов паропроизводительностью 16 и 25 т/ч предусматривается из нижнего барабана, непрерывная – из солевого отсека верхнего барабана. Нижние барабаны всех котлов снабжены устройствами для парового прогрева воды при растопке и штуцерами для спуска воды.

Первичными сепарационными устройствами первой ступени испарения являются размещенные в верхнем барабане направляющие щиты и козырьки, обеспечивающие подачу пароводяной смеси на уровень воды. Вторичные сепарационные устройства выполнены в виде горизонтальных жалюзийных сепараторов с дырчатыми листами. Сепарационными устройствами второй ступени испарения являются продольные щиты, организующие движение пароводяной смеси на торец барабана, а затем вдоль него к поперечной перегородке, разделяющей отсеки. Чистый и солевой отсеки сообщаются по пару через окно над поперечной перегородкой, а по воде – через подпиточную трубу  $\varnothing 89-108$  мм, расположенную в водяном объеме.

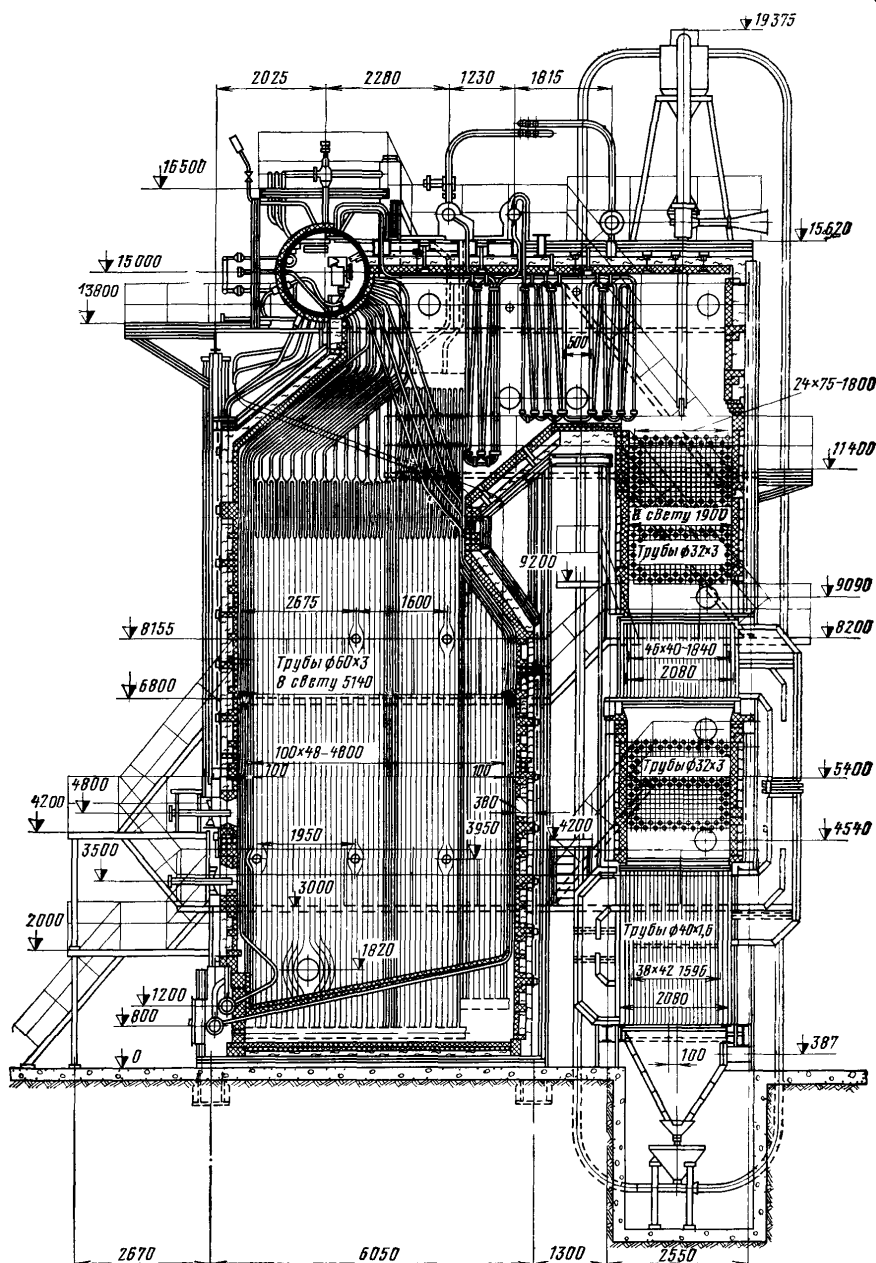
Пароперегреватель котлов паропроизводительностью 4; 6,5 и 10 т/ч выполняется змеевиковым из труб  $\varnothing 32 \times 3$  мм. В котлах паропроизводительностью 16 и 25 т/ч пароперегреватель выполняется вертикальным из двух рядов труб  $\varnothing 51 \times 2,5$  мм.

В качестве хвостовых поверхностей нагрева котлов применяются отдельно стоящие стандартные чугунные экономайзеры (см. табл. 3.5).

Газоуплотное экранирование боковых стен, потолка и пода топочной камеры позволило отказаться от тяжелой обмуровки и применить легкую натрубную изоляцию толщиной 100 мм, укладываемую на слой шамотобетона по сетке толщиной 25 мм. Для уменьшения присосов воздуха в газовый тракт котла натрубная изоляция снаружи покрывается листовой металлической обшивкой, привариваемой к каркасу котла.



В паровых котлах БМ-35РФ, БГМ-35М и БКЗ-75-39ГМА конвективная шахта расположена за горизонтальной поворотной камерой. Котел ГМ-50-1 выполнен с сомкнутыми газоходами, с шамотной разделительной экранированной стенкой между топочной камерой и конвективной шахтой.



Топочные камеры котлоагрегатов полностью экранированы, за исключением котлов БМ-35РФ и БГМ-35М, имеющих горячий под. Под парогенератора ГМ-50-1 двускатный, образован трубами заднего и фронтального экранов. Под котла БКЗ-75-39ГМА

Technical drawing of a complex industrial machine, likely a steam engine or boiler, showing a cross-section with various components, pipes, and structural elements. The drawing includes numerous dimensions and labels in Russian, such as "Камера" (chamber), "Трубы" (pipes), and "Отвод" (outlet). The machine is mounted on a base with a large flywheel on the left side. The drawing is oriented vertically, with the top of the machine at the top of the page.

The diagram illustrates a combined heat and power (CHP) system. At the top, a gas turbine engine (2) is shown with its compressor (7) and turbine (8) sections. The engine is connected to a generator (9) and a condenser (1). The condenser is part of a gas turbine boiler (10) which also includes a gas turbine (11) and a steam turbine (12). The boiler is connected to a steam turbine (13) and a condenser (14). The system is fed by a gas supply (H.П.) and a steam supply (п.п.). The boiler produces steam (п.б.) which is used in the steam turbine. The condenser (14) is connected to a cooling water system (15) which is fed by a cooling water supply (в.п.). The cooling water system also includes a pump (16) and a condenser (17). The system is designed to produce both electricity and heat.

1 – экономайзер; 2 – барабан; 3 – фронтальный экран; 4 – задний экран; 5 – коллектор бокового экрана; 6 – выходной коллектор основного бокового экрана; 7 – циклон II степени испарения; 8 – флестон; 9 – пароперегреватель; 10 – воздухоподогреватель; *п.в.* – питательная вода; *н.п.* – насыщенный пар; *п.п.* – перегретый пар; *х.в.* – холодный воздух; *г.в.* – горячий воздух; *т* – топливо; *у.г.* – уходящие газы

50



3. Защитить лабораторную работу.

### 2.3.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:

1. Котел отопительный ЯИК-Г-16М
2. Котел отопительный КС-Г-63
3. Котел отопительный «CeRAC»
4. Универсальный отопительный котел КС-ТГВ-40 с водоподогревателем

### 2.3.4 Описание (ход) работы:

В отопительных котельных широко используются *стальные водотрубные котлы* следующих типов: ТВГ, КВГ, КВ-ГМ и ПТВМ.

*Теплофикационный водогрейный газовый котел ТВГ* (рис. 4.1) представляет собой прямоточный секционный теплогенератор с принудительной циркуляцией воды, оборудованный отдельным дымососом и вентилятором. Котлы ТВГ выпускаются теплопроизводительностью 4,65 МВт (ТВГ-4) и 9,3 МВт (ТВГ-8). Особенностью котлов является развитая радиационная поверхность. Котлы ТВГ-4 и ТВГ-8 имеют три двухсветных экрана и четыре горелки. Двухсветные экраны делят топку на четыре отсека. Ширина отсеков 740 мм. Кроме того, каждый котел имеет два односветных экрана, расположенных у стенок, и потолочный экран, частично переходящий во фронтальный экран. Каждый топочный экран, кроме потолочного, состоит из верхнего и нижнего коллекторов, в которые вварены по 40 вертикальных труб  $\varnothing 51 \times 2,5$  мм. Для создания двух ходов движения воды верхние коллекторы каждого топочного экрана имеют посередине перегородки. Потолочный экран состоит из 32 ( $8 \times 4$ ) труб  $\varnothing 51 \times 2,5$  мм, вваренные в передний (нижний) и задний (верхний) коллекторы.

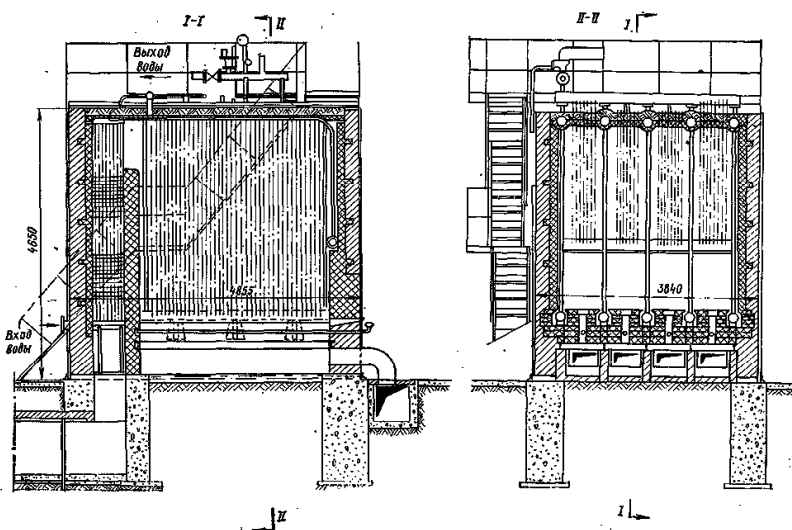


Рис. 4.1. Водогрейный котел ТВГ-8

Конвективная поверхность нагрева состоит из двух секций с верхними и нижними коллекторами, соединенными между собой восемью стояками  $\varnothing 51 \times 2,5$  мм, в каждый из которых вварены по четыре П-образных змеевика  $\varnothing 28 \times 3$  мм. Змеевики располагаются параллельно фронту котла в шахматном порядке. Для направления движения воды по змеевикам в стояках есть перегородки.

Основные технические и конструктивные характеристики котлов ТВГ приведены в табл. 4.1.

Таблица 1.1

**Основные технические характеристики и размеры котлов ТВГ**

Наименование	ТВГ-4	ТВГ-8
Теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	5,0 (4,3)	9,6 (8,3)
Площадь поверхности нагрева, м <sup>2</sup> :		
радиационная	35,5	76
конвективная	54,8	109,6
Температура уходящих газов за котлом, °С	180	
Температура воды, °С:		
на входе в котел	70	
на выходе из котла	150	
Давление воды на входе, МПа:		
максимальное	1,4	
минимальное	0,8	
Расход воды, т/ч	53	104
Водяной объем котла, м <sup>3</sup>	2,8	4,0
Расход газа, м <sup>3</sup> /ч	557	1100
Давление газа перед горелками, кПа	15,3	16,9
Размеры, м:		
длина	3,415	4,875
ширина	3,840	3,840
высота	3,970	4,650
Масса металлической части, т	6,20	9,92
КПД котла, %	91,5	

Для сжигания газа используются подовые горелки с прямой щелью, заканчивающейся сверху внезапным расширением. Горелки размещены между вертикальными топочными экранами. Продукты горения поступают из топки в конвективный газоход через проем высотой 800 мм в верхней части, над разделительной стенкой.

Схема перемещения воды в котлах ТВГ показана на рис. 4.2. Вода из теплосети поступает параллельно в два нижних коллектора 1 конвективной поверхности, пройдя которые собирается в верхних коллекторах 2, а из них по ряду потолочно-фронтальных труб 3 направляется в нижний коллектор 4 потолочного экрана. Из него по другому ряду потолочно-фронтальных труб 5 вода собирается в верхнем коллекторе 6 потолочного экрана, затем последовательно проходит через левый (со стороны фронта котла) боковой односветный экран 7, двухсветные экраны 8 и выходит в теплосеть из верхнего коллектора 9 правого бокового экрана. Топочные экраны выполнены в виде секций с опускным и подъемным движением воды.

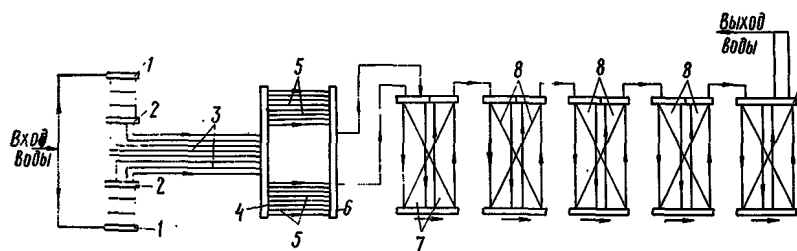


Рис. 4.2. Схема движения воды в котлах ТВГ-4 и ТВГ-8:

1 – нижние коллекторы конвективной поверхности; 2 – верхние коллекторы конвективной поверхности; 3 – средние трубы потолочного экрана; 4 – нижний коллектор потолочного экрана; 5 – крайние трубы потолочного экрана; 6 – верхний коллектор

потолочного экрана; 7 – левый боковой экран; 8 – двухсветные экраны; 9 – правый боковой экран

В настоящее время вместо котлов ТВГ выпускаются *газовые водогрейные котлы типа КВ-Г* теплопроизводительностью 4,65 и 7,56 МВт. Это прямоточные секционные котлы, работающие на газовом топливе. Котлы рассчитаны на подогрев воды от 70 до 150 °С с качественным регулированием отпусков тепла, т.е. с постоянным расходом воды через котел. Температура воды на входе в котел поддерживается постоянной, равной 70 °С на всех нагрузках.

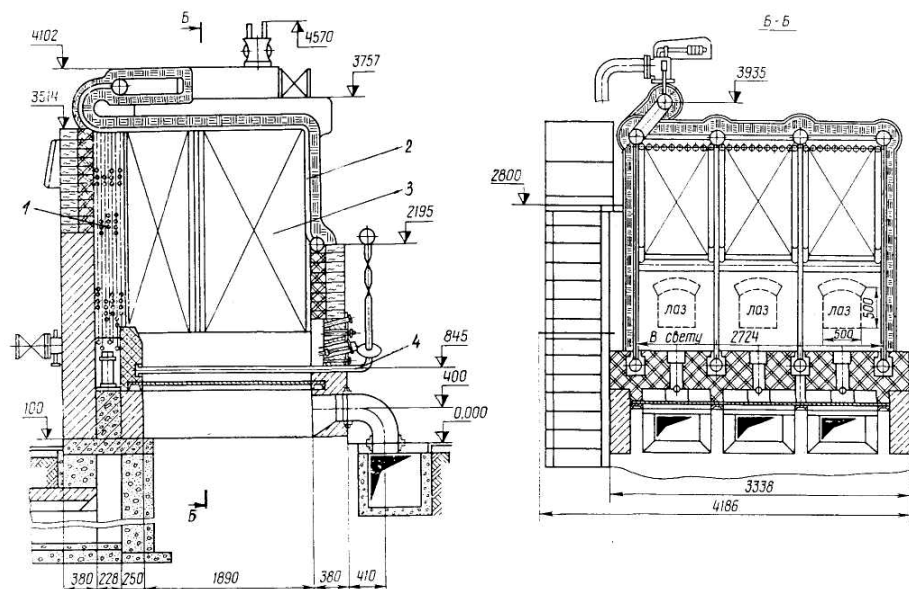


Рис. 4.3. Котел водогрейный КВ-Г-4-150:

1 – конвективная поверхность нагрева; 2 – потолочный экран; 3 – вертикальный топочный экран; 4 – подовая горелка

Котлы КВ-Г представляют собой трубную систему, скомпонованную в одном транспортабельном блоке. Трубная система состоит из радиационной и конвективной поверхностей нагрева (см. рис. 4.3).

Котлы имеют горизонтальную компоновку, единый поперечный профиль и различаются лишь глубиной топочной камеры и конвективной шахты. Радиационные поверхности нагрева котлов КВ-Г образуются левым и правым боковыми экранами, двумя двухсветными экранами и потолочным экраном. Расстояние между вертикальными топочными экранами составляет 906 мм. Каждый вертикальный топочный экран состоит из прямых труб  $\varnothing 51 \times 4$  мм, установленных с шагом 80 мм, и двух коллекторов (верхнего и нижнего)  $\varnothing 159 \times 6$  мм. Для заданного направления движения воды по топочным экранам верхние коллекторы имеют смещенную от центра глухую перегородку (15 и 23 трубы). Экраны котла соединены перепускными трубами  $\varnothing 102 \times 6$  мм.

Конвективная поверхность нагрева состоит из двух секций – правой и левой, в каждой по семь труб  $\varnothing 51 \times 4$  мм, сваренных одними концами в верхние, а другими – в нижние коллекторы, т.е. представляют собой нижние и боковые части поверхности нагрева. В боковые поверхности нагрева вварены четыре пакета, набранных из П-образных ширм, выполненных из труб  $\varnothing 28 \times 3$  мм. Для направления движения воды в змеевиках ширм в боковых трубах установлены глухие перегородки. Ширмы пакетов установлены параллельно фронту котла и расположены таким образом, что их трубы образуют шахматный пучок с шагами  $S_1 = 64$  мм и  $S_2 = 26$  мм. Для разделения конвективной шахты и топки крайние ширмы, обращенные в сторону топки, выполнены в виде газоплотной сварной панели приваркой проставок к змеевикам ширм.

В котлах КВ-Г используются три подовые горелки, которые размещены между секциями вертикальных топочных экранов. Горелка имеет два ряда отверстий диаметром 1,5 мм, расположенных в шахматном порядке.

При работе котлов использован принцип противотока. Обратная вода из тепловой сети поступает во входной коллектор конвективной поверхности нагрева. Из коллектора вода двумя потоками, вправо и влево, проходит по стоякам и змеевикам и попадает в выходные коллекторы (правый и левый).

Вода из этих коллекторов по перепускным трубам попадает в крайние задние коллекторы потолочного экрана, из которых по одиннадцати крайним трубам проходит по потолку, переходя во фронтальной экран и по нему в передний коллектор. В коллекторе потоки смешиваются и по одиннадцати средним трубам вода попадает в задний (средний) коллектор потолочного экрана. Из этого коллектора вода двумя перепускными трубами подается в заднюю часть верхнего коллектора левого топочного экрана. Затем по задним трубам вода опускается вниз и попадает в нижний коллектор. По нему вода проходит вперед и по передним трубам поднимается в переднюю часть верхнего коллектора.

Вода, двигаясь последовательно по всем экранам, нагревается и из задней части верхнего коллектора правого экрана поступает в выходной коллектор котла. Из коллектора вода поступает в тепловую сеть.

Технические характеристики котлов КВ-Г приведены в табл. 4.2.

Таблица 4.2

#### Технические характеристики котлов КВ-Г

Наименование	КВ-Г-4-150	КВ-Г-6,5-150
Теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	4,65 (4)	7,56 (6,5)
Давление воды, МПа:	0,8–1,4	0,8–1,4
Температура воды, °С:		
на входе в котел	70	70
на выходе из котла	150	150
Расход воды, т/ч	49,5	80,4
Расход газа, м³/ч	506,0	822,6
Температура отходящих газов за котлом, °С	140	140
Площадь поверхности нагрева, м²:	86,75	149,50
Объем топочной камеры, м³	12,67	18,90
Габаритные размеры, м:		
длина	4,200	5520
ширина	4,186	4186
высота	4,102	4102
Масса металлической части, т	3,818	6,045
КПД котла, %	92,2	92,2

Стальные прямоточные *водогрейные котлы КВ-ГМ* унифицированной серии выпускаются различных типоразмеров по теплопроизводительности. Котлы предназначены для установки на ТЭЦ, в производственно-отопительных и отопительных котельных, работающих на газообразном и жидком топливе.

Котлы *КВ-ГМ-4* и *КВ-ГМ-6,5* теплопроизводительностью, соответственно, 4,65 и 7,56 МВт рассчитаны на подогрев воды от 70 до 150 °С с качественным регулированием отпуска тепла.

Котлы имеют единый профиль и различаются размерами (глубиной) топочной камеры и конвективной шахты. Продольный разрез котла теплопроизводительностью 4,65 МВт изображен на рис. 4.3.

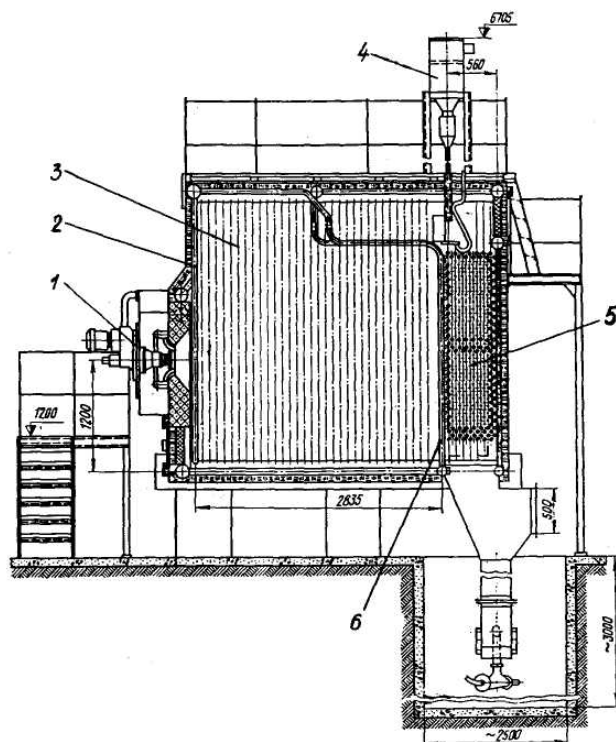


Рис. 4.18 - Котел водогрейный КВ-ГМ-4-150:

1 – горелка; 2 – фронтальный экран; 3 – боковой экран; 4 – дробевая очистка;  
5 – конвективная поверхность нагрева; 6 – задний экран

Для снижения скорости низкотемпературной сернистой коррозии при работе котлов на мазуте температура воды на выходе из котла должна поддерживаться постоянной, равной 150 °С на всех нагрузках.

При работе котлов на природном газе температура воды на входе в котел должна поддерживаться постоянной, равной 70 °С на всех нагрузках.

Котлы оборудованы одной ротационной газомазутной горелкой типа РГМГ соответствующей теплопроизводительности (РГМГ-4 и РГМГ-6,5). Диапазон регулирования нагрузки 20–100%. Давление мазута перед форсункой 0,2 МПа. Давление газа перед горелкой 0,03 МПа. Коэффициент избытка воздуха при работе на мазуте  $\alpha = 1,1$  и на газе  $\alpha = 1,05$ .

Топочная камера котлов, как и конвективная шахта, полностью экранирована мембранными панелями, сваренными из труб  $\varnothing 51 \times 4$  мм с шагом 80 мм и проставок шириной 30 мм с толщиной 4 мм. Мембранные панели обеспечивают газоплотность котла. Трубы заднего экрана топки в верхней части разведены в фестон с шагами  $S_1 = S_2 = 160$  мм.

Конвективная поверхность нагрева состоит из двух пакетов. Каждый пакет набирается из П-образных ширм, выполненных из труб  $\varnothing 28 \times 3$  мм. Ширмы пакетов установлены параллельно фронту котла и расположены таким образом, что их трубы образуют шахматный пучок с шагами  $S_1 = 80$  мм и  $S_2 = 26$  мм. Число параллельных змеевиков в каждой ширме – 9. Трубы боковых стен конвективной шахты являются одновременно стойками конвективных ширм.

Трубы боковых экранов котла вварены в коллекторы  $\varnothing 219 \times 8$  мм. Трубы фронтального, подового, потолочного и заднего экранов топки, а также трубы потолочного и заднего экранов конвективной шахты вварены в коллекторы  $\varnothing 159 \times 6$  мм. Внутри коллекторов помещены глухие перегородки, посредством которых создается направленное движение воды со скоростью, обеспечивающей надежную работу котла.



При работе котла на мазуте использован принцип прямотока, т.е. вода сначала подается в радиационные поверхности топочных экранов, а затем в конвективные поверхности нагрева. При работе котлов на газе использован принцип противотока, т.е. вода сначала подается в конвективные поверхности нагрева, а затем в радиационные поверхности топочных экранов.

Таблица 1.2

**Технические характеристики котлов КВ-ГМ-4 и КВ-ГМ-6,5**

Наименование	КВ-ГМ-4	КВ-ГМ-6,5
Теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	4,65 (4)	7,56 (6,5)
Давление воды, МПа	1,0–2,5	1,0–2,5
Температура воды, °С: на входе в котел на выходе из котла	70 150	70 150
Расход воды, т/ч	49,5	80,4
Расход топлива: газа, м <sup>3</sup> /ч мазута, кг/ч	494 478	797 774
Температура уходящих газов (газ/мазут), °С	135/215	130/220
Площадь поверхности нагрева, м <sup>2</sup> : радиационная конвективная	38,6 88,7	49,0 150,4
Объем топочной камеры, м <sup>3</sup>	16,2	22,5
Габаритные размеры, м: длина ширина высота	6,415 3,510 6,705	7,855 3,510 6,705
Масса в объеме поставки, т	8,055	10,937
КПД котла, %: на газе на мазуте	93,9 90,4	94,1 90,2

Продукты сгорания поступают в верхнюю часть топки, откуда, пройдя фестон, попадают в конвективную часть, проходят ее сверху вниз и удаляются из котла.

Техническая характеристика котлов типов КВ-ГМ-4 и КВ-ГМ-6,5 приведена в табл. 4.2.

Котлы *КВ-ГМ-10-150*, *КВ-ГМ-20-150* и *КВ-ГМ-30-150* (рис. 4.4) обеспечивают подогрев воды до 150 °С с разностью температур воды на входе и выходе, равной 80 °С, работают с постоянным расходом воды на всех нагрузках.

Котлы являются прямоточными, имеют единый профиль в разрезе и различаются только глубиной топки и конвективного газохода.

Топки котлов оборудованы установленной на фронтальной стенке одной газомазутной горелкой с ротационной форсункой типа РГМГ, теплопроизводительностью соответственно 11,63; 23,26 и 34,89 МВт.

Диапазон регулирования нагрузки котлов 20–100% от номинальной теплопроизводительности.

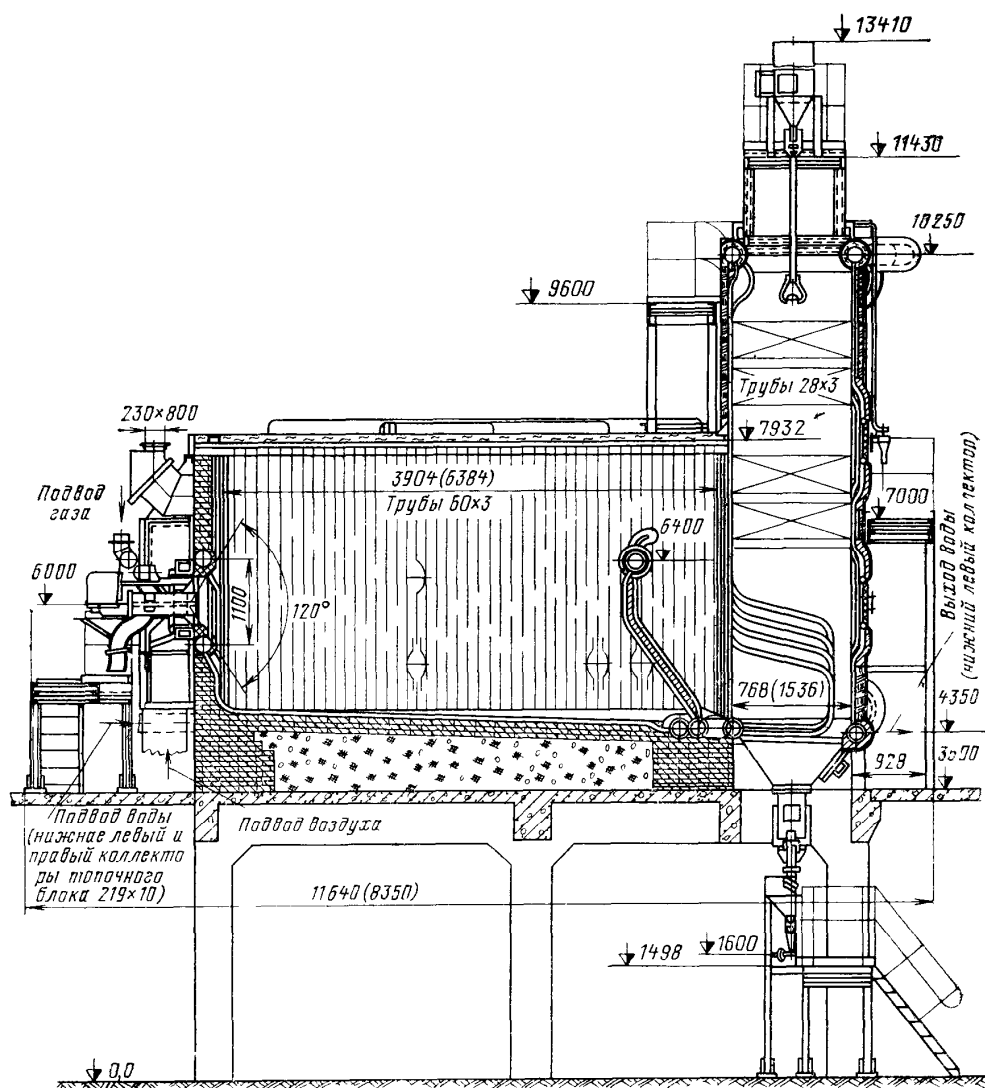


Рис. 4.4. Водогрейные котлы KB-ГМ-10-150 и KB-ГМ-20-150.  
Размеры в скобках – для котла KB-ГМ-20

Топка полностью экранирована трубами  $\varnothing 60 \times 3$  мм с шагом  $S = 64$  мм и разделена промежуточным двухрядным поворотным экраном, выполненным из труб  $\varnothing 60 \times 3$  мм с шагами  $S_1 = 128$  мм и  $S_2 = 182$  мм, на камеру горения и камеру дожигания.

Пакеты конвективных поверхностей нагрева расположены в вертикальном газоходе с полностью экранированными стенками. Задняя и передняя стены выполнены из труб  $\varnothing 60 \times 3$  мм с шагом  $S = 64$  мм. Боковые стены экранированы трубами  $\varnothing 83 \times 3,5$  мм с шагом  $S = 128$  мм, являющимися коллекторами для П-образных ширм конвективных пакетов, выполненных из труб  $\varnothing 28 \times 3$  мм. Ширмы пакетов расположены параллельно фронту котла и установлены таким образом, что из трубы образуют шахматный пучок с шагами  $S_1 = 64$  мм и  $S_2 = 40$  мм.

При работе на мазуте котлы по воде должны включаться по прямоточной схеме, вода подводится в поверхности нагрева топочного блока, а отводится – из конвективных поверхностей нагрева. При работе только на газообразном топливе включение котлов по воде выполняется по противоточной схеме, вода подводится в конвективные поверхности нагрева, а отводится из поверхностей нагрева топочного блока.

Таблица 4.3

**Техническая характеристика котлов КВ-ГМ-10, КВ-ГМ-20 и КВ-ГМ-30**

Наименование	КВ-ГМ-10	КВ-ГМ-20	КВ-ГМ-30
Теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	11,63 (10)	23,26 (20)	34,89 (30)
Давление воды, МПа: расчетное изб. минимальное на выходе абс.	2,5 1,03	2,5 1,03	2,5 1,03
Температура воды, °С: на входе, не менее на выходе на мазуте, не менее на выходе на газе, не более	70 150 150	70 150 150	70 150 150
Расход воды, т/ч	123,5	247,0	370,0
Расход топлива: газа, м <sup>3</sup> /ч мазута, кг/ч	1290 1220	2580 2450	3860 3680
Температура уходящих газов (газ/мазут), °С	185/230	190/242	195/250
Площадь поверхности нагрева, м <sup>2</sup> : радиационная конвективная	73,6 221,6	106,6 406,5	126,9 592,6
Объем топочной камеры, м <sup>3</sup>	38,3	61,2	77,6
Габаритные размеры, м: длина ширина высота	6,500 3,200 7,300	9,700 3,200 7,300	11,800 3,200 7,300
Масса в объеме поставки, т	18,400	28,300	32,400
КПД котла, %: на газе на мазуте	92,0 88,0	89,0 87,0	89,7 87,7

Продукты горения из топки проходят в камеру догорания, откуда через фестон – в конвективную шахту и из нее через отверстие в верхней части покидают котел.

Техническая характеристика котлов типов КВ-ГМ-10-150, КВ-ГМ-20-150 и КВ-ГМ-30-150 приведена в табл. 3.13.

Котлы *КВ-ГМ-50-150* и *КВ-ГМ-100-150* (рис. 4.5) выполнены водотрубными, прямоточными с П-образной сомкнутой компоновкой поверхностей нагрева.

Котлы предназначены для получения горячей воды с температурой 150 °С в отдельно стоящих котельных для использования в системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения объектов промышленного и бытового назначения и на ТЭЦ в качестве пиково-резервных источников тепла. Котлы используются для работы как в основном режиме, так и в пиковом (для подогрева сетевой воды соответственно от 70 до 150 °С и от 110 до 150 °С). Котлы должны работать с постоянным расходом воды.

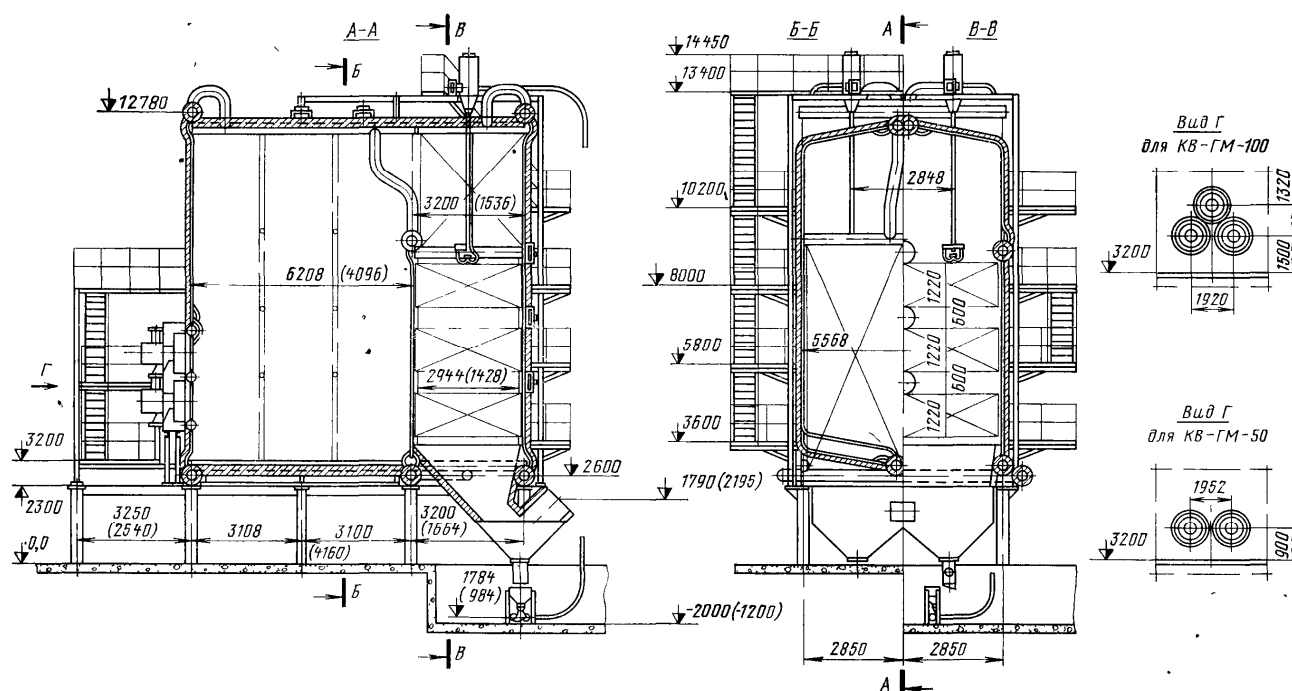


Рис. 4.5. Водогрейные котлы KB-ГМ-50 и KB-ГМ-100.  
Размеры в скобках – для котла KB-ГМ-50

Топки котлов оборудованы газомазутными горелками с ротационными форсунками типа РГМГ-20 (две горелки на котле KB-ГМ-50-150) и РГМГ-30 (три горелки на котле KB-ГМ-100-150) теплопроизводительностью соответственно 23,26 и 34,89 МВт. Горелки допускают форсировку: РГМГ-20 до 29,1 МВт и РГМГ-30 до 38,8 МВт.

На фронтальной стене топки котла KB-ГМ-50-150 в один ярус установлены две горелки типа РГМГ-20, а на фронтальной стене топки котла KB-ГМ-100-150 треугольником три горелки типа РГМГ-30. Диапазон регулирования нагрузки котлов 20–100% от номинальной теплопроизводительности.

Топка и задняя стена конвективного газохода полностью экранированы трубами  $\varnothing 60 \times 3$  мм с шагом  $S = 64$  мм.

Таблица 1.4

#### Технические характеристики котлов KB-ГМ-50 и KB-ГМ-100

Наименование	KB-ГМ-50	KB-ГМ-100
Теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	58,2 (50)	116,3 (100)
Давление воды, МПа:		
расчетное изб.	2,5	2,5
минимальное на выходе абс.	1,03	1,03
Температура воды, °С:		
на входе:		
в пиковом режиме	110	110
в основном режиме, не менее	70	70
на выходе на мазуте, не менее	150	150
на выходе на газе, не более	150	150
Расход воды, т/ч, не менее:		
в пиковом режиме	1230	2460
в основном режиме	618	1235
Расход топлива:		
газа, м <sup>3</sup> /ч	6260	12520
мазута, кг/ч	5750	11550

Температура уходящих газов (газ/мазут), °С	142/180	138/180
Площадь поверхности нагрева, м <sup>2</sup> :		
радиационная	245	325
конвективная	1223	2385
Объем топочной камеры, м <sup>3</sup>	251	388
Габаритные размеры, м:		
длина	18,000	18,000
ширина	12,000	18,000
высота	15,000	15,000
Масса в объеме поставки, т	85,0	127,0
КПД котла, %:		
на газе	92,6	92,7
на мазуте	91,1	91,3

Конвективная поверхность нагрева котлов состоит из трех пакетов, расположены в вертикальном газоходе. Каждый пакет набирается из П-образных ширм, выполненных из труб  $\varnothing 28 \times 3$  мм. Ширмы пакетов расположены параллельно фронту котла и установлены таким образом, что из трубы образуют шахматный пучок с шагами  $S_1 = 64$  мм и  $S_2 = 40$  мм. Боковые стены конвективного вертикального газохода закрыты трубами  $\varnothing 83 \times 3,5$  мм с шагом  $S = 128$  мм, являющимися коллекторами для П-образных ширм конвективных пакетов.

Котлы полностью унифицированы между собой и отличаются только глубиной топочной камеры и конвективного газохода.

При работе на мазуте котлы по воде должны включаться по прямоточной схеме (подвод воды осуществляется в поверхности нагрева топочной камеры, а отвод воды – из конвективных поверхностей нагрева). При работе только на газообразном топливе включение котлов по воде выполняется по противоточной схеме (подвод вода – в конвективные поверхности нагрева, а отвод воды – из поверхностей нагрева топочной камеры).

Продукты горения выходят из топки через проход между задним экраном и потолком топочной камеры и движутся сверху вниз через конвективную шахту.

Техническая характеристика котлов типов КВ-ГМ-50-150, КВ-ГМ-100-150 приведена в табл. 4.4.

*Водогрейные котлы типа ПТВМ* предназначены для работы на газообразном (основное) и жидком (для кратковременной работы) топливе. Эти котлы имеют башенную компоновку, т.е. конвективные поверхности нагрева располагаются непосредственно над топочной камерой, выполненной в виде прямоугольной шахты. Топочная камера котлов полностью экранирована трубами  $\varnothing 60 \times 3$  мм, расположенными с относительным шагом  $S/d = 1,07$ . Топка котлов типа ПТВМ-180 помимо фронтального, заднего и двух боковых экранов имеет два ряда двухсветных экранов, которыми она разделяется на три сообщающиеся камеры.

Конвективные поверхности нагрева котлов типа ПТВМ различной теплопроизводительности однотипны и отличаются только длиной П-образных змеевиков и числом параллельных змеевиков, составляющих одну секцию. Змеевики выполнены из труб  $\varnothing 28 \times 3$  мм. Поперечный шаг труб равен  $S_1 = 64$  мм, а продольный –  $S_2 = 33$  мм. Трубы располагаются горизонтально, в шахматном порядке и омываются перпендикулярно к ним направленным газовым потоком.

Принципиальной особенностью котлов башенной компоновки является применение большого числа сравнительно мелких горелок с подводом воздуха от индивидуальных дутьевых вентиляторов. В качестве горелочных устройств на котлах типа ПТВМ используются газомазутные горелки с периферийным подводом газа и механическим распыливанием мазута. Число устанавливаемых горелок в зависимости от

теплопроизводительности котла различно, но располагаются они во всех типоразмерах на двух противоположных сторонах поровну. Регулирование тепловой производительности котлов осуществляется изменением числа работающих горелок без изменения режима остальных при постоянном расходе воды и переменном температурном перепаде. Котлы работают на естественной тяге, и каждый котел имеет собственную дымовую трубу, высота которой от уровня земли должна быть не менее 55 м; как правило, трубы располагаются непосредственно над котлами и крепятся к их каркасу.

На рис. 4.6 показан котел ПТВМ-50. Газовые горелки размещаются на боковых стенах, поэтому трубы боковых экранов в местах установки горелок разведены. Фронтной и задней экраны выполнены одинаково. Конвективные поверхности размещены по высоте в два ряда.

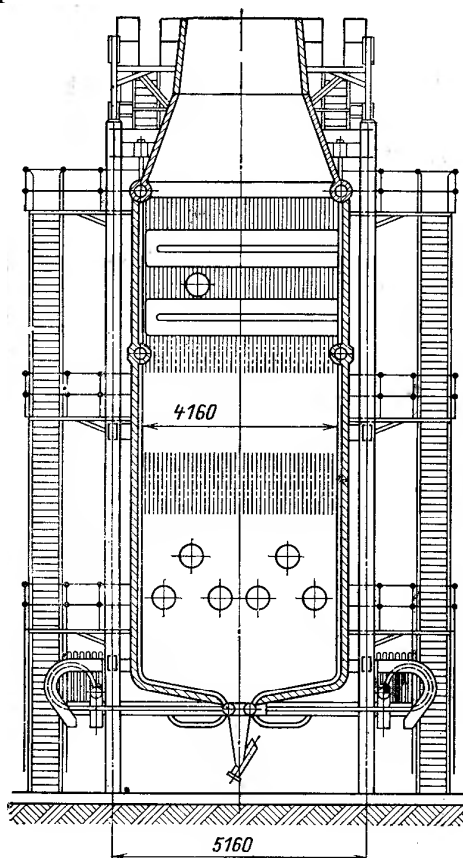


Рис. 3.21. Общий вид башенного котла ПТВМ-50

Таблица 1.5

**Техническая характеристика котлов ПТВМ-50, ПТВМ-100 и ПТВМ-180**

Наименование	ПТВМ-50	ПТВМ-100	ПТВМ-180
Теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	58,20 (50)	116,30 (100)	209,34 (180)
Избыточное давление воды, МПа:			
расчетное	2,5	2,5	2,5
минимальное на выходе	0,8	0,8	0,8
Температура воды, °С:			
на входе в котел:			
в основном режиме	70	70	—
в пиковом режиме	104	104	104
на выходе из котла	150	150	150
Расход воды, т/ч:			
в основном режиме	625	1250	—
в пиковом режиме	1200	2140	3680
Расход топлива:			

газа, м <sup>3</sup> /ч	6720	14100	25300
мазута, кг/ч	6340	12800	22300
Температура уходящих газов (газ/мазут), °С	180/190	185/230	182/223
Площадь поверхности нагрева, м <sup>2</sup> :			
радиационная	138	224	479
конвективная	1110	2960	5500
Объем топочной камеры, м <sup>3</sup>	124,5	245,0	461,0
Количество газомазутных горелок, шт.	12	16	20
Габаритные размеры, м:			
длина	9,200	11,200	16,700
ширина	8,680	10,620	11,850
высота	12,540	14,600	15,600
Масса в объеме поставки, т	83,5	209,6	286,0
КПД котла, %:			
на газе	89,6	88,6	88,8
на мазуте	87,8	86,8	87,3

Циркуляционная схема котлов четырехходовая для основного режима и двухходовая для пикового. В основном режиме вода подается в нижний коллектор фронтального экрана, откуда по экранным трубам поднимается в верхний коллектор фронтального экрана. Из верхнего коллектора фронтального экрана вода попадает конвективный пучок. Из верхнего коллектора конвективного пучка вода перетекает в верхние коллекторы боковых экранов. В боковых экранах вода опускается по части труб, расположенных ближе к фронту котла, в нижние коллекторы, а затем по части труб, расположенных в задней части котла, возвращается в верхние коллекторы. Для обеспечения такого характера движения воды верхние коллекторы боковых экранов разделены на две части глушками. Из задней части верхних коллекторов боковых экранов вода перетекает в верхний коллектор конвективного пучка и, пройдя последовательно по трубам конвективного пучка и трубам заднего экрана, отводится в тепловую сеть из нижнего коллектора заднего экрана. В пиковом режиме вода подводится в нижние коллекторы фронтального и заднего экранов, поднимается по экранным трубам и трубам конвективного пучка, опускается по трубам боковых экранов и отводится в тепловую сеть из нижних коллекторов боковых экранов.

Конструкция котлов допускает полуоткрытую установку в районах со средней температурой воздуха самой холодной пятидневки до –30 °С при размещении в закрытом помещении горелочных устройств, дутьевых вентиляторов и арматуры.

## **2.4 Лабораторная работа №4 ( 2 часа).**

**Тема: «Исследование и принцип работы газовых горелок»**

**2.4.1 Цель работы:** изучить конструкции и принцип работы газовых горелок, а так же подробно ознакомиться со всеми узлами и агрегатами входящих в них.

### **2.4.2 Задачи работы:**

1. Ознакомиться и оформить лабораторную работу.
2. Разобраться с устройством, работой и характеристиками газовых горелок.
3. Защитить лабораторную работу.

### **2.4.3 Перечень приборов, материалов, используемых в лабораторной работе:**

1. Горелка отопительного котла марки «CeRAC»

## 2.4.4 Описание (ход) работы:

### Горелочные устройства

В зависимости от вида сжигаемого топлива различают множество конструкций горелочных устройств.

1. При сжигании твердого пылевидного топлива применяют горелки смешивающего типа (рис. 5.1).

В амбразуре топочной камеры устанавливают улитку, в которой пылевоздушная смесь ПВС (пылевидное топливо с первичным воздухом) закручивается и по кольцевому каналу транспортируется к выходу горелки, откуда ПВС поступает в топку в виде закрученного короткого факела. Вторичный воздух, через другую аналогичную улитку, подается в топку со скоростью 18...30 м/с в виде мощного закрученного потока, где интенсивно перемешивается с пылевоздушной смесью, образуя факел горения. Производительность горелок – 2...9 т/ч угольной пыли.

2. При сжигании мазута применяют форсунки и мазутные горелки: механические, ротационные и паровоздушные (паромеханические). Любая мазутная форсунка должна иметь устройство для хорошего перемешивания топлива с воздухом, что достигается использованием разного вида завихряющих приспособлений – регистров. Комплект мазутной форсунки с воздушным регистром и другими вспомогательными приспособлениями называется *мазутной горелкой*.

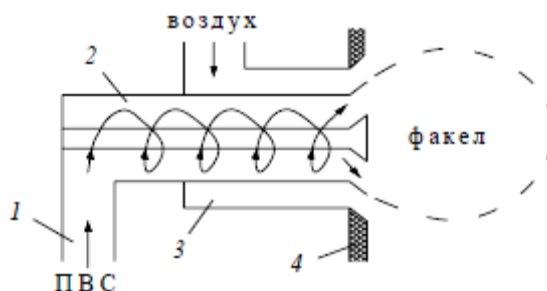


Рисунок 5.1 - Принципиальная схема горелки для сжигания пылевидного твердого топлива:

1 – канал подачи ПВС; 2 – кольцевой канал; 3 – канал вторичного воздуха;  
4 – обмуровка

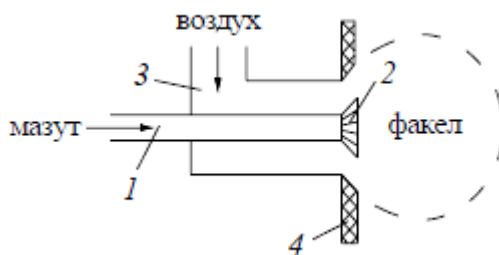


Рисунок 5.2 - Принципиальная схема механической форсунки:

1 – канал подачи мазута; 2 – распыливающая головка; 3 – канал подачи воздуха;  
4 – обмуровка

*Механическая форсунка.* Принципиальная схема форсунки приведена на рисунке 5.2. Подогретый примерно до 100 °С мазут под давлением 2...4 МПа поступает в канал, перемещается в насадок (распыливающую головку), где установлен завихритель-распылитель. В результате прямолинейное движение мазута изменяется на вращательное, и мазут с большой скоростью (45...50 м/с) и сильным завихрением выбрасывается в топочную камеру. В топке мазут взаимодействует с воздушной средой и распыляется на мелкие капли.

Достоинства: не нужен пар, нет движущихся частей.



Недостатки: необходима двойная очистка мазута (грубая и тонкая); требуются мощные нефтенасосы; образование нагара; малый диапазон регулирования (60...100 %). Расход мазута – 0,2...4 т/ч.

*Ротационная форсунка.* Принципиальная схема форсунки приведена на рисунке 5.3. Топливо подается через канал и сопло на вращающуюся чашу (стакан), дробится и сбрасывается в топочную камеру. Давление топлива (мазута) составляет 0,15...1 МПа, а чаша вращается со скоростью 1500...4500 об/мин. Воздух поступает вокруг чаши через конус, охватывает вращающийся поток капель и перемешивается с ним. Расход мазута – 0,1...3,4 т/ч.

Достоинства: не требуются мощные нефтяные насосы и тонкая очистка мазута от примесей; широкий диапазон регулирования (15...100 %).

Недостатки: сложная конструкция и повышенный уровень шума.

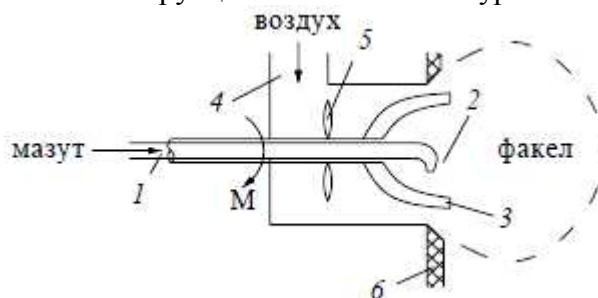


Рисунок 5.3 - Принципиальная схема ротационной форсунки:

1 – канал подачи мазута; 2 – сопло; 3 – стакан;

4 – канал подачи воздуха; 5 – вентилятор; 6 – обмуровка

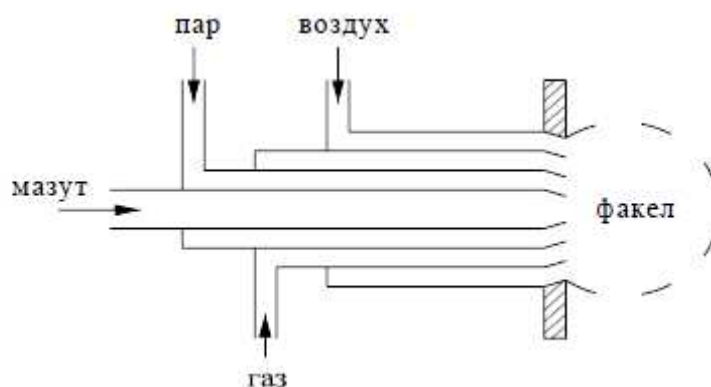


Рисунок 5.4 - Принципиальная схема паровоздушной форсунки

*Паровоздушная или паромеханическая форсунка.* Принципиальная схема форсунки приведена на рисунок 5.4.

Топливо подается в канал, по внешней поверхности которого поступает пар (давлением 0,5...2,5 МПа) или сжатый воздух. Пар выходит из канала со скоростью до 1000 м/с и распыляет топливо (мазут) на мельчайшие частички. Природный газ также поступает по каналу в топку. Воздух нагнетается в топку вентилятором через амбразуру.

3. Газовые горелки. Газогорелочные устройства (горелки) предназначены для подачи к месту горения (в топку) газовоздушной смеси или отдельно газа и воздуха, устойчивого сжигания и регулирования процесса горения. Основной характеристикой является *тепловая мощность горелки*, т.е. количество теплоты, выделяемое при полном сжигании газа, поданного через горелку, и определяется произведением расхода газа на его низшую теплоту сгорания.

Основные параметры горелок: номинальная тепловая мощность, номинальное давление газа (воздуха) перед горелкой, номинальная относительная длина факела,

коэффициенты предельного и рабочего регулирования горелки по тепловой мощности, удельная металлоемкость, давление в камере сгорания, шумовая характеристика.

Существуют три основных метода сжигания газа.

1) *Диффузионный* – в топку газ и воздух в необходимых количествах подают раздельно, а смешение происходит в топке.

2) *Кинетический* – в горелку подают полностью подготовленную газовоздушную смесь с избыточным количеством воздуха. Воздух смешивается с газом в смесителях, и смесь быстро сгорает в коротком слабосветящемся пламени при обязательном наличии стабилизатора горения.

3) *Смешанный* – в горелку подают хорошо подготовленную смесь газа с воздухом, содержащую только часть (30...70 %) воздуха, необходимого для горения. Этот воздух называют первичным. Остальной (вторичный) воздух поступает к факелу (устью горелки) путем диффузии. К этой же группе относят горелки, у которых газовоздушная смесь содержит весь воздух, необходимый для горения, и смешение происходит и в горелке, и в самом факеле.

Наличие устойчивого пламени является важнейшим условием надежной и безопасной работы котельного агрегата. При неустойчивом горении пламя может проскочить внутрь горелки или оторваться от нее, что приведет к загазованности топки и газоходов и взрыву газовоздушной смеси при последующем повторном розжиге. Скорость распространения пламени для различных газов неодинакова: наибольшая 2,1 м/с – для смеси водорода с воздухом, а наименьшая 0,37 м/с – для смеси метана с воздухом. Если скорость газовоздушного потока окажется меньше скорости распространения пламени, происходит *проскок пламени* в горелке, а если больше – *отрыв пламени*.

По способу подачи воздуха для горения различают следующие конструкции горелок.

1. Горелки с поступлением воздуха к месту горения за счет разрежения в топке, создаваемого дымовой трубой или дымососом, или конвекции. Смешение газа с воздухом происходит не в горелке, а за ней, в амбразуре или топке, одновременно с процессом горения. Такие горелки называют *диффузионными*, они равномерно прогревают всю топку, имеют простую конструкцию, работают бесшумно, факел устойчив по отношению к отрыву, проскок пламени невозможен.

2. Горелки с инъекцией воздуха газом, или *инжекционные*. Принципиальная схема инжекционной горелки приведена на рисунке 5.5.

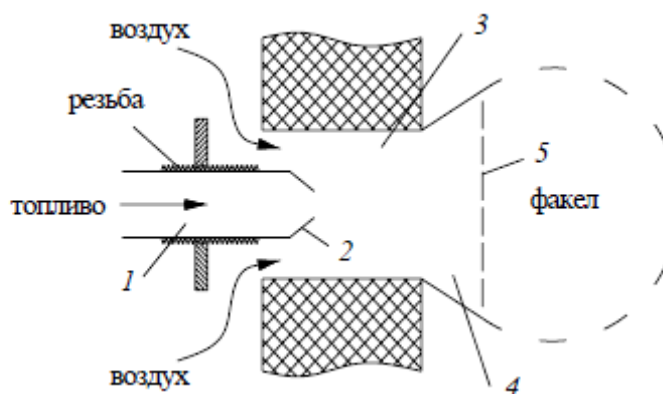


Рисунок 5.5 - Принципиальная схема инжекционной горелки:

1 – канал подачи газа; 2 – сопло; 3 – камера смешения;

4 – диффузор; 5 – рассекающий факел

Струя газа, поступающего из газопровода под давлением, выбрасывается из одного или нескольких сопел с большой скоростью, в результате скорость потока увеличивается, а давление в камере смешения снижается.

За счет разрежения в камере наружный воздух подсасывается (инжектируется) в горелку и при движении по камере смешивается с газом. Объемный расход инжектируемого воздуха регулируется положением кольца, которое вращается на резьбе, уменьшая или увеличивая при этом сечение между кольцом и обмуровкой. Смесь газа и воздуха проходит камеру смешения и поступает в его расширяющуюся часть – диффузор, где скорость смеси снижается, а давление при этом возрастает, после чего газозвдушная смесь проходит через распределительную решетку – рассекатель, или поступает в коллектор с огневыми отверстиями и попадает в топку, где сгорает в виде маленьких голубовато-фиолетовых факелов.

3. Горелки с инжекцией газа воздухом. В них для инжекции газа используется энергия струй сжатого воздуха, создаваемого вентилятором, а давление газа перед горелкой поддерживается постоянным с помощью специального регулятора. Достоинства: подача газа в смеситель возможна со скоростью, близкой к скорости воздуха; возможность использования холодного или нагретого воздуха с переменным давлением. Недостаток: использование регуляторов.

4. Горелки с принудительной подачей воздуха без предварительной подготовки газозвдушной среды. Смешение газа с воздухом происходит в процессе горения (т.е. вне горелки), и длина факела определяет путь, на котором это смешение заканчивается. Для укорочения факела газ подают в виде струек, направленных под углом к потоку воздуха, осуществляют закручивание потока воздуха, увеличивают разницу в давлениях газа и воздуха и т.п. По методу подготовки смеси, данные горелки являются диффузионными (проскок пламени невозможен), они применяются как резервные при переводе одного топлива на другое в котлах ДКВР, в виде подовых и вертикально-щелевых.

5. Горелки с принудительной подачей воздуха и предварительной подготовкой газозвдушной смеси, или *газозмазутные горелки*. Они имеют наибольшее распространение и обеспечивают заранее заданное количество смеси до выхода в топку. Газ подается через ряд щелей или отверстий, оси которых направлены под углом к потоку воздуха. Для интенсификации процесса смесеобразования и горения топлива воздух к месту смешения с газом подают закрученным потоком, для чего используют: лопаточные аппараты с постоянным или регулируемым углом установки лопаток, улиточную форму корпуса горелки, тангенциальную подачу или тангенциальные лопаточные закручиватели.

### 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 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  $d \geq 50$  мм.

Для топок, работающих с разрежением до  $8 \text{ кгс/м}^2$  (мм вод. ст.), применяется однофакельный запальник среднего или низкого давления. Он представляет собой горелку с частичной инжекцией воздуха. Газ выходит из сопла, подсасывая воздух через отверстия в корпусе инжектора, образующаяся газозвдушная 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 газозоудшную 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 газозоудшную 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 газозоудшной смеси (90 %) поступает из смесителя к устью запальника, а оуальная 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.

Также применяются электрозапальник ЭЗ или запально-контрольная горелка типа ЗК-Н.

### **Газомазутные горелки**

В настоящее время на водотрубных котлах (ДЕ, ДКВР) и водогрейных агрегатах (КВ-ГМ) устанавливаются Р газомазутные горелки различных конструкций, удовлетворяющие требованиям экономичной и безопасной эксплуатации. Главным при этом является обеспечение примерно равного качества сжигания и длины факела на обоих видах топлива (природном газе и мазуте).

Газомазутные горелки представляют собой комплекс из газовой горелки и мазутной форсунки и в зависимости от конструкции предназначены для раздельного или совместного сжигания газового и жидкого топлива.

Для установки горелки во фронтальной стенке (обмуровке) котла выполняют амбразуру.

В теплогенераторах ДКВР наибольшее распространение получили короткофакельные газомазутные горелки ГМГ и их модернизированный вариант ГМГм, установка которых показана на рис. 5.6.

Горелка ГМГм отличается от ГМГ устройством газового насадка, имеющего два ряда газовыпускных отверстий, направленных под углом 90° друг к другу, которые закручивают поток первичного и вторичного воздуха, что обеспечивает снижение коэффициента избытка воздуха до 1,05, повышение КПД котла на 1 %, а также улучшает его эксплуатационные показатели.

Площадь сечения трубопровода вторичного воздуха должна быть в 1,5...2 раза больше площади сечения патрубка первичного воздуха горелки.

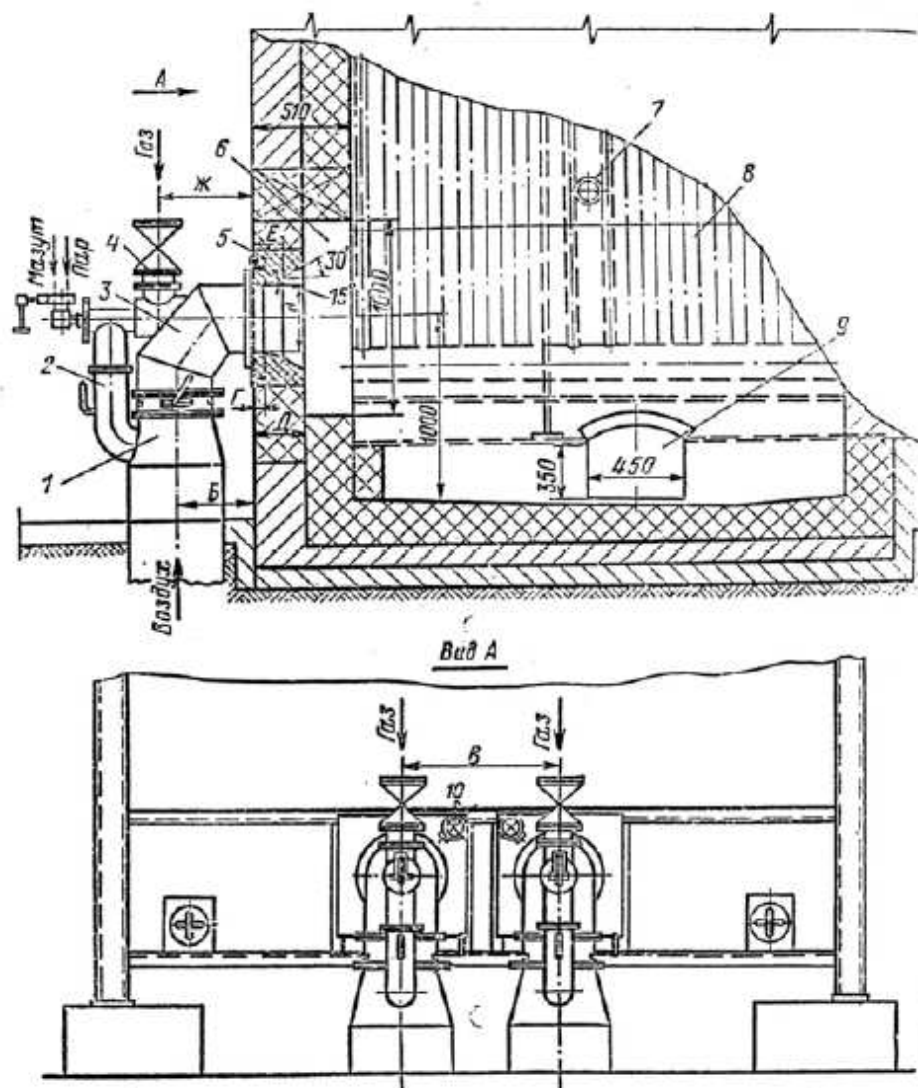


Рисунок 5.6 - Схема установки газомазутных горелок ГМГ на котлах ДКВР:

- 1, 2 – воздуховоды вторичного и первичного воздуха; 3 – горелка;
- 4 – газопровод; 5 – конический туннель; 6 – амбразура;
- 7 – смотровой лючок (гляделка); 8 – футеровка; 9 – лаз;
- 10 – запальное защитное устройство (ЗЗУ)

При установке на котле несколько горелок их производительность регулируют изменением тепловой мощности всех горелок одновременно, так как включение или отключение части горелок приводит к их перегреву и выходу из строя оставшихся в работе. Регулирование тепловой мощности производится изменением расхода топлива и количеством соответственно вторичного воздуха (шибер первичного воздуха открыт полностью).

Устройство горелки ГМГм приведено на рис. 5.7, а. Газомазутная горелка ГМГм состоит из газозвушной части 1, паро-механической форсунки 6, лопаточных завихрителей первичного 5 и вторичного 2 воздуха, монтажной плиты 3 со стаканом 7 для установки запально-защитного устройства и заглушки для закрывания форсуночного канала при снятии форсунки. Закрутка воздуха в горелке обоими регистрами производится в одну сторону (правого или левого вращения в зависимости от компоновки завихрителя). В качестве стабилизатора пламени используется конический керамический туннель 4.

Зажигание горелки производят при закрытых воздушных шиберх: плавно открывают запорное устройство на газопроводе, после воспламенения газа – шибер

первичного воздуха, а затем с помощью шиберов вторичного воздуха и регулирующего устройства на газопроводе устанавливают заданный режим. Во избежание отрыва факела при пуске тепловая мощность горелки не должна превышать 25...50 % от номинальной мощности, а давление газа должно быть больше давления вторичного воздуха. При работе горелки на газе мазутную форсунку удаляют из топki, а торцевое отверстие канала закрывают заглушкой.

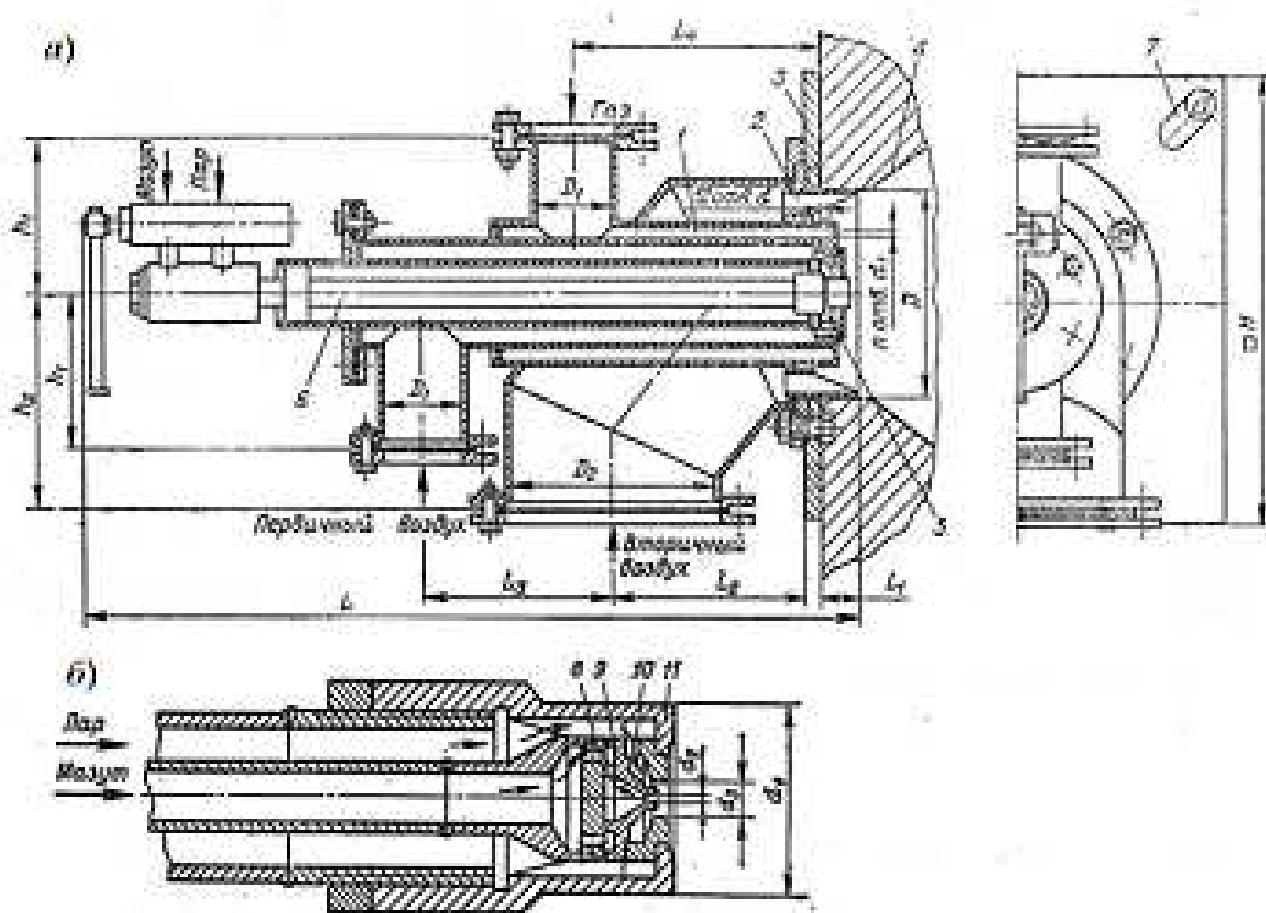


Рисунок 5.7 - Устройство газомазутной горелки ГМГм:

а – горелка в сборе; б – мазутная форсунка в отдельности;

1 – канал подачи газа и первичного воздуха; 2 – лопаточный завихритель вторичного воздуха; 3 – монтажная плита; 4 – конический керамический туннель (амбразура); 5 – лопаточный завихритель первичного воздуха; 6 – паромеханическая форсунка; 7 – стакан на монтажной плите для установки запального защитного устройства (ЗЗУ); 8 – шайба распределительная с отверстиями; 9, 10 – завихрители топливный и паровой.

Устройство мазутной форсунки ГМГм приведено на рис. 5.7, б. Мазут под давлением 1,25...2 МПа по внутренней трубе форсунки подводится к распыливающей головке, где последовательно установлены: шайба распределительная 8 с отверстиями (от одного до двенадцати), а также завихрители – топливный 9 и паровой 10, имеющие по три тангенциальных канала. Шайба и завихрители крепятся с помощью накидной гайки 11. Мазут проходит через отверстия распределительной шайбы, далее по тангенциальным каналам попадает в камеру завихрения и, выходя через сопловое отверстие, распыляется за счет центробежных сил. При снижении тепловой мощности до 70 % от номинальной по наружной трубе форсунки подается пар, который через каналы накидной гайки проходит к каналам парового завихрителя и, выходя закрученным потоком, участвует в процессе распыливания мазута.

При переходе с газового топлива на жидкое (мазут) в форсунку предварительно подают пар, затем мазут под давлением 0,2...0,5 МПа. После его воспламенения отключают газ и регулируют режим. Для перехода с жидкого топлива на газовое снижают давление мазута до 0,2...0,5 МПа и постепенно подают газ. После воспламенения газа прекращают подачу мазута и устанавливают заданный режим.

Перед розжигом горелки на мазуте следует проверить положение мазутной форсунки и продуть ее паром. Первоначально розжиг рекомендуется производить на газе или легком топливе (дизельное топливо, керосин).

При их отсутствии растопку производят дровами с последующим переходом на мазут. При работе горелок на мазуте в пределах 70...100 % от номинальной тепловой мощности, достаточно механического распыления мазута, а на более низких нагрузках (менее 70 %) для распыления применяют пар под давлением 0,15...0,2 МПа. Расход пара около 0,3 кг на 1 кг мазута. Для распыления не рекомендуется использовать пар с высокой влажностью (увеличение влажности снижает качество распыления) и пар с температурой более 200 °С (возрастает опасность коксования распылителей).

Горелку ГМГм выключают плавным, пропорциональным уменьшением подачи топлива и вторичного воздуха. После полного прекращения подачи топлива воздух должен поступать в горелку для охлаждения 10...12 минут. После этого полностью закрывают шибер вторичного, а затем первичного воздуха и вынимают форсунку из горелки для того, чтобы в топке не образовалась газозоодушная, огнеопаасная смесь.

Уменьшение угла раскрытия туннеля, неправильная установка или заорение форсунки при сжигании мазута способствуют образованию кокса в туннеле, вибрации и росту сопротивления горелки по воздуху. В котлах ДЕ устанавливают горелки ГМ или ГМП, конструкции которых одинаковы. На фронтальной стене каждого котла расположена одна горелка, которая крепится с помощью специального фланца. Отверстие, образующееся при снятии фланца с завихрителем, используется в качестве лаза. Общий вид горелки ГМ приведен на рис. 10.9. Угол раскрытия амбразур для горелок ГМ – 50°, общая длина амбразуры – 250 мм, цилиндрической части – 115 мм. Горелка состоит из форсуночного узла, периферийной газовой части и однозонного (для всех горелок ГМ) воздухооаправляющего устройства. В форсуночный узел входит паро-механическая (основная) форсунка 1, расположенная по оси горелки и устройство 2, смещенное относительно оси, предусматривающее установку сменной форсунки, которая включается на непродолжительное время, необходимое для замены основной форсунки.

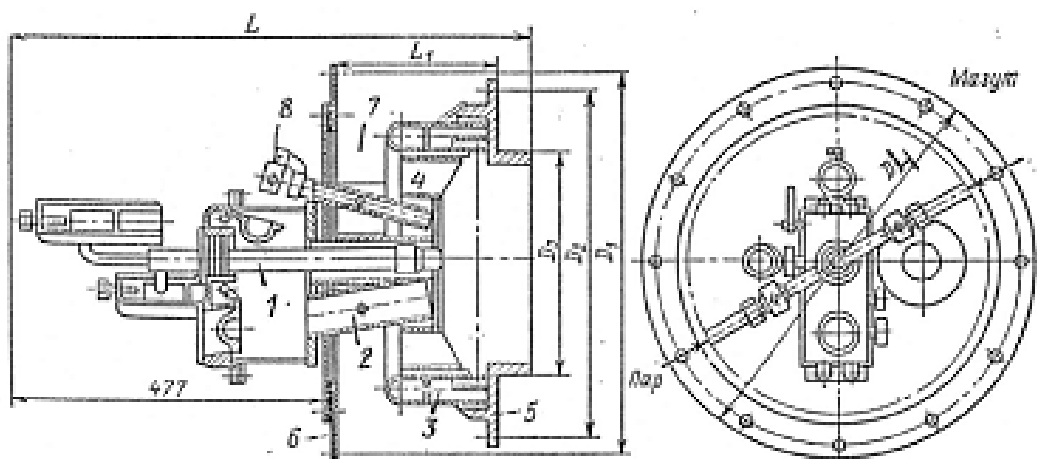


Рисунок 5.8 - Устройство газомазутной горелки ГМ:

- 1 – паромеханическая форсунка; 2 – трубка установки сменной форсунки; 3 – газовый кольцевой коллектор; 4 – лопатки направляющего устройства; 5 – монтажная плита фронта котла; 6 – металлическая стенка; 7 – короб первичного воздуха; 8 – запальное защитное устройство (ЗЗУ)

Газовая часть горелки состоит из газового кольцевого коллектора 3 прямоугольной формы (в сечении) с газовыпускными отверстиями и подводящей трубы. К торцу коллектора приварен кольцевой обод полукруглой формы. Внутри коллектора имеется разделительная обечайка, которая способствует более равномерному распределению газа по коллектору. Воздухонаправляющее устройство 4 представляет собой лопаточный завихритель осевого типа с неподвижными профильными лопатками, установленными под углом 45°. Воздух, поступающий по воздуховоду, ограниченному фронтом 5 котла и металлической стенкой 6, делится на два потока: первичный направляется в воздушный короб 7 горелки, закручивается в завихрителе 4 и, смешиваясь с газом, участвует в процессе сжигания в первой половине футерованной камеры сгорания котла; вторичный воздух поступает в камеру сгорания через щель, обеспечивая полное сгорание газа.

Мазутные форсунки могут быть паро-механические или акустические. Паро-механические форсунки конструктивно идентичны форсункам горелок ГМГм. Акустические форсунки отличаются от паромеханических форсунок отсутствием парового завихрителя, который заменяется специальной втулкой.

Паро-механическая форсунка состоит из распыливающей головки, ствола и корпуса. Распыливающая головка является основным узлом форсунки и состоит из парового и топливного завихрителей, распределительной шайбы, прокладки, втулки и накидной гайки. Мазут проходит по внутренней трубе ствола и попадает в топливную ступень форсунки. Пар проходит по наружной трубе ствола и попадает в паровую ступень форсунки.

Все горелки ГМ оборудованы запально-защитным устройством 8 с ионизационным датчиком ЗЗУ-4.

В водогрейных котлах КВ-ГМ-10 (-20, -30) устанавливают ротационные газомазутные горелки РГМГ, устройство которых представлено на рис. 5.9. В теплогенераторах КВ-ГМ-10 (-20, -30) коллекторы фронтального экрана образуют квадрат, в котором размещена амбразура горелки, выполненная из пластичной хромитовой массы, нанесенной по шипам. В амбразуру устанавливают ротационные газомазутные горелки РГМГ-10 (-20, -30). Горелки состоят из ротационной мазутной форсунки 11, газовой части 7, завихрителя вторичного воздуха 10, короба первичного воздуха, кольца рамы 3, переднего кольца 8 и запально-защитного устройства (ЗЗУ) 5. Из комплекта ЗЗУ на трубе 6 горелки устанавливают газовый запальник и фотодатчик. Труба 6 закреплена на крышке 19. Газовая часть состоит из газораздающей кольцевой камеры 7 и двух газоподводящих труб 4, соединенных с приемным патрубком 1. Газораздающая камера расположена у устья горелки и имеет один ряд газовыпускных отверстий 12. Опорная труба 14 поддерживает газораздающую камеру снизу, а рамки 13 служат для центровки завихрителя вторичного воздуха.



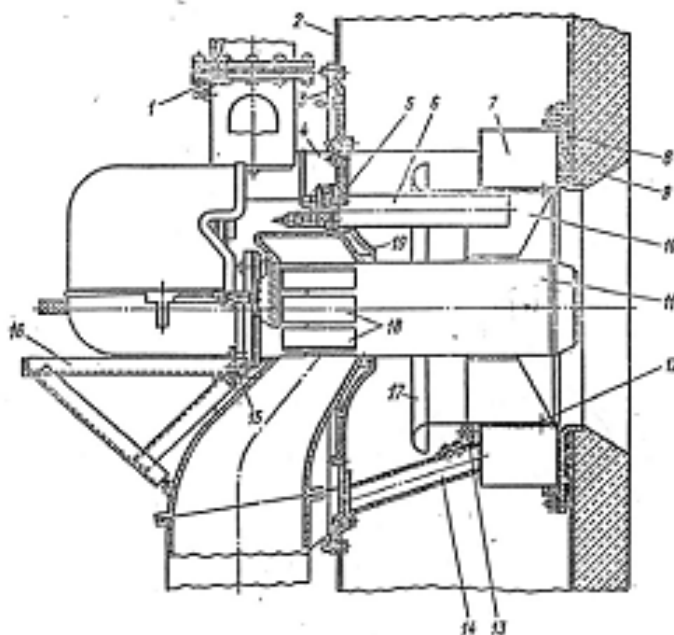


Рисунок 5.9 - Устройство ротационной газомазутной горелки РГМГ-10 (-20, -30):

1 – газопровод; 2 – воздушный короб; 3 – кольцо рамы; 4 – газовая труба; 5, 6 – труба установки запального защитного устройства (ЗЗУ) и фотодатчика; 7 – газовая камера; 8 – переднее кольцо воздухонаправляющего устройства; 9 – конический керамический туннель (амбразура); 10 – завихрители воздухонаправляющего устройства; 11 – ротационная форсунка; 12 – газовые выпускные отверстия; 13 – рамка для центровки завихрителя вторичного воздуха; 14 – опорная труба; 15 – подшипник направляющей рамы; 16 – направляющая рама; 17 – воздушный шибер; 18 – окно для подвода воздуха к завихрителю; 19 – крышка горелки

Воздухонаправляющее устройство вторичного воздуха состоит из воздушного короба 2, завихрителя 10, переднего кольца 8, образующего устье горелки и амбразуры 9. Завихритель вторичного воздуха (осевого типа с гнутыми лопатками, установленными под углом  $40^\circ$  к оси горелки) можно перемещать вручную вдоль оси горелки по направляющим рамы 16 с помощью подшипников 15, тяг и рукояток. Задняя часть 17 наружного обода завихрителя служит воздушным шибером.

Ротационная мазутная форсунка 11 представляет собой полый вал-ротор, на котором закреплены гайки питателя и распыливающий стакан.

Распыливающий стакан – это полый цилиндр, полость которого полирована, хромирована и образована двумя усеченными конусами. В торце стакана просверлены отверстия для прохода части первичного воздуха в воздушные каналы гайки – питателя, что уменьшает возможность коксования внутренних поверхностей стакана и самой гайки. Крутящий момент от электродвигателя к валу-ротору форсунки передается клиноременной передачей. Топливо в форсунке подается по консольной топливной трубке, размещенной в центральном отверстии вала-ротора, и далее, под действием центробежных сил, через четыре радиальных канала вытекает на внутреннюю стенку распыливающего стакана, образуя пленку, которая движется в осевом направлении (в топку). Пленка топлива стекает с выходной кромки стакана, становится тонкой и затем распадается на капли. Для получения необходимого угла раскрытия конуса к выходной кромке стакана подается первичный воздух, который способствует более тонкому распыливанию топлива.

В передней части форсунки к кожуху на резьбе крепится завихритель первичного воздуха, лопатки которого наклонены к оси форсунки на  $30^\circ$ , а корпус имеет окна 18 для подвода воздуха к завихрителю. Первичный воздух к форсунке подается от вентилятора

высокого давления, а для регулирования его количества внутри патрубка первичного воздуха установлен шибер. При сжигании мазута недопустимо нагарообразование на внутренней стенке стакана. После отключения форсунки ее выводят из воздушного короба и очищают внутреннюю поверхность стакана деревянным или алюминиевым ножом и промывают соляркой. Повышенный шум и вибрация свидетельствуют об износе подшипников, несимметричности факела, смещения ротора форсунки.

\