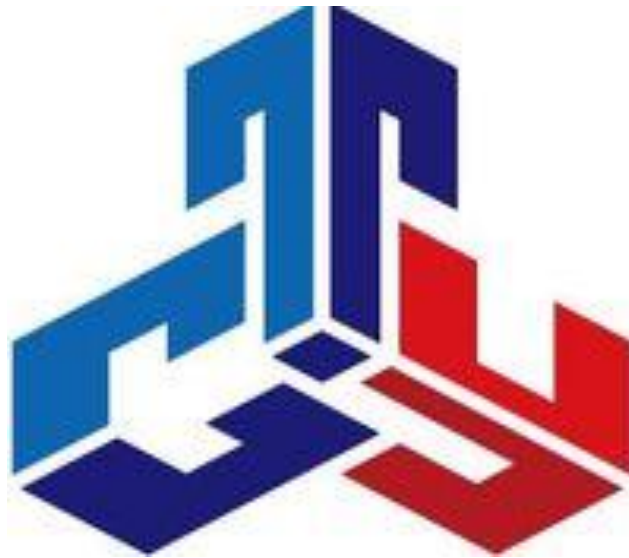


**СОВРЕМЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ**



**КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ и ПАРОГЕНЕРАТОРЫ**

**Учебное пособие**

**Рязань 2018**

УДК 662.6 (075)  
ББК 31.35я7  
К73

**Котельные установки и парогенераторы.** Учебное пособие. (Электронный ресурс) / сост. В.Н. Демихов, Ширяев А.Г.

Совр. техн. универ-т. – Рязань, 2018. – 106 с. .

*Рецензент: к.т.н., профессор Ю.В.Гармаш*

Основная направленность пособия - раскрытие и анализ рабочих процессов, протекающих в паровых котлах. . Основное внимание уделено организации сжигания, конструкции топочных устройств и экономичности работы парового котла.

*Печатается по решению Ученого Совета  
Современного технического университета*

УДК 662.6 (075)  
ББК 31.35я7  
К73

© В.Н. Демихов А.Г. Ширяев  
© Современный технический университет, 2018

# Котельные установки и парогенераторы

## Содержание

### Введение

1. Классификация и типы паровых котлов
2. Поверхности нагрева паровых котлов
3. Котельное топливо и его технические характеристики
4. Основы организации топочных процессов и материальные балансы горения
5. Топочные устройства для сжигания топлив
6. Эффективность работы и основы теплового расчета парового котла
7. Эксплуатация паровых котлов

### Литература

## Введение

Основная направленность учебника - раскрытие и анализ рабочих процессов, протекающих в паровых котлах. Разделы, связанные с котельным топливом и технологией его сжигания, изложены в несколько сокращенном объеме. Основное внимание уделено организации сжигания, конструкции топочных устройств и экономичности работы парового котла.

Учебник состоит из двух книг. В первой книге излагаются конструкции паровых котлов, характеристики топлив и способы их сжигания, приводятся тепловой баланс котла и основы теплового расчета, а также режимы работы котла. Во второй книге основное внимание уделено внутрикотловым процессам: гидродинамике рабочей среды в поверхностях нагрева и связанному с ней температурному режиму труб, водно-химическим режимам барабанных и прямоточных котлов, коррозии и закономерностям отложения примесей на внутренней поверхности труб. Такое построение материала соответствует программам изложения курса в двух учебных семестрах.

Содержание учебника базируется на электронной версии учебника Ю.М.Липова и Ю.М.Третьякова, в нем широко использованы лицензионные материалы Электронной энциклопедии энергетики, разработанной под руководством В.Ф.Очкова.

^

## 1. Классификация и типы паровых котлов

### 1.1. Паровой котел. Общее устройство и определения

На тепловых паротурбинных электростанциях в качестве рабочих сред применяются вода и водяной пар, в промышленности и в жилищно-коммунальном хозяйстве в качестве основного теплоносителя используются пар и подогретая паром или продуктами сгорания топлива вода. Процессы нагрева воды и ее испарения сосредоточены в котельных агрегатах, которые потребляют более 30% всего добываемого топлива. Эффективная и надежная работа котельных агрегатов обеспечивает устойчивое функционирование энергетического комплекса, промышленности и жилого сектора.

При рациональной организации процессов сжигания топлива и теплообмена в котельных агрегатах удастся привести к минимуму затраты первичной энергии топлива, снизить экологическую нагрузку на среду обитания и повысить надежность энергоснабжения. Для решения этих задач необходимо знание всех закономерностей движения сред и потоков теплоты, которые создают требуемое температурное поле в элементах котельного агрегата и обеспечивают производительность и надежную работу всей котельной установки.

Находящиеся в эксплуатации энергетические, промышленные и отопительные котельные агрегаты изготовлены по разнообразным конструктивным схемам, что связано, с одной стороны, с различием в требованиях потребляющих установок, а с другой стороны – с различием в рабочих характеристиках топлива, что требует адекватной организации процессов горения и теплообмена. Обычно котельный агрегат конструируют таким образом, чтобы максимальная надежность и эффективность работы достигалась на номинальном режиме, но в процессе эксплуатации часто наблюдаются отклонения от номинального режима. Для того, чтобы принимать решения по изменению режима работы котельных агрегатов и их отдельных элементов, адекватные изменившимся условиям эксплуатации, необходимо достаточно полно и ясно представлять тепловое и гидродинамическое взаимодействие элементов котельного агрегата. Этим задачам служит излагаемый далее материал.

Простейшим котлом, производящим насыщенный пар низкого давления, является цилиндрический котел (рис. 1.1, а),

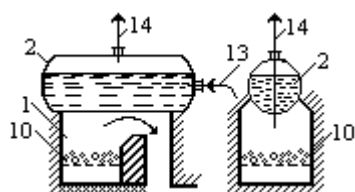


Рис. 1.1.а Цилиндрический водотрубный котел: 1 - топка; 2 - барабан-сепаратор; 3 - нижний барабан; 4, 5 - раздающая и отводящая плоские камеры; 6 - обогреваемые парообразующие трубы; 7 - экономайзер; 8 - пароперегреватель; 9 - воздухоподогреватель; 10 - колосниковая решетка; 11 - горелка; 12 - распределительный коллектор; 13 - вход воды в котел; 14 - выход пара

имеющий топку с колосниковой решеткой, на которой сжигается сортированный кусковой уголь, а воздух для горения поступает снизу через решетку. Поверхностью нагрева является нижняя часть горизонтального цилиндра (барабана) диаметром 1,2...1,6 м, и заполненного на 3/4 объема водой, которую омывают горячие газы после сжигания топлива. Котел имеет самую простую конструкцию, при этом выдает относительно небольшое количество насыщенного пара и имеет низкий КПД из-за высокой температуры газов, уходящих из котла (200...300 °С). Развитием этого типа котлов стала

серия водотрубных котлов (рис. 1.1.б,в,г) с тепловоспринимающей поверхностью, выполненной в виде большого числа труб малого диаметра (80...60 мм), находящихся непосредственно в потоке горячих газов (рис. 1.1, б, в).

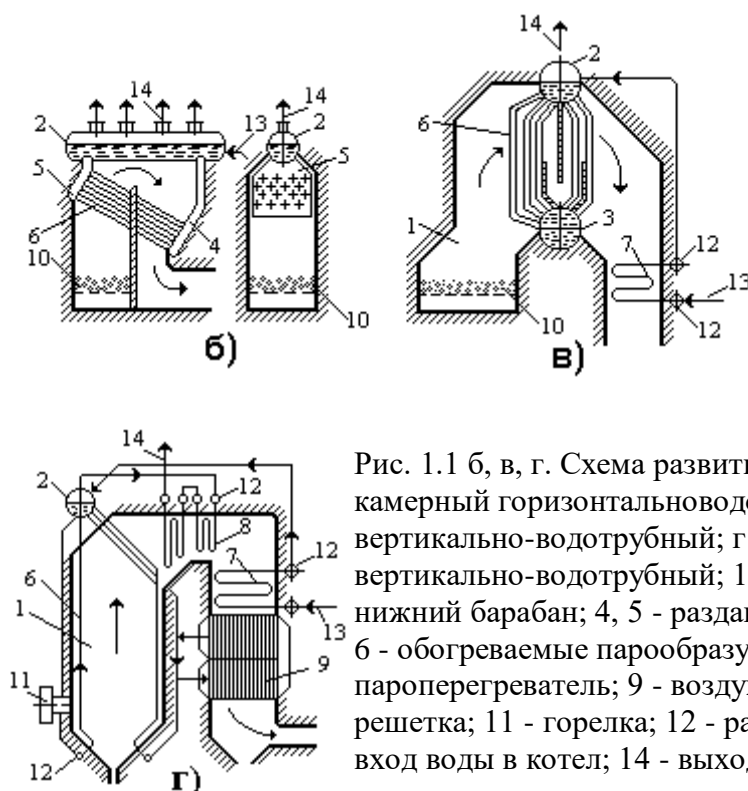


Рис. 1.1 б, в, г. Схема развития типов водотрубных котлов: б - камерный горизонтальноводотрубный; в - двухбарабанный вертикально-водотрубный; г - однобарабанный факельный вертикально-водотрубный; 1 - топка; 2 - барабан-сепаратор; 3 - нижний барабан; 4, 5 - раздающая и отводящая плоские камеры; 6 - обогреваемые парообразующие трубы; 7 - экономайзер; 8 - пароперегреватель; 9 - воздухоподогреватель; 10 - колосниковая решетка; 11 - горелка; 12 - распределительный коллектор; 13 - вход воды в котел; 14 - выход пара

В результате значительно возросли паропроизводительность котла и давление насыщенного пара, большая доля теплоты газов используется полезно на нагрев и испарение воды. В конструкции рис. 1.1,в в опускном газоходе после выхода из теплообменной парообразующей трубной поверхности установлена трубная змеевиковая поверхность для подогрева поступающей в барабан воды - экономайзер. В экономайзере уходящие газы дополнительно отдают теплоту воде и удаляются из котла при 150...180 °С, что приводит к повышению КПД котла.

Современным типом котла является вертикально - водотрубный котел (рис. 1.1, г), в котором обеспечивается получение перегретого пара в змеевиковой поверхности пароперегревателя, а сжигание топлива осуществляется во взвешенном состоянии в большом свободном объеме топочной камеры. Все стены камеры закрыты вертикальными трубами, где нагревается и частично испаряется вода при высоком давлении.

Подача топлива и воздуха для сжигания производится через горелки, обеспечивающие необходимое смешение топлива и воздуха в топочном объеме на выходе из горелки. При этом уголь предварительно измельчается до состояния мелкой взвешенной в воздухе пыли. Для улучшения сжигания топлива воздух подогревается в опускном газоходе котла в воздухоподогревателе, что приводит к дополнительному снижению температуры газов на выходе из котла.

Как следует из краткого описания развития конструкций барабанных котлов, при докритическом давлении современный котел имеет три типа теплообменных поверхностей: экономайзерные, обеспечивающие подогрев питательной воды до температуры, близкой к насыщению, испарительные (парообразующие), производящие необходимое количество насыщенного пара, и пароперегревательные, повышающие

температуру и работоспособность пара. Все типы поверхностей связаны с барабаном и конструктивно зафиксированы: их размер не изменяется в зависимости от нагрузки.

Дальнейшим развитием типов паровых котлов явилось создание так называемых прямоточных котлов (рис. 1.1, д).

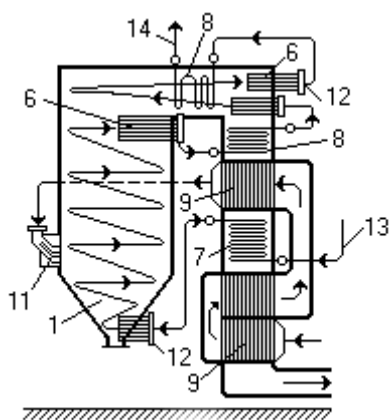


Рис. 1.1д. Прямоточный водотрубный котел: 1 - топка; 2 - барабан-сепаратор; 3 - нижний барабан; 4, 5 - раздающая и отводящая плоские камеры; 6 - обогреваемые паробразующие трубы; 7 - экономайзер; 8 - пароперегреватель; 9 - воздухоподогреватель; 10 - колосниковая решетка; 11 - горелка; 12 - распределительный коллектор; 13 - вход воды в котел; 14 - выход пара

Такой котел не имеет барабана, в нем вода, а затем пароводяная смесь и пар последовательно проходят все поверхности нагрева котла, в котле нет четкой границы между экономайзерной, испарительной и перегревательной поверхностями.

Прямоточные котлы в отличие от барабанных могут работать и при сверхкритическом давлении рабочей среды, при котором нет процесса испарения и исключается сепарация пара от воды. Таким образом, при сверхкритическом давлении нет необходимости в наличии барабана - сепаратора.

На рис. 1.2а, б и рис. 1.2в, г показаны конструктивное выполнение и графические схемы барабанных котлов докритического давления для сжигания твердого топлива, а также газа и мазута. Топливо сжигается во взвешенном состоянии в большом объеме топочной камеры, стены которой закрыты (экранированы) одним рядом плотно расположенных труб (испарительная поверхность), внутри которых движется вверх в барабан кипящая вода и образующийся насыщенный пар высокого давления. В барабане большого диаметра (1,6...2,0 м) происходит их разделение. Далее насыщенный пар поступает в пароперегреватель, состоящий из большого числа согнутых U - образных труб (змеевиков) диаметром 32...42 мм, объединенных входным и выходным коллекторами.

Продукты сгорания на выходе из топки при температуре около 1000 °С омывают змеевиковые трубные поверхности перегревателя, а затем змеевиковые поверхности экономайзера. Нагрев воздуха, поступающего в горелки, происходит в трубчатом воздухоподогревателе, где обеспечивается перекрестное движение воздуха по отношению к газам.

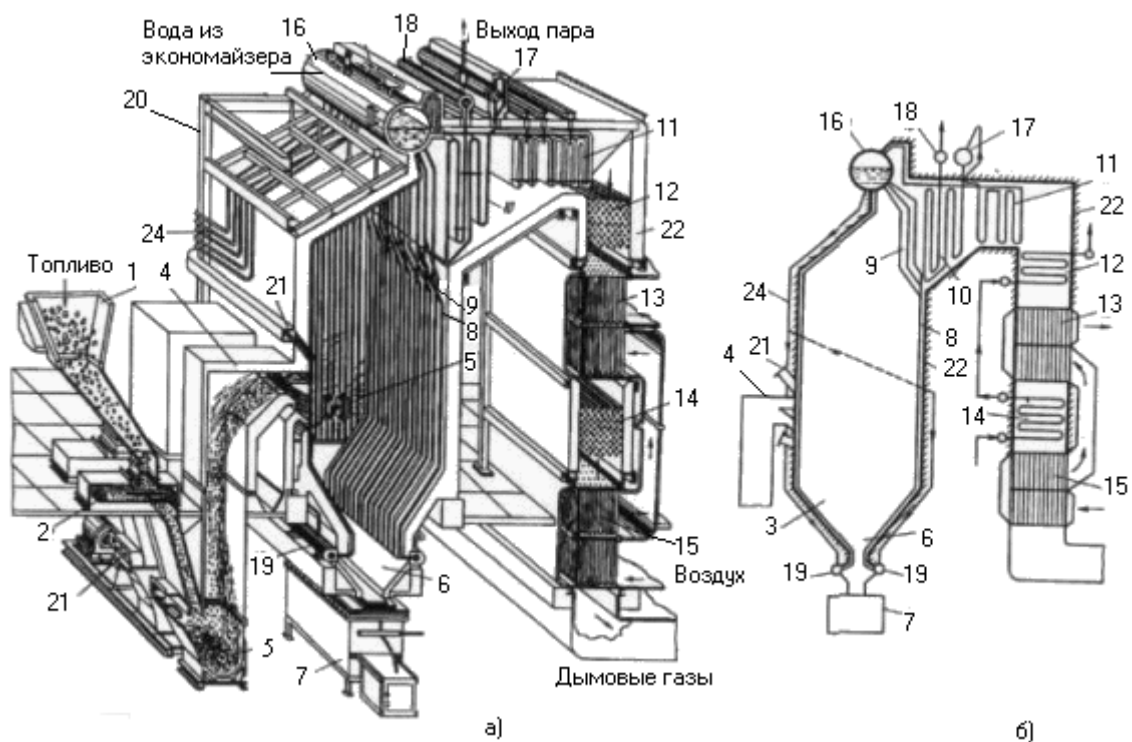


Рис 1.2 а, б. Конструктивное выполнение и схемы барабанных паровых котлов: а - для сжигания твердого топлива; б - то же, схема котла; в - для сжигания газа и мазута; г - то же, схема котла; 1 - топливный бункер (бункер сырого топлива); 2 - скребковый питатель мельницы; 3 - углеразмольная мельница с сепарационной шахтой; 4 - горелка; 5 - топочная камера; 6 - холодная воронка для удаления шлака; 7 - шлакоприемная ванна; 8 - настенные трубные экраны; 9 - многорядный пучок труб (фестон); 10, 11 - вторая и первая ступени конвективного пароперегревателя; 12, 14 - то же конвективного экономайзера; 13, 15 - то же воздухоподогревателя; 16 - барабан; 17 - регулятор перегрева пара; 18 - выходная камера пароперегревателя; 19 - нижний коллектор топочного экрана; 20 - каркас котла; 21 - короб подвода горячего воздуха; 22 - обмуровка котла; 23 - горизонтальный под топки; 24 - опускные трубы; 25 - выносной циклон-сепаратор

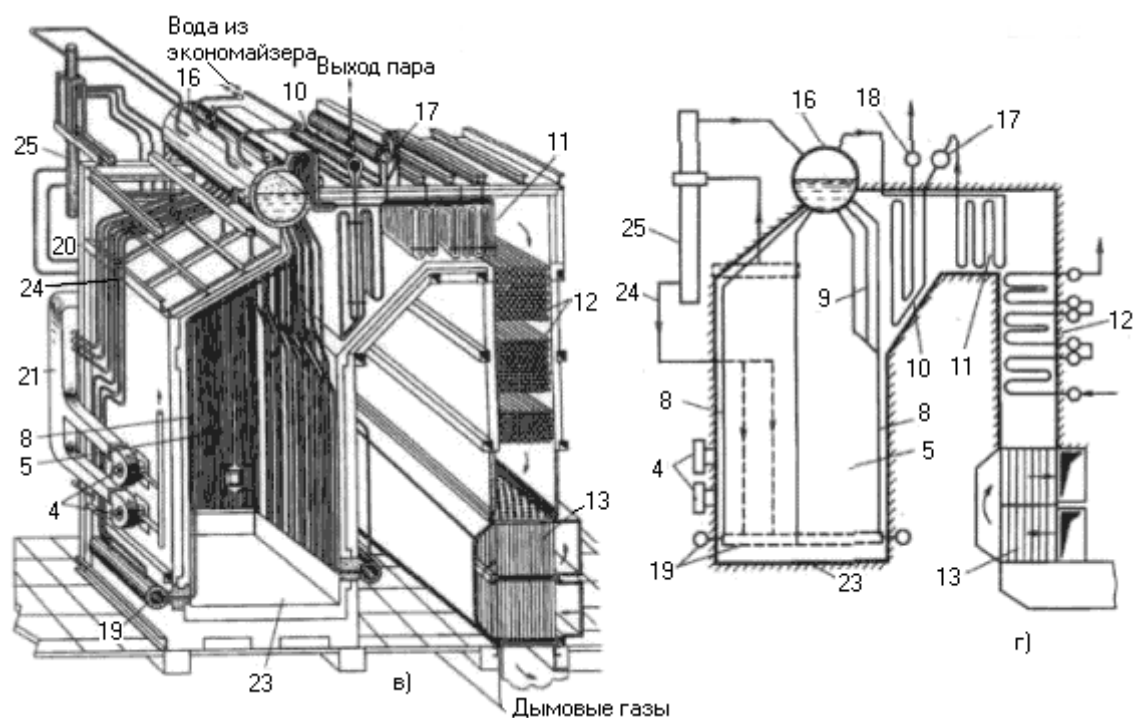


Рис 1.2 в, г. Конструктивное выполнение и схемы барабанных паровых котлов: а - для сжигания твердого топлива; б - то же, схема котла; в - для сжигания газа и мазута; г - то же, схема котла; 1 - топливный бункер (бункер сырого топлива); 2 - скребковый питатель мельницы; 3 - углеразмольная мельница с сепарационной шахтой; 4 - горелка; 5 - топочная камера; 6 - холодная воронка для удаления шлака; 7 - шлакоприемная ванна; 8 - настенные трубные экраны; 9 - многорядный пучок труб (фестон); 10, 11 - вторая и первая ступени конвективного пароперегревателя; 12, 14 - то же конвективного экономайзера; 13, 15 - то же воздухоподогревателя; 16 - барабан; 17 - регулятор перегрева пара; 18 - выходная камера пароперегревателя; 19 - нижний коллектор топочного экрана; 20 - каркас котла; 21 - короб подвода горячего воздуха; 22 - обмуровка котла; 23 - горизонтальный под топки; 24 - опускные трубы; 25 - выносной циклон-сепаратор

Воздухоподогреватель состоит из вертикальных труб диаметром 40 мм, внутри которых движутся горячие газы, а снаружи между трубами в поперечном направлении перемещается воздух. Многократность пересечения газовых труб воздухом обеспечивается установкой промежуточных трубных досок и коробов воздуха, перебрасывающих поток воздуха на следующий проход. Продукты сгорания после воздухоподогревателя называются уходящими газами, их температура составляет 120...160°C. Дальнейшая утилизация теплоты продуктов сгорания в рамках котельной технологии становится экономически нецелесообразной.

Котел для сжигания твердого топлива имеет в нижней части топки устройство для удаления шлаков, образующихся в зоне ядра горящего факела. Охлаждение шлаков достигается сближением двух противоположных экранов топки, охлаждаемых изнутри на этом участке водой. Это устройство называется холодной воронкой. При сжигании газа и мазута отсутствует холодная воронка и нижняя часть топки имеет горизонтальный под, выложенный огнеупорным материалом (рис. 1.2, в).

Обмуровка стен топочной камеры и газоходов крепится к специальному каркасу котла. Каркас котла принимает на себя также нагрузку от всех поверхностей нагрева, коллекторов и барабана.

В паровых котлах сверхкритического давления нет четкой границы раздела в процессе перехода рабочей среды из состояния воды к состоянию пара. Зона постепенного перехода, в которой по мере получения теплоты рабочей средой плавно меняется плотность, теплоемкость, теплопроводность и другие

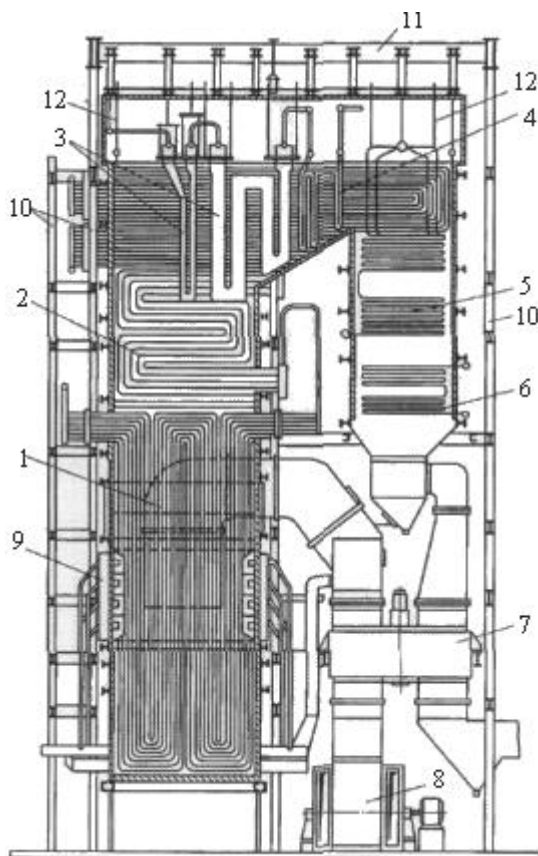
физические характеристики, приближаясь к характеристикам пара, называется зоной фазового перехода (ЗФП). По происходящему процессу зона фазового перехода соответствует области парообразования при докритическом давлении.

Котел сверхкритического давления (рис. 1.3),

Рис. 1.3. Прямоточный котел сверхкритического давления:

1 - нижняя радиационная часть; 2 - верхняя радиационная часть; 3 - ширмовый полурadiационный пароперегреватель; 4 -





конвективный пароперегреватель; 5 - промежуточный пароперегреватель среднего давления; 6 - экономайзер; 7 - регенеративный воздухоподогреватель; 8 - дутьевой вентилятор; 9 - прямоточные горелки; 10 - колонны каркаса котла; 11 - верхняя балка каркаса; 12 - подвески конструкций котла

естественно, не имеет барабана - сепаратора. Топочные экраны, как правило, разделяются на два типа по конструкции - нижняя радиационная часть (НРЧ), в пределах которой находится радиационная часть экономайзера и зона фазового перехода, и верхняя радиационная часть (ВРЧ), где обеспечивается начальный этап перегрева пара. Далее располагаются последующие поверхности перегрева пара с преимущественным конвективным тепловосприятием.

По конструкции типовой паровой котел чаще всего имеет П - образный профиль (см. рис. 1.2 а, б, в, г и 1.3), в котором выделяются следующие основные элементы:

**топочная камера (топка)**, в которой во взвешенном состоянии сжигается органическое топливо и создается наиболее высокая температура продуктов сгорания. Тепловоспринимающие поверхности в виде труб (топочные экраны) расположены на ограждающих камеру стенах из огнеупорных материалов и получают теплоту из газового объема за счет радиации (радиационный теплообмен);

**горизонтальный газоход**, где движение газов от подъемного изменяется на горизонтальное. В объеме этого газохода располагаются поверхности пароперегревателя, в которых происходит радиационно - конвективный (на выходе из топки), и конвективный теплообмен между газовыми продуктами сгорания (газами) и рабочей средой внутри труб;

**конвективная шахта**, где газы имеют опускное движение, а объем шахты заполнен плотными пакетами поверхностей промежуточного пароперегревателя и экономайзера; в них преобладает конвективный теплообмен.

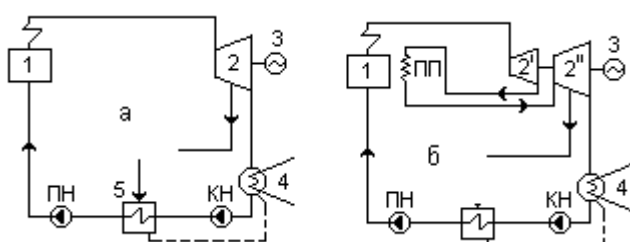
В нижней части конвективной шахты располагается поверхность воздухоподогревателя, которая обеспечивает более глубокое охлаждение газов перед их удалением в окружающую среду и нагрев воздуха, необходимый для интенсивного горения топлива и

его полного сжигания за короткое время пребывания газов в топке. В котлах большой мощности воздухоподогреватель выносят за пределы опускной конвективной шахты.

Тепловосприятие рабочей среды в поверхностях нагрева, расположенных в газоходах котла, распределяется следующим образом: в экранах топочной камеры – 45...50%, горизонтальном газоходе - около 20%, в конвективной шахте – 30...35%, в том числе тепловосприятие воздуха в воздухоподогревателе - около 10% общего полезного тепловосприятия от газового потока. Как видно, наибольшее количество теплоты рабочая среда получает в поверхностях топочного экрана.

Паротурбинная установка, используемая для получения электрической энергии за счет теплоты сгорающего топлива, называется энергоблоком. Энергоблок состоит из трех основных агрегатов: парового котла, паровой турбины и электрогенератора (рис. 1.4).

Рис. 1.4. Принципиальная тепловая схема паротурбинной энергоустановки:



а - без промежуточного перегрева пара; б - с промежуточным перегревом пара; 1 - паровой котел; 2 - паровая турбина; 3 - электрогенератор; 4 - конденсатор; 5 - регенеративный подогреватель воды; ПН - питательный насос; КН - конденсатный насос; ПП - промежуточный пароперегреватель

Тепловую эффективность работы энергоблока ТЭС можно оценить, если построить термодинамический цикл преобразования энергии (цикл Ренкина). На рис. 1.5, а показан цикл Ренкина для энергоустановки, работающей на насыщенном паре.

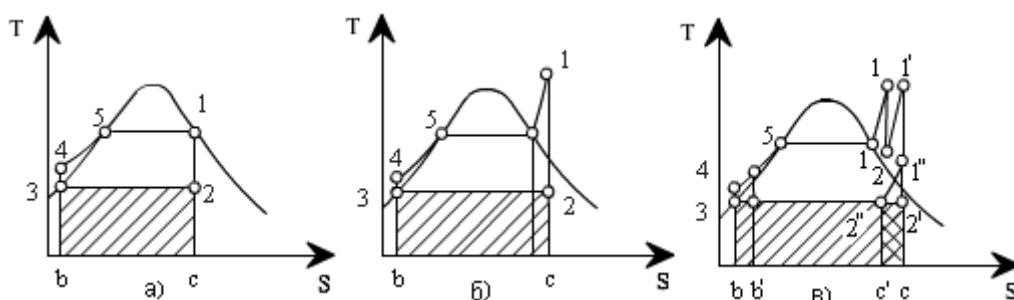


Рис. 1.5. Циклы паротурбинной установки в T, S-диаграмме: а - на насыщенном паре; б - с перегревом пара; в - с двукратным перегревом пара.

Вода, поступающая в котел, подается питательным насосом с повышением давления (процесс 3 - 4), затем подогревается в экономайзере котла (процесс 4 - 5), и в завершение получается насыщенный пар в топочных экранах или котельном пучке труб (процесс 5 - 1). Насыщенный пар производит работу в адиабатном процессе расширения в турбине (процесс 1 - 2), а отработавший влажный пар конденсируется в конденсаторе турбины, отдавая большое количество теплоты охлаждающей воде (процесс 2 - 3).

В цикле на насыщенном паре средний уровень температуры подводимой теплоты довольно низкий и КПД цикла не превышает 30%. Значительно выгоднее цикл с перегревом пара (рис. 1.5, б). Его можно разбить на два цикла: цикл получения насыщенного пара и дополнительный цикл его перегрева. При этом средний температурный уровень подвода теплоты во втором цикле значительно выше, чем в первом, его тепловая эффективность больше, поэтому такой цикл с перегревом пара в целом имеет более высокий КПД (37...40%).

На современных ТЭС с агрегатами единичной электрической мощности 100 МВт и выше применяется промежуточный перегрев пара, при котором частично отработавший пар из промежуточных ступеней турбины возвращается в паровой котел. Обычно применяется однократный промежуточный перегрев пара (рис. 1.4, б), обеспечивающий заметное повышение работоспособности пара. В отдельных установках большой мощности применяется двойной промежуточный перегрев.

Промежуточный перегрев пара (процесс 2 - 1'), как следует из рис. 1.5, в, дополнительно увеличивает КПД турбинной установки и снижает также влажность пара в ступенях низкого давления, что уменьшает эрозионный износ лопаток. Отработавший увлажненный пар из турбины при давлении ниже атмосферного  $(3,4...3,9) \cdot 10^{-3}$  МПа и температуре 25...29 °С поступает в конденсатор, где конденсируется, отдавая теплоту охлаждающей воде.

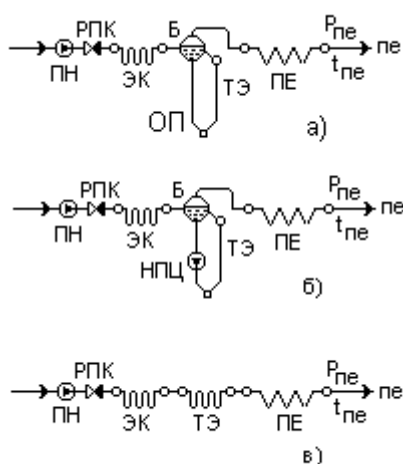
Как видно, значительные потери теплоты имеют место в конденсаторе турбины (процесс 2' - 3 - в - с), где пар, отработавший в турбине, конденсируется и при этом теряется значительная теплота конденсации. В целях уменьшения этих потерь в паротурбинных установках используется так называемая регенерация теплоты. При этом часть пара отбирается из промежуточных ступеней турбины (процесс 7'' - 2''), теплота пара, включая теплоту конденсации (процесс 7'' - 2'' - с' - с) передается воде (конденсату), вновь направляемой в котел (на участке 4 - 5). В результате расход пара в конденсатор и потери теплоты в нем дополнительно сокращаются на 20...30% (процесс в' - 3' - 2'' - с' - в'). В итоге КПД паротурбинной установки по производству электроэнергии составляет около 40%.

При переходе на сверхкритическое давление пара ( $P = 25,5$  МПа) и высокий перегрев ( $t_{п.п} = 545...565$  °С), и использовании теплоты пара из отборов турбины для подогрева воды, поступающей в котел, тепловая экономичность ТЭС приблизилась к своему термодинамическому пределу (КПД около 42%). Дальнейшее повышение начальных параметров пара мало повышает тепловую экономичность паротурбинных блоков, но сильно увеличивает их стоимость из-за применения высоколегированных и дорогостоящих сталей.

Котельный агрегат, предназначенный для выработки электрической энергии в паротурбинном цикле, называют **энергетическим** котельным агрегатом. Пар от котельного агрегата **производственного** назначения используется для привода различных механизмов и машин, а также в качестве теплоносителя в технологических процессах.

Возможно также последовательное и параллельное использование энергии пара в энергетических и производственно-технологических целях.

### 1.2.1. Паровые котлы с естественной циркуляцией



Отличительной конструктивной особенностью такого котла является наличие барабана (рис. 1.6, а), выполняющего роль сепаратора пара из потока пароводяной смеси, поступающей в него из парогенерирующих труб топочных экранов.

Рис. 1.6. Схемы водопарового тракта котла: а - барабанного с естественной циркуляцией; б - барабанного с принудительной циркуляцией; в - прямоточного; ПН - питательный насос; РПК - регулятор питания котла; ЭК - экономайзер; ТЭ - топочные экраны; ПЕ - пароперегреватель; пе - перегретый пар; ОП - опускные трубы; НПЦ - насос принудительной циркуляции; Б - барабан.

Барабан котла вместе с системой необогреваемых опускных труб, выходящих из него, и подъемных (экранных) труб внутри топочной камеры образует замкнутый циркуляционный контур, в котором при горении топлива в топке организуется движение воды (опускные трубы) и пароводяной смеси (подъемные трубы). Движение рабочей среды происходит за счет возникновения естественного напора, определяемого разностью гидростатических давлений массы воды и пароводяной смеси в опускных и подъемных трубах и называемого движущим напором естественной циркуляции (см. рис. 1.2а, б и в, г)

$$S_{\text{дв}} = H_{\text{п}} (\rho_{\text{оп}} - \bar{\rho}_{\text{см}}) g \quad (1.1)$$

где  $\rho_{\text{оп}}$ ,  $\rho_{\text{см}}$  - соответствующая плотность воды в опускных трубах и средняя плотность пароводяной смеси в подъемных трубах,  $\text{кг/м}^3$ ;  $g$  - ускорение свободного падения,  $\text{м/с}^2$ ;  $H_{\text{п}}$  - высота паросодержащей части контура, м. При относительно небольшой разности плотностей воды и пароводяной смеси  $\rho_{\text{оп}} - \rho_{\text{см}}$  необходимый движущий напор получают увеличением в высоту  $H_{\text{п}}$  контура циркуляции.

Возникающий в контуре циркуляции движущий напор  $S_{\text{дв}}$  ( $\text{Н/м}^2 \equiv \text{Па}$ ) обеспечивает движение рабочей среды в подъемных трубах с небольшой скоростью (около 1 м/с), при этом за один проход через подъемные трубы происходит частичное испарение воды (от 0,03 до 0,25 кг/кг), поэтому полное испарение исходного 1 кг воды произойдет при многократном прохождении контура. Отношение массового расхода циркулирующей воды  $G_0$ , кг/с, к количеству образовавшегося пара в единицу времени  $D$ , кг/с, называется кратностью циркуляции

$$k_{\text{ц}} = G_0/D. \quad (1.2)$$

В паровых котлах с естественной циркуляцией кратность циркуляции обычно составляет от 10 до 30. Таким образом, расход воды в контуре циркуляции в  $k_{\text{ц}}$  раз больше

паропроизводительности котла.

В барабанном котле с естественной циркуляцией начальный перегрев пара обычно производят в радиационном потолочном перегревателе, экранирующем весь потолок над топкой и горизонтальным газоходом, после чего пар поступает в полурadiационный (ширмовый) или конвективные змеевиковые пакеты перегревателя, расположенные в горизонтальном газоходе.

Общее сопротивление водопарового тракта барабанного котла определяется гидравлическим сопротивлением при движении воды в трубах экономайзера от входного коллектора до поступления воды в барабан котла -  $\Delta P_{ЭК} = 0,05P_{П.П}$  в сумме с сопротивлением тракта пароперегревателя от барабана до выхода перегретого пара из котла -  $\Delta P_{ПЕ} = (0,1 \dots 0,15)P_{П.П}$ , где  $P_{П.П}$  - давление перегретого пара за котлом, МПа.

^

## 1.2.2. Паровые котлы с принудительной циркуляцией

Движущий напор в котлах с естественной циркуляцией снижается с повышением давления, так как при этом  $\rho_{см} \rightarrow \rho_{оп}$ , но в парообразующих трубах можно организовать принудительное движение рабочей среды за счет специального насоса, установленного на опускных трубах (рис. 1.6, б). Движущий напор циркуляции в этом случае в несколько раз превышает напор естественной циркуляции. Это позволяет увеличить скорость движения и размещать парообразующие трубы в топке любым образом (наклонно, горизонтально), исходя из условий установки котла в ограниченных по высоте помещениях, при этом улучшаются условия конструирования. Повышается надежность циркуляции рабочей среды в экранных трубах. Однако значительным оказывается расход электроэнергии на привод насоса принудительной циркуляции, поэтому в этом случае уменьшается значение кратности циркуляции до  $k_{Ц} = 3 \dots 5$ .

По схеме принудительной циркуляции рабочей среды работают котлы-утилизаторы, использующие теплоту отходящих из тепловых технологических агрегатов продуктов сгорания. Принудительное движение воды применяется также в элементах испарительного охлаждения высокотемпературных тепловых агрегатов и в комбинированных энерготехнологических агрегатов. Наличие в паровых котлах последних типов барабана-сепаратора насыщенного пара позволяет использовать их только при докритическом давлении, обычно не более  $P = 18$  МПа.

Принудительная циркуляция применяется в водогрейных котельных агрегатах, в парогенерирующих элементах АЭС, а также в котельных агрегатах парогазовых установок (ПГУ).

^

## 1.2.3. Прямоточный паровой котел

Прямоточный котел характеризуется последовательным включением и однократным прохождением рабочей средой всех поверхностей нагрева (рис. 1.6, в). Вода, поступающая в экономайзер, практически с тем же расходом проходит прямоотокком одним ходом все поверхности, включая топочные экраны, полностью испаряется, перегревается в пароперегревателе и затем перегретый пар по паропроводу направляется к турбине. В

такой конструкции котла в общем случае отсутствует четкое разделение экономайзерной, парообразующей и перегревательной поверхностей, отчего при переменных режимах работы изменяется положение границ между ними, что влияет на выходные параметры пара и, прежде всего, на температуру пара.

Поддержание параметров пара обеспечивается постоянным соотношением между расходом топлива (тепловыделением) и расходом воды. В связи с этим прямоточный котел требует применения более совершенной быстродействующей системы автоматического регулирования расходов топлива и воды.

При движении воды и пара в трубах возникает гидравлическое сопротивление, которое преодолевается избыточным напором питательного насоса. Приблизительно полное гидравлическое сопротивление рабочего тракта прямоточного котла СКД составляет  $\Delta P_{п.к} = (0,2 \dots 0,25)P_{п.п}$ , в том числе сопротивление тракта пароперегревателя  $0,1P_{п.п}$  и экономайзера  $(0,02 \dots 0,03)P_{п.п}$ , где  $P_{п.п}$  - давление перегретого пара; при  $P_{п.п} = 25,5$  МПа, давление питательной воды на входе в котел (в экономайзер) составит  $P'_{эк} = 1,22P_{п.п} = 1,22 \cdot 25,5 = 31,1$  МПа. Компоновка поверхностей нагрева в прямоточном паровом котле показана на рис. 1.7.

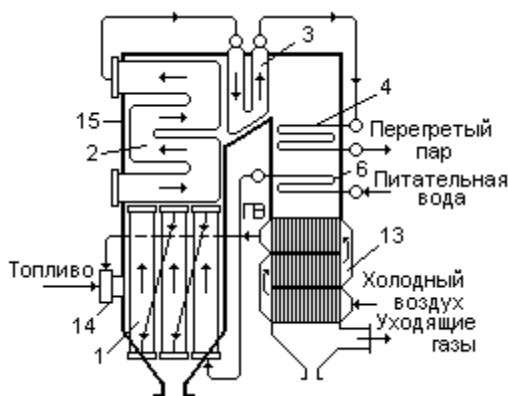


Рис.1.7. Общая схема прямоточного парового котла: 1 - нижняя радиационная часть; 2 - верхняя радиационная часть; 3 - ширмовый полурадиационный пароперегреватель; 4 - конвективный пароперегреватель; 6 - экономайзер; 13 - трубчатый воздухоподогреватель; 14 - вихревая горелка; 15 - тепловая изоляция котла (обмуровка); ГВ - горячий воздух

Поверхность экономайзера в конвективной шахте обеспечивает нагрев поступающей из турбинного отделения питательной воды до температуры, близкой к насыщению при рабочем давлении воды. После прохождения поверхности экономайзера питательная вода поступает в нижние коллекторы топочных экранов. Окончательный догрев воды до кипения и испарение происходят в топочном экране. Полное экранирование стен топочной камеры достигается в этом случае соединением нескольких самостоятельных панелей из труб, по которым организуется последовательное движение рабочей среды. По высоте топочная камера разделяется на две или три части (на рис. 1.7 - две таких части) с перемешиванием потока рабочей среды в коллекторах для выравнивания температур. В каждой из частей конструкция экранирующих панелей может быть различной.

В прямоточном котле экранируются панелями из пароперегревательных труб также боковые стены горизонтального газохода, поворотной камеры и потолочное перекрытие котла (см. рис. 1.3), после чего пар на котлах большой мощности поступает в полурадиационную ширмовую поверхность, расположенную в горизонтальном газоходе, и затем в выходную конвективную поверхность, откуда перегретый пар направляется в паровую турбину.

Отсутствие процесса отделения пара от воды в рабочем тракте котла позволяет

использовать котел не только при докритическом, но и при сверхкритическом давлении рабочей среды. В связи с этим прямоточные котлы являются универсальными, применимыми для любых давлений пара и в настоящее время широко используются в энергетике.

В отечественной энергетике применяется два типа паровых котлов: прямоточные и с естественной циркуляцией, в промышленной теплоэнергетике, как отмечалось, применяются котлы-утилизаторы с принудительной циркуляцией. В зарубежной практике наравне с прямоточными широко используются котлы с принудительной циркуляцией.

Питательная вода, поступающая в котел с температурой 230...270°C, содержит небольшое остаточное количество взвешенных и растворенных веществ. В прямоточном котле докритического давления по мере движения воды в трубах топочных экранов увеличивается паросодержание потока и соответственно повышается концентрация примесей в оставшейся воде вплоть до насыщения, в результате чего начинается выпадение твердой фазы на внутренних стенках труб (накипь из солей жесткости и оксидов металлов, прежде всего железа). Малая теплопроводность отложений, в десятки раз меньше теплопроводности стали, ухудшает теплоотдачу от стенки к воде и при интенсивном обогреве труб возможен их перегрев. Под воздействием внутреннего давления это может привести к разрыву труб.

Наибольшее количество отложений концентрируется в области завершения испарения. Поверхность нагрева, включающую эту стадию процесса (конец испарения - начало перегрева), называют переходной зоной и для надежности работы металла иногда размещают в области относительно низких тепловых нагрузок конвективной шахты.

В прямоточных котлах СКД обеспечивают высокую степень очистки питательной воды, в этом случае переходную зону от воды к пару (зону фазового перехода) оставляют в топочной камере, но размещают в области относительно низких тепловых потоков.

В котлах с естественной и принудительной циркуляцией при относительно малом парообразовании заметных отложений на стенках труб не допускается. Накопление примеси в котловой воде (пар практически не имеет загрязнений в сравнении с поступающей в котел питательной водой) исключается выводом небольшой части более загрязненной котловой воды из барабана (непрерывная продувка) и из нижних барабанов и коллекторов (периодическая продувка).

### **1.3. Котельная установка**

В число устройств и механизмов, обеспечивающих работу парового котла, входят: топливоприготовительное оборудование; питательные насосы; дутьевые вентиляторы, подающие в котел воздух для горения; дымососы для удаления продуктов сгорания через дымовую трубу в атмосферу и другое вспомогательное оборудование, необходимое для обеспечения эксплуатации котла. Паровой котел вместе с комплексом перечисленного оборудования составляют котельную установку.

На рис. 1.8 показана котельная установка с барабанным паровым котлом относительно небольшой паропроизводительности при сжигании твердого топлива. Рядом с котлом располагаются система пылеприготовления из поступающего на электростанцию кускового топлива, тягодутьевая установка, обеспечивающая подачу воздуха в котел и отвод продуктов сгорания после их очистки в дымовую трубу. Питательные насосы, подающие воду в котел, согласно технологической схеме расположены в турбинном отделении (см. рис. 1.4). На рис. 1.8 водяной тракт начинается с трубопроводов питательной воды из турбинного отделения. К котельной установке относится также система дренажей коллекторов и продувки с оборудованием для использования теплоты этих потоков (сепараторы, теплообменники).

Современная мощная котельная установка представляет собой техническое сооружение для производства пара и горячей воды, в котором все рабочие процессы полностью механизированы и автоматизированы. Для повышения надежности работы котельная установка оснащена автоматической защитой от аварий.

### **1.3.1. Топливоприготовление**

Топливоприготовление включает в себя комплекс элементов оборудования и механизмов транспорта, обеспечивающих размол и непрерывную подачу подготовленного для сжигания топлива в горелки парового котла. Подготовка твердого топлива происходит в две стадии: сначала дробление кусков топлива в дробилках до размера частиц 15...25 мм (дробленка), а затем размол в углеразмольных мельницах до мельчайшей угольной пыли (пылеприготовление). Последняя стадия происходит для данного котла непосредственно в котельном отделении, и оборудование пылеприготовления включается в состав котельной установки. На рис. 1.9 показаны наиболее характерные варианты схем пылеприготовления с различными углеразмольными мельницами.

Наиболее универсальной, применимой для всех видов топлив и всего диапазона их твердости при размоле (размолоспособности), является схема с шаровой барабанной мельницей (ШБМ), в которой размол топлива происходит при ее вращении за счет массы металлических шаров, перекатывающихся в барабане. Поскольку ШБМ не экономична при частичной загрузке топливом, в схеме предусмотрено отделение готовой пыли в циклоне и хранение ее в специальном бункере пыли, после которого питатели пыли (регуляторы расхода) обеспечивают подачу необходимого количества пыли в горелки котла в соответствии с его тепловой мощностью. Указанная схема более полно представлена на рис. 1.8.



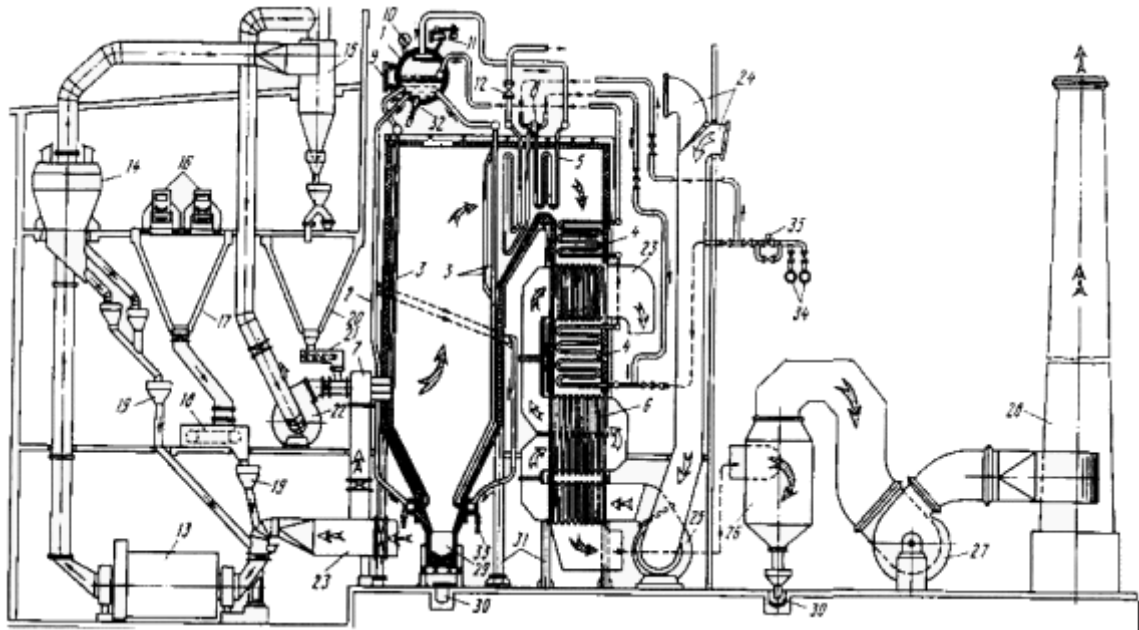


Рис.1.8. Котельная установка с барабанным паровым котлом при сжигании твердого топлива: 1 – барабан-сепаратор; 2 - опускные трубы из барабана; 3 - экранные подъемные трубы; 4 - экономайзер; 5 - пароперегреватель; 6 - воздухоподогреватель; 7 - горелочное устройство; 8 - парохладитель; 9 - указатель уровня воды; 10 - манометр; 11 - предохранительный клапан; 12 - главная паровая задвижка; 13 - углеразмольная шаровая барабанная мельница; 14 - сепаратор пыли; 15 - пылевой циклон; 16 - транспортер сырого угля; 17 - бункер сырого угля; 18 - питатель сырого угля; 19 - клапан для пропуса угля или пыли; 20 - бункер пыли; 21 - регулятор подачи пыли; 22 - мельничный вентилятор; 23 - короб горячего воздуха; 24 - воздухозаборник; 25 - дутьевой вентилятор; 26 - скрубберный золоуловитель; 27 - дымосос; 28 - дымовая труба; 29 - шлакоприемник; 30-канал шлако- или золоудаления; 31 - колонны каркаса котла; 32 - непрерывная продувка из барабана; 33 - продувка нижних коллекторов поверхностей нагрева; 34 - трубопровод питательной воды; 35 - питательный регулирующий клапан

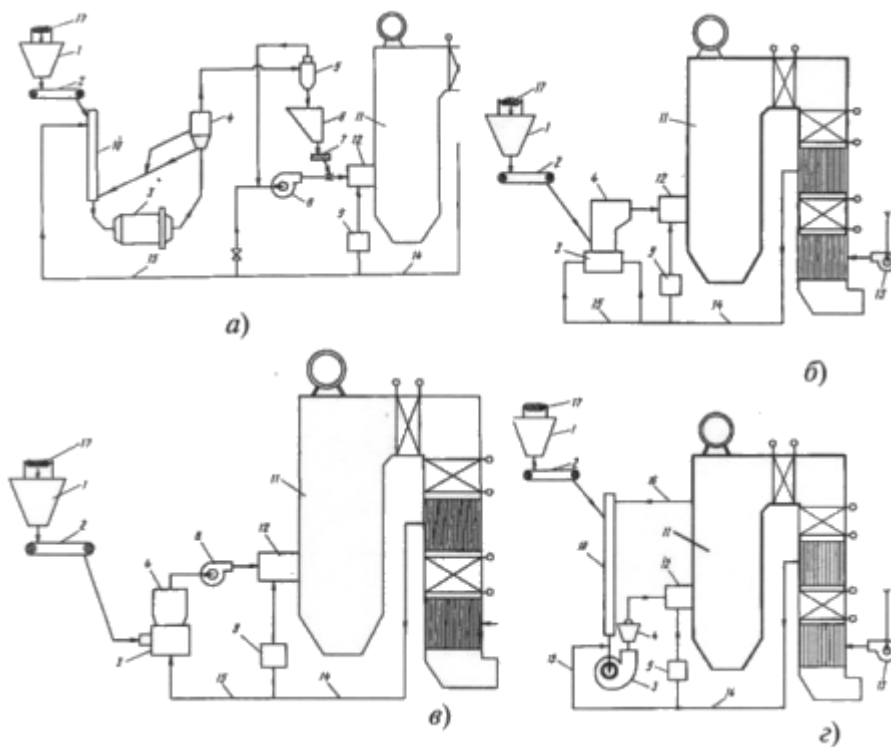


Рис. 1.9. Варианты схем пылеприготовления: а - с шаровой барабанной мельницей; б - с молотковой мельницей и инерционным сепаратором; в - с валковой среднеходовой мельницей; г - с мельницей-вентилятором; 1 - бункер сырого топлива (дробленки); 2 - питатель сырого угля; 3 - углеразмольная мельница; 4 - сепаратор пыли; 5 - циклон (пылеотделитель); 6 - бункер пыли; 7 - питатель пыли; 8 - мельничный вентилятор; 9 - короб - распределитель горячего воздуха; 10 - шахта предварительной сушки топлива; 11 - барабанный паровой котел; 12 - горелка котла; 13 - дутьевой вентилятор; 14 - тракт горячего воздуха; 15 - тракт первичного горячего воздуха; 16 - отбор топочных газов на сушку топлива; 17 - транспортер подачи сырого топлива со склада

После отвода основного потока горячего воздуха в горелки 7 оставшаяся часть горячего воздуха (первичный воздух) направляется в углеразмольную шаровую барабанную мельницу 13. В нее из питателя 18 поступает сырое топливо (дробленка). В мельнице в процессе размола происходит испарение влаги из топлива, и затем пыль выносятся увлажненным воздухом из мельницы и поступает в сепаратор 14, где отделяются и возвращаются назад в мельницу грубые фракции пыли. В циклоне 15 пыль отделяется от транспортирующего газообразного агента и поступает в бункер пыли 20, а влажный воздух с температурой 70...130°C и остатками тонкой пыли (8...10%) нагнетается мельничным вентилятором 22 в пылепроводы к горелкам, куда из питателя 21 поступает пыль для сжигания в топке.

Молотковая мельница (ММ) размалывает топливо билами при большой скорости вращения ротора мельницы. Рациональным является использование в ней бурых и каменных углей средней и малой твердости при допустимом для сжигания грубом размолу топлива, содержащего более крупные частицы пыли. Готовая пыль после сепаратора непосредственно поступает в горелки – это так называемая схема с прямым вдуванием пыли в топку котла; регулирование расхода пыли здесь обеспечивает питатель

сырого угля на вход в молотковую мельницу.

Валковая среднеходная мельница (СМ) обеспечивает размол топлива за счет раздавливания кусков топлива валками на вращающемся плоском столе. Ее применение рационально для достаточно сухих каменных углей с незначительным вкраплением твердых фракций. Схема пылеприготовления также предусматривает прямое вдувание пыли в топку, но для создания необходимого напора аэропыли в вихревой горелке после сепаратора предусматривается установка мельничного вентилятора.

Для размола сильновлажных и мягких бурых углей применяется мельница - вентилятор (М - В), которая имеет на одной оси размольную часть, подобную молотковой мельнице, и вентилятор, который создает разрежение на входе в сушильную шахту для подвода горячих топочных газов ( $800 \dots 1000^\circ\text{C}$ ) и напор в пылепроводе для подачи топлива в горелки. Остальная часть схемы подобна предыдущим.

Мазут хранится на электростанции в больших мазутных баках, откуда подается в главный корпус к паровым котлам после ряда операций его подготовки.

Приготовление мазута к сжиганию (рис. 1.10, а) состоит в удалении из него мелких твердых фракций и волокон (фильтрование), нагреве его в паровых теплообменниках до температуры  $100 \dots 150^\circ\text{C}$ , при которой мазут легко течет и распыливается затем до мельчайших капель в горелке. Транспорт мазута из баков - хранилищ к горелкам парового котла обеспечивается двумя группами мазутных насосов, поднимающих давление до 4 МПа. Первая группа насосов прокачивает мазут через установки его нагрева и очистки, вторая - подает мазут по трубопроводу в котельное отделение. Для поддержания текучести мазута ( $t_m = 70 \dots 80^\circ\text{C}$ ) в баки - хранилища постоянно поступает нагретый мазут, а также возвращается избыточный мазут от котлов.

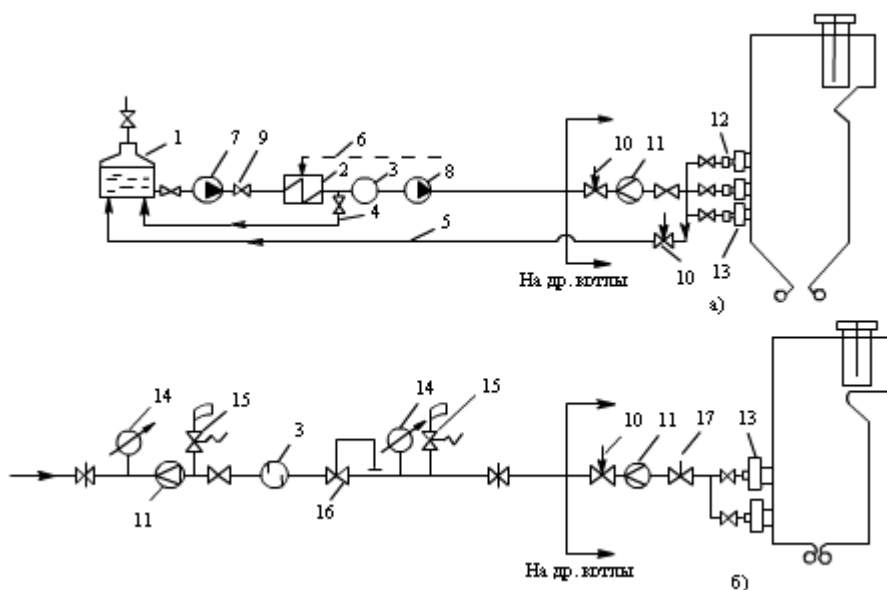


Рис. 1.10. Технологическая схема подготовки к сжиганию жидкого и газового топлива: а - подготовка жидкого топлива (мазута); 1 - мазутохранилище; 2 - паровой теплообменник; 3

- фильтр; 4, 5 - линии рециркуляции мазута; 6 - подвод пара к теплообменнику; 7, 8 - насосы первой и второй ступеней давления; 9 - обратный клапан; 10 - регулятор расхода; 11 - измеритель расхода; 12 - ствол мазутной форсунки; 13 - горелка; б - подготовка газового топлива; дополнительные обозначения: 14 - измеритель давления газа; 15 - предохранительный клапан; 16 - регулятор давления "после себя"; 17 - быстродействующий клапан

Подготовка к сжиганию природного газа требует наименьшего оборудования и затрат. Газ поступает в газорегуляторный пункт (рис. 1.10, б), где проходит фильтрацию, затем его давление снижается от давления в центральной магистрали (5...7,5 МПа), из которой получает газ электростанция, до необходимого давления в газопроводах котельного отделения (0,15...0,2 МПа) в дроссельных регуляторах давления. Для гарантии поддержания заданного давления газа на электростанции за регулятором устанавливают предохранительные клапаны, сбрасывающие в случае резкого повышения давления часть газа в атмосферу. Во избежание прекращения подачи газа на станцию при выходе из строя регулятора основная магистраль имеет вторую (байпасную) с таким же набором аппаратуры.

С учетом высокой взрывоопасности смеси газа с воздухом газопроводы к каждому котлу оснащены быстродействующими импульсными клапанами, мгновенно отсекающими подачу газа в аварийной ситуации, а также продувочными линиями (свечами), позволяющими удалить газ из газопровода при его отключении.

### 1.3.2. Работа газоздушного тракта котла

Газоздушный тракт - единая система воздушных коробов и газоходов, обеспечивающая подачу воздуха через воздухоподогреватель и горелки в топку, движение образующихся продуктов сгорания (газов) по газоходам котла и удаление охлажденных газов в дымовую трубу. Движение воздуха и газов в зависимости от мощности и размеров котла может быть организовано за счет естественной тяги или принудительной тяги.

В котлах малой паропроизводительности без организации подогрева воздуха для горения при относительно короткой длине газоходов (рис. 1.11, а) возникает небольшое сопротивление при движении газов, которое преодолевается за счет естественной тяги дымовой трубы. Основное назначение дымовой трубы – рассеивание вредных выбросов котельной установки в атмосфере.

Естественная тяга или самотяга  $H_{\text{сам}}$ , Па, определяется разностью давлений гидростатических столбов атмосферного воздуха снаружи и нагретой газовой среды внутри трубы:

$$H_{\text{сам}} = h_{\text{тр}}(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}})g, \quad (1.3)$$

где  $h_{\text{тр}}$  - высота дымовой трубы, м;  $\rho_{\text{в}}$ ,  $\rho_{\text{г}}$  - плотность холодного воздуха (при 20...30°C) и газов (при температуре на выходе из котла), кг/м<sup>3</sup>;  $g$  - ускорение под действием сил земного притяжения, м/с<sup>2</sup>. В среднем для трубы высотой 100 м самотяга  $H_{\text{сам}} = 350...400$  Па или 35...40 кгс/м<sup>2</sup> (35...40 мм вод.ст.).

В котлах большой мощности увеличиваются трубные поверхности в газовом потоке, появляется подогрев воздуха за счет теплоты газов, газоходы значительно удлиняются и имеют как подъемные, так и опускные участки, где необходимо преодолеть собственную самотягу газов, направленную вверх. Дополнительно

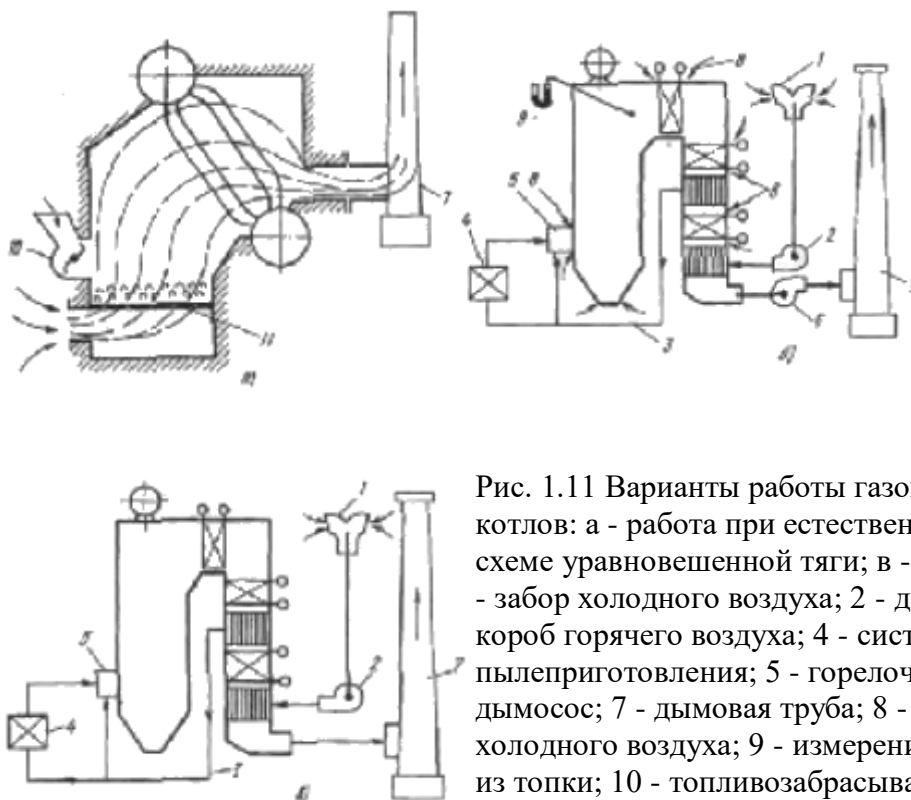


Рис. 1.11 Варианты работы газоздушных трактов котлов: а - работа при естественной тяге; б - работа по схеме уравновешенной тяги; в - работа под наддувом; 1 - забор холодного воздуха; 2 - дутьевой вентилятор; 3 - короб горячего воздуха; 4 - система пылеприготовления; 5 - горелочное устройство; 6 - дымосос; 7 - дымовая труба; 8 - места присосов холодного воздуха; 9 - измерение разрежения на выходе из топки; 10 - топливозабрасыватель.

необходимо иметь запас напора для регулирования расходов. В этом случае сопротивление газоздушного тракта становится большим и не может быть преодолено за счет тяги дымовой трубы, поэтому организуется принудительное движение воздуха и газов.

Совместная работа воздушного и газового трактов котла может быть организована двумя способами. По первому способу (рис. 1.11, б) газоздушный тракт котла включает в себя дутьевые вентиляторы для подачи под давлением  $2,5 \dots 5$  кПа атмосферного воздуха через воздухоподогреватели к горелкам и части горячего воздуха в углеразмольные мельницы. Сопротивление газового тракта котла, а также аппаратов золоулавливания и газоходов до дымовой трубы преодолевается дымососами, создающими напор  $2,0 \dots 3,5$  кПа. В этом случае весь воздушный тракт на участке вентилятор - топка находится под давлением выше атмосферного (рис. 1.12, а). Продукты сгорания удаляются из котла дымососами, в связи с чем топка и все газоходы находятся под разрежением. Такую схему тяги и дутья называют уравновешенной. Контрольным фактором, обеспечивающим согласование работы дутьевых вентиляторов и дымососов, является давление газов на выходе из топочной камеры. Здесь устанавливается и автоматически поддерживается небольшое разрежение (давление ниже атмосферного), составляющее  $30 \dots 50$  Па ( $3 \dots 5$  мм вод.ст.). Дутьевой вентилятор подает столько воздуха, сколько необходимо для полного сжигания топлива, а регулирующие устройства дымососов изменяют производительность так, чтобы вверху топки постоянно сохраняли указанное небольшое разрежение.

В газовый тракт при давлении ниже атмосферного (см. рис. 1.12, а) через неплотности его

ограждений присасывается окружающий воздух, что увеличивает объем перекачиваемых дымососами газов. В среднем доля присосов воздуха  $\Delta V_{\text{прс}}$  составляет около 20...30 % объема газов  $V_{\text{Г}}$ , образующихся в топке при горении топлива.

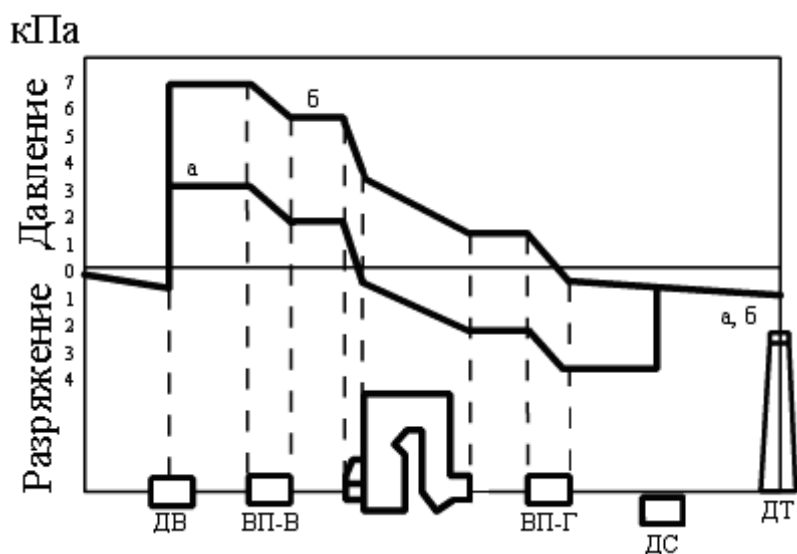


Рис. 1.12. Распределение давления в газоздушном тракте котельной установки при уравновешенной тяге (а) и наддуве (б): ДВ - дутьевой вентилятор; ВП-В - воздухоподогреватель (воздушная сторона); ВП-Г - воздухоподогреватель (газовая сторона); ДС - дымосос; ДТ - дымовая труба

Транспорт воздуха до топки и продуктов сгорания до выхода в атмосферу можно также обеспечить специальными высоконапорными дутьевыми вентиляторами без применения дымососов (рис. 1.11, в). В этом случае топка и газоходы будут находиться под некоторым избыточным давлением - наддувом.

Для наглядности на рис. 1.12 показано сопоставление распределения давления в газоздушном тракте котельной установки, работающей с уравновешенной тягой и под наддувом. Как видно, весь газовый тракт котла при наддуве находится под избыточным давлением в сравнении с атмосферным (рис. 1.12, б) и, чтобы исключить проникновение токсичных газов из газового тракта в котельное отделение, необходимо обеспечить полную газоплотность всех стен газоходов котла.

В газоплотном тракте исключены присосы воздуха. При наддуве напор, который создает высоконапорный дутьевой вентилятор, меньше, чем сумма напоров дутьевого вентилятора и дымососа в уравновешенной схеме, так как с уменьшением объема газов при отсутствии присосов в газовом тракте снижается сопротивление тракта. Это приводит к экономии энергии на привод тягодутьевых машин. К тому же высоконапорный дутьевой вентилятор перекачивает холодный воздух, а дымососы - достаточно горячие газы с увеличенным удельным объемом, что дополнительно снижает затраты энергии на перекачку.

При длительной эксплуатации такого котла в разных его местах за счет термических напряжений происходит разгерметизация тракта, исключение которой требует больших постоянных затрат. Поэтому в эксплуатации используются газоплотные по конструкции поверхности котла в сочетании с работой по уравновешенной тяге, что также заметно снижает затраты энергии на тягодутьевые машины за счет исключения присосов. В то же

время исключается проникновение вредных для здоровья людей газов в помещение электростанции.

По выходе из поверхностей котла газовый поток (при сжигании твердого топлива) поступает на золоулавливающие устройства, где происходит удаление из потока газов 96...99% мелких твердых частиц золы. Для этих целей используются центробежные скрубберы и батарейные циклоны, где удаление частиц составляет 80...90%, электрофильтры с эффективностью 98...99,5%.

## Примеры

**Пример 1.** Два паровых котла - прямоточный и барабанный с естественной циркуляцией (ЕЦ) - имеют одинаковую тепловую мощность и давление перегретого пара  $P_{п.п} = 13,8$  МПа. Будет ли одинаковым давление питательной воды на входе в указанные котлы, если принять одинаковыми потери давления в экономайзерах и пароперегревателях этих котлов?

### Решение

1. Перепад давления в водопаровом тракте котла с естественной циркуляцией определяется потерями давления в экономайзерном и пароперегревательном тракте

$$\Delta p_{нх}^{ЕЦ} = \Delta p_{зк} + \Delta p_{не} = (0,05 + 0,13) p_{нх} = 2,48 \text{ МПа.}$$

Тогда давление питательной воды

$$p_{н.е}^{ЕЦ} = p_{нх} + \Delta p_{нх}^{ЕЦ} = 13,8 + 2,48 = 16,28 \text{ МПа.}$$

2. Перепад давления в тракте прямоточного котла дополняется сопротивлением топочных экранов

$$\Delta p_{нх}^{пр} = \Delta p_{зк} + \Delta p_{жз} + \Delta p_{не} = (0,05 + 0,1 + 0,13) p_{нх} = 3,86 \text{ МПа}$$

Давление питательной воды  $p_{п.в}^{пр} = 13,8 + 3,86 = 17,66$  МПа. Давление воды после питательного насоса прямоточного котла должно быть больше, чем на барабанном котле, на 1,38 МПа или на 8,48%.

**Пример 2.** Для котла с принудительной циркуляцией, работающего при давлении  $p_{п.п} = 13,8$  МПа, сравнить затраты электрической мощности на привод питательного насоса и насоса принудительной циркуляции (НПЦ) при кратности циркуляции  $k_{ц} = 6$ .

### Решение

1. Мощность, потребляемая насосом, МВт,

$$N = G_B v_B \Delta p_H / \eta_H$$

где  $G_B$  - массовый расход воды, кг/с;  $v_B$  - удельный объем воды, м<sup>3</sup>/кг;  $\Delta p_H$  - давление, развиваемое насосом, МПа;  $\eta_H = 0,85$  - КПД насоса и электропривода.

Повышение давления в питательном насосе  $\Delta p_n = 16,28 - 0,7 = 15,58$  МПа, где 0,7 МПа - давление воды перед насосом. Удельный объем воды при температуре  $120^\circ\text{C}$   $v_B = 1,06 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>/кг. Для насоса принудительной циркуляции  $\Delta p_{пц} = 0,2$  МПа, удельный объем кипящей воды при давлении 15,5 МПа  $v' = 1,67 \cdot 10^{-3}$  м<sup>3</sup>/кг, расход воды  $G_{в}^{пц} = 6G_B$ .

2. При равенстве КПД насосов (принимаем) отношение мощностей привода насоса принудительной циркуляции и питательного насоса

$$N_{пц}/N_{пн} = (6 \cdot 1,67 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2) / (1,06 \cdot 10^{-3} \cdot 15,58) = 0,12$$

Таким образом, затраты энергии на насос принудительной циркуляции составляют 12% от потребления энергии питательным насосом. При обычной для котла с естественной циркуляцией кратности  $k_{ц} = 20$  на насос с принудительной циркуляцией тратилось бы 40% энергии от питательного насоса.

**Пример 3.** Котельный агрегат с уравновешенной тягой оборудован дымососом, который преодолевает сопротивление  $\Delta p_{ка} = 1500$  Па при расходе дымовых газов  $V_d = 40$  м<sup>3</sup>/с. При реконструкции в конвективной шахте котла установлена дополнительная поверхность нагрева воздухоподогревателя, которая увеличивает полное сопротивление котла на 400 Па. Как возрастет требуемая мощность дымососа?

Решение.

1. Мощность электродвигателя дымососа до реконструкции

$$N_d' = V_d \cdot \Delta p_{ка} / \eta_d = 40 \cdot 1500 / 0,85 = 70588 \text{ Вт} = 70,6 \text{ кВт.}$$

2. Требуемая мощность электродвигателя дымососа после реконструкции при сохранении расхода  $V_d = 40$  м<sup>3</sup>/с

$$N_d'' = 40 \cdot 1900 / 0,85 = 89412 \text{ Вт} = 89,412 \text{ кВт.}$$

3. Мощность электродвигателя дымососа должна возрасти в

$$N_d'' / N_d' = 1900 / 1500 = 1,266 \text{ раза или на } 26,6\%.$$

^ **2. Поверхности нагрева паровых котлов**

## 2.1. Тепловосприятие поверхностей нагрева

Эффективная и надежная работа котельного агрегата возможна только при рациональной компоновке и схеме расположения отдельных элементов газового тракта, в котором происходит охлаждение продуктов сгорания топлива путем теплопередачи к нагреваемой рабочей среде в водопаровом тракте и к предназначенному для сжигания топлива воздуху в воздухоподогревателе. Для решения этой задачи необходимо знать все варианты конструктивного исполнения элементов поверхностей нагрева и достигаемых при их работе показателей – изменении температуры и давления теплоносителей.



Парообразующие поверхности паровых котлов различных систем заметно отличаются друг от друга, но всегда располагаются в основном в топочной камере и воспринимают теплоту радиацией. В зависимости от вида сжигаемого топлива топочные экраны воспринимают 40...50% полного количества теплоты, отдаваемой рабочей среде в котле в целом. В поверхностях нагрева горизонтального газохода это тепловосприятие составляет 20...25%, а на поверхности конвективной шахты приходится 30...40% теплоты.

На рис. 2.1 а, б показаны доли тепловосприятия в поверхностях котла, приходящиеся на нагрев воды, парообразование и перегрев пара при разных давлениях в котле с учетом температур перегретого пара и питательной воды.

Так, при среднем давлении (4 МПа) теплоты, получаемой экранами радиационным теплообменом в топке, недостаточно для покрытия полной его потребности на парообразование (62%), в связи с чем часть теплоты, затрачиваемой на испарение воды, передается в экономайзере и в конвективных котельных пучках труб на выходе из топки. Поэтому в барабанных котлах среднего давления обычно экономайзер становится кипящим, в нем питательная вода не только подогревается до температуры насыщения, но и частично превращается в пар. Для этих котлов характерны конвективные испарительные поверхности, образованные из трех-четырех рядов труб на выходе из топки с собственным нижним коллектором, питаемым водой из барабана, а также разводка труб заднего экрана на два-три ряда в зоне пересечения ими горизонтального газохода (фестон).

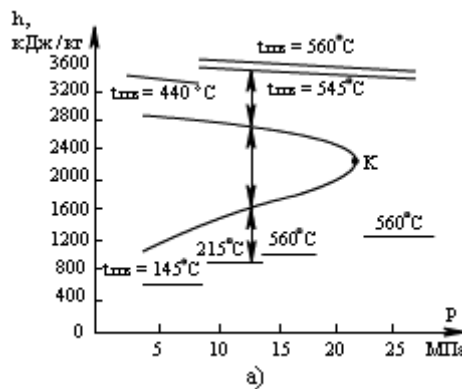
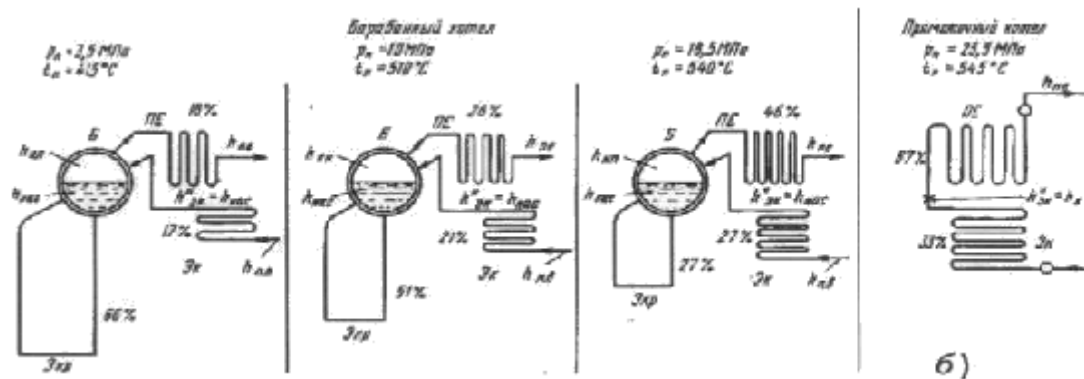


Рис. 2.1. Распределение доли теплоты на подогрев, испарение и перегрев в котлах при разных давлениях и температуре пара на выходе: а -  $h-p$  - диаграмма нагрева воды ( $\Delta h_B$ ), ее испарения ( $\Delta h_{исп}$ ) и перегрева пара ( $\Delta h_{ПЕ}$ ); б - доли тепловосприятия поверхностей котла; Б - барабан; ЭКР - топочные экраны и доля испарения воды в экранах топки; ЭК - экономайзер и доля подогрева воды до насыщения в поверхности экономайзера; ПЕ - пароперегреватель и доля перегрева пара в поверхности пароперегревателя;  $h_{НАС}$ ,  $h_{Н.П.}$  - соответственно энтальпии насыщения воды и насыщенного пара в барабане;  $h_{П.В.}$ ,  $h_{ПЕ}$  - энтальпии питательной воды на входе в котел и перегретого пара.



В барабанных котлах высокого давления (10 МПа и выше) доля теплоты, используемая на парообразование, в значительной мере снижается (рис. 2.1 а, б), и тепловосприятие экранов в топочной камере становится достаточным для получения требуемого количества пара, в связи с чем экономайзер выполняет только свою основную функцию:

подогревает поступающую питательную воду.

При сверхвысоком (18,5 МПа) и особенно при сверхкритическом давлении расширяется область подогрева воды, поэтому не только в конвективных пакетах экономайзера, но и в нижней части топочных экранов происходит нагрев воды до зоны фазового перехода (радиационный экономайзер), а далее расположены поверхности, в которых происходит фазовый переход от состояния воды к состоянию пара и начальный перегрев пара (средняя и верхняя радиационные части экранов топки).

При высоком и сверхкритическом давлениях пароперегревательные поверхности потребляют значительную долю тепловосприятия и не могут разместиться только в горизонтальном газоходе котла (тепловосприятие поверхностей здесь не превышает 20-22 %), поэтому часть поверхности пароперегревателя занимает верх топки (потолок, настенные панели), а выходной конвективный пакет часто находится в верхней части конвективной шахты (см. рис. 2.11, в).

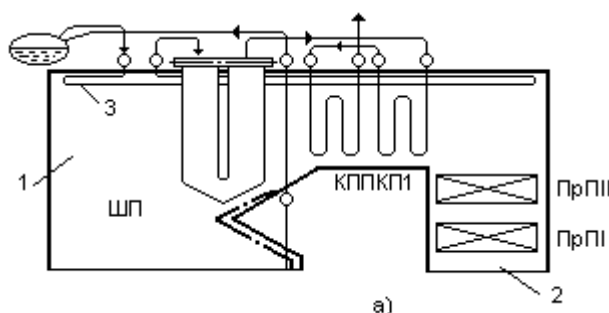


Рис. 2.11а. Компоновка пароперегревателей в барабанном котле высокого давления: 1 - топочная камера; 2 - конвективная шахта.

В паровых котлах СКД заметно увеличивается доля тепловосприятия пароперегревательных поверхностей, при этом значительная часть этих поверхностей располагается на стенах топки, в зоне высоких тепловых потоков, что ставит специальные задачи по защите металла труб от перегрева.

На тепловосприятие конвективного экономайзера и воздухоподогревателя в конвективной шахте приходится около 30...35% общего тепловосприятия поверхностей котла. Воздухоподогреватель получает в конвективной шахте необходимое количество теплоты для доведения воздуха до заданной температуры, а на долю экономайзера отводят оставшуюся часть.

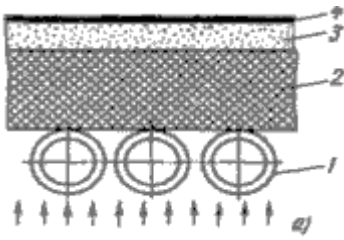
^

## 2.2. Конструкции топочных экранов

Как указано выше, топочные экраны получают до 50% всего тепловосприятия рабочей среды в котле и находятся в зоне наиболее высоких температур газов, требуют тщательного конструктивного выполнения для обеспечения надежной работы металла труб.

По конструкции различают экраны гладкотрубные, в которых трубы расположены вдоль стены топки с небольшим зазором 4...6 мм (рис. 2.2, а),

Рис. 2.2а. Топка с гладкотрубными экранами: 1 - труба; 2 - огнеупорный бетон; 3 - тепловая изоляция; 4 - уплотнительный слой (обмазка, металлический лист);



и газоплотные, которые могут быть выполнены двух типов: либо из таких же гладких труб, но с сваренными между ними проставками шириной 6...12 мм (рис. 2.2, б),

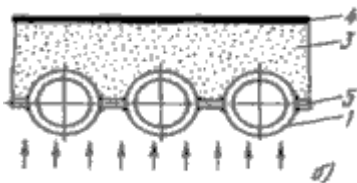


Рис. 2.2б. Топочный гладкотрубный экран с сварными проставками (мембранный): 1 - труба; 3 - тепловая изоляция; 4 - уплотнительный слой (обмазка, металлический лист); 5 - металлическая проставка;

либо с применением плавниковых труб, сваренных между собой (рис. 2.2, в).

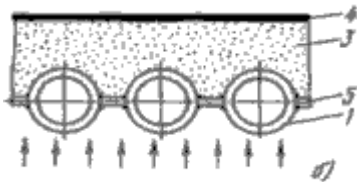


Рис. 2.2в. Газоплотный экран из плавниковых труб: 1' - плавниковая труба

Экраны из таких сваренных между собой панелей образуют монолитную цельносварную газоплотную конструкцию, их называют мембранными. Для создания в топке зоны устойчивого воспламенения малореакционных топлив, требующих высокой температуры для их интенсивного горения, экраны всех типов на соответствующих участках покрывают огнеупорной массой с закреплением ее на приваренных к трубам шипах. Такие экраны называются футерованными экранами (рис. 2.2, г, д).

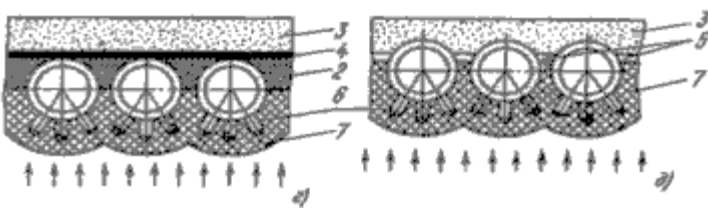


Рис. 2.2г, д. Типы экранирования топки:

г - футерованный гладкотрубный экран; д - футерованный мембранный экран; 2 – огнеупорный бетон; 3 - тепловая изоляция; 4 - уплотнительный слой (обмазка, металлический лист); 5 - металлическая проставка; 6 - приварные шипы; 7 - огнеупорная масса

Гладкотрубные экраны применяются в паровых котлах всех систем, работающих под разрежением газового тракта. При естественной циркуляции в целях повышения надежности движения рабочей среды в трубах топочные экраны располагаются почти

исключительно вертикально и в отдельных случаях круто наклонно. Парообразующие поверхности нагрева прямоточных котлов и котлов с многократной принудительной циркуляцией можно ориентировать в пространстве любым способом, выполняя топочные экраны вертикальными, горизонтальными и подъемно-опускными, поскольку здесь есть возможность организации движения пароводяной смеси со скоростью, предотвращающей нарушение гидравлических режимов.

## 2.2.1. Вертикальные топочные экраны котлов с естественной циркуляцией

Обычно топочные экраны выполняются в виде нескольких вертикальных панелей (секций) шириной  $b_c$ , которые полностью закрывают все стены топки и имеют только подъемное движение рабочей среды (рис. 2.3, а).

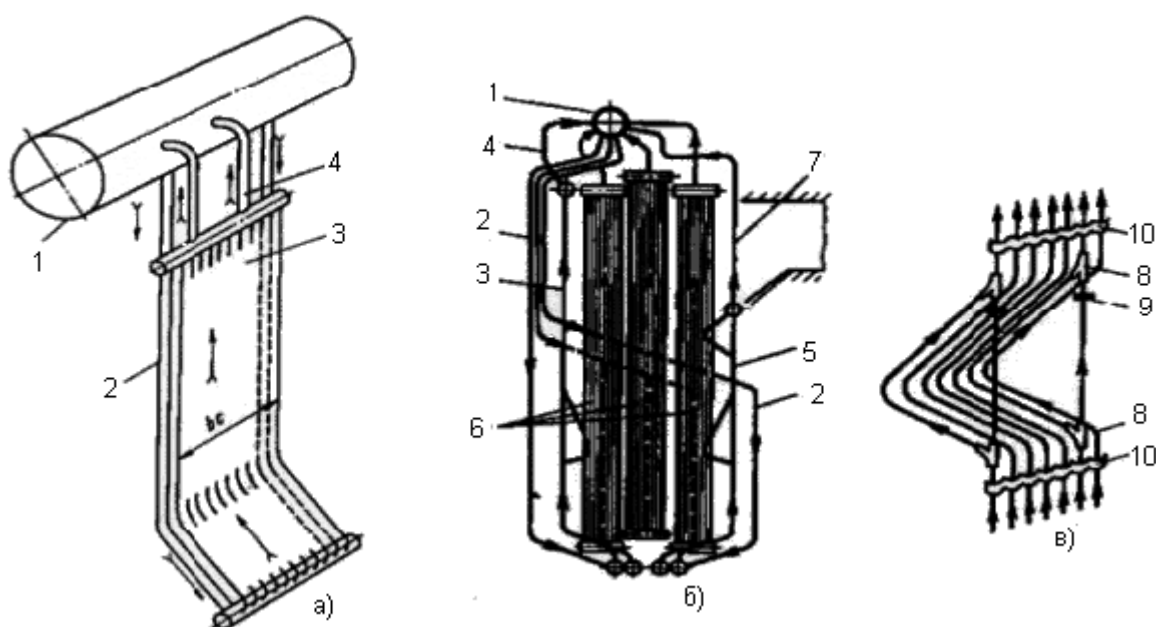


Рис. 2.3. Схемы экранов пылеугольного котла с естественной циркуляцией: а - секция фронтального экрана; б - циркуляция в экранных секциях топки; в - выполнение нижнего выступа из экранных труб; 1 - барабан; 2 - необогреваемые опускные трубы; 3 - фронтальный экран; 4 - отводящие трубы; 5 - задний экран; 6 - секции бокового экрана; 7 - разреженные отводящие трубы заднего экрана; 8 - развилка труб (тройник); 9 - дроссельная шайба в трубе (показана условно); 10 - скоба (гребенка) для крепления труб секции

Трубы имеют наружный диаметр 83-76-60 мм с толщиной стенки 3,5...5 мм, причем для котлов высокого давления (10 и 14 МПа) используются трубы меньшего диаметра, но с увеличенной толщиной стенки (до 5 мм). Экранные трубы секции, как правило, объединяются нижним и верхним коллекторами и отводящими трубами большего диаметра, чем экранные (рис. 2.3, б). Сечение опускных и отводящих труб составляет 30...50 % сечения подъемных труб каждой секции.

Экранные трубы заднего экрана в отличие от других экранов должны пересечь газовое

окно на выходе из топки в горизонтальный газоход. Для обеспечения достаточного прохода газов между трубами в зоне газового окна расположены разреженные отводящие трубы, либо трубы заднего экрана разведённые в 3...4 ряда (эта конструкция получила название фестон).

Для обеспечения необходимой аэродинамики газов в топочном объеме в ряде конструкций экранов топки выполняются выступы экранных секций внутрь объема топки: нижние симметричные выступы на 1/4 глубины топки с каждой стороны для выделения зоны горения и создания области жидкого шлакообразования и верхний выступ заднего экрана на 1/3 глубины топки для создания равномерного расхода газов по высоте выходного газового окна (рис. 2.3, в).

Плотность экранирования стен характеризуется отношением шага труб к диаметру  $s_Э = s_Э/d$  и составляет  $s_Э = 1,07...1,1$ .

Экранные секции закрепляются сверху, верхний коллектор опирается на горизонтальные балки потолочного перекрытия каркаса котла. Компенсация теплового расширения экранной секции предусмотрено в нижнем направлении. Нижние коллекторы имеют свободу вертикальных перемещений в пределах расчетного теплового расширения экрана (60...100 мм).

Для повышения прочности экрана (за счет разности давления в топке и снаружи стена топки воспринимает давление 5...10 т) и исключения вибрации при пульсирующем давлении в топке экраны укрепляют установленными по горизонтали двугавами - поясами жесткости (рис. 2.4).

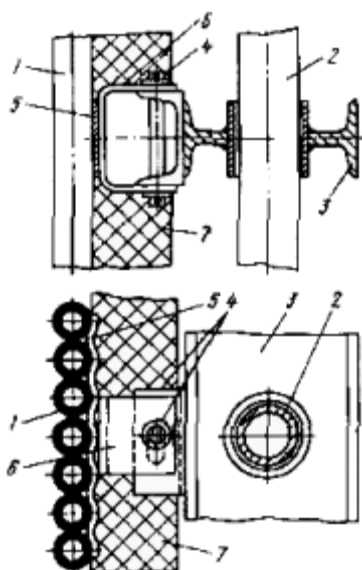
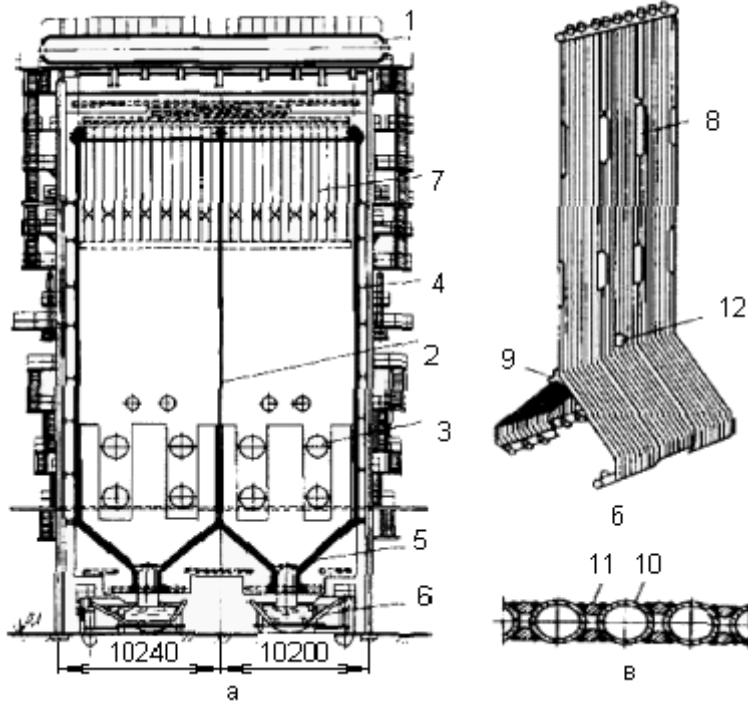


Рис. 2.4. Установка пояса жесткости экранных труб: 1 - труба экрана; 2 - опускная труба; 3 - двугавр пояса жесткости; 4 - соединение пояса жесткости с секцией труб; 5 - крепежная профильная лента секции труб; 6 - соединительная скоба; 7 - обмуровка и тепловая изоляция

Двугавры связаны с трубами экрана и охватывают по периметру всю топку через 3-4 м высоты, перемещаются вместе с трубами при тепловом расширении.

В котлах большой мощности в отдельных случаях по середине топки установлен двухсветный экран (рис. 2.5, а), разделяющий топку на две полутопки.

Рис. 2.5. Выполнение двухсветного экрана: а - установка экрана в топке; б - общий вид экрана; в - узел сварки труб экрана; 1 - барабан; 2 - двухсветный экран; 3 - горелки; 4 - пояс жесткости; 5 - летка для выхода жидкого шлака;



6 - шлаковая ванна; 7 - ширмы пароперегревателя; 8 - окно для выравнивания давления; 9 - тройник; 10 - труба; 11 - приварной пруток; 12 - ремонтный лаз.

Такой экран увеличивает тепловоспринимающую поверхность без изменения сечения топки, интенсивно охлаждает топочные газы, благодаря чему можно уменьшить высоту топки. Трубы этого экрана по высоте нельзя закрепить к каким-либо неподвижным внешним конструкциям, между собой они скрепляются в нескольких местах путем сварки через пруток (рис. 2.5, в). Для выравнивания давления в обеих полутопках в двусветном экране выполнены окна.

В последние годы применяются конструкции экранов с натрубной обмуровкой. Такая обмуровка стен топки оказалась достаточно легкой и может быть прикреплена непосредственно к трубам экрана на котлостроительном заводе после сборки секции экрана. Таким образом, на монтажно-сборочную площадку строящейся ТЭС поступают готовые секции топки. После их монтажа необходимо только уплотнить швы между секциями.

^

## 2.2.2. Топочные экраны прямоточных котлов

В прямоточных котлах кратность циркуляции рабочей среды в экранах равна 1, в то время как при естественной циркуляции она составляет 10...30. Кроме того, скорость рабочей среды при прямоточном принудительном движении примерно в 2 раза выше, чем при естественной циркуляции. Поэтому необходимое сечение для пропуска рабочей среды прямоточного котла в 20...40 раз меньше, чем при естественной циркуляции и той же паропроизводительности. Здесь весь поток рабочей среды проходит только через 2...4 параллельных секции, называемые лентами (панелями), состоящими из 40...60 труб и имеющими каждая ширину 2...3 м.

Поскольку движение рабочей среды в этих экранах принудительное, то уменьшение диаметра труб за счет роста сопротивления не вызовет снижения скорости движения, как

это имеет место при естественной циркуляции, где дальнейшее уменьшение диаметра труб менее 60 мм нежелательно. Топочные экраны прямоточных котлов выполняются из труб диаметром 32...42 мм с толщиной стенки 4...6 мм. Уменьшение диаметра труб по сравнению с естественной циркуляцией дает экономию металла при экранировании стен топki до 30%. Однако уменьшение диаметра труб при сохранении массовой скорости потока требует увеличения числа параллельных труб. Увеличение тепловой мощности котла и уменьшение диаметра труб приводят к заметному увеличению ширины ленты, а чем шире лента, тем больше влияние неравномерности обогрева параллельных труб, образующих ленту. Поэтому при малом диаметре труб, в мощных паровых котлах выполняется параллельно несколько лент (заходов), при этом ширина каждой ленты остается небольшой. Получается два - четыре параллельных потока рабочей среды с независимым регулированием расхода и температуры по каждому потоку.

При экранировании стен топki применяются различные схемы панелей и их расположение. В нижней радиационной части топki (НРЧ), где характерны высокие тепловые потоки, падающие на экраны, предпочитают применять вертикальные экранные панели с подъемным движением рабочей среды, обеспечивающие равномерное распределение среды по всем трубам и надежный отвод теплоты от металла (рис. 2.6, а).

Полная экранизация стен НРЧ достигается при большом числе параллельных панелей, включенных по рабочей среде последовательно, но тогда конструкция экрана усложняется. Средняя и верхняя радиационная части топki (СРЧ и ВРЧ) экранированы плоскими горизонтально - подъемными панелями, закрывающими по высоте часть стены топki или ее половину (рис. 2.6, б). Для выравнивания давления и температуры среды по панелям после получения определенного тепловосприятия установлен узел смешения рабочей среды.

Горизонтально - наклонная навивка трубных лент по стенам топki, предложенная проф. Л.К. Рамзиным (рис. 2.6, в), отличается наименьшей тепловой разверткой между трубами в секции (ленте).

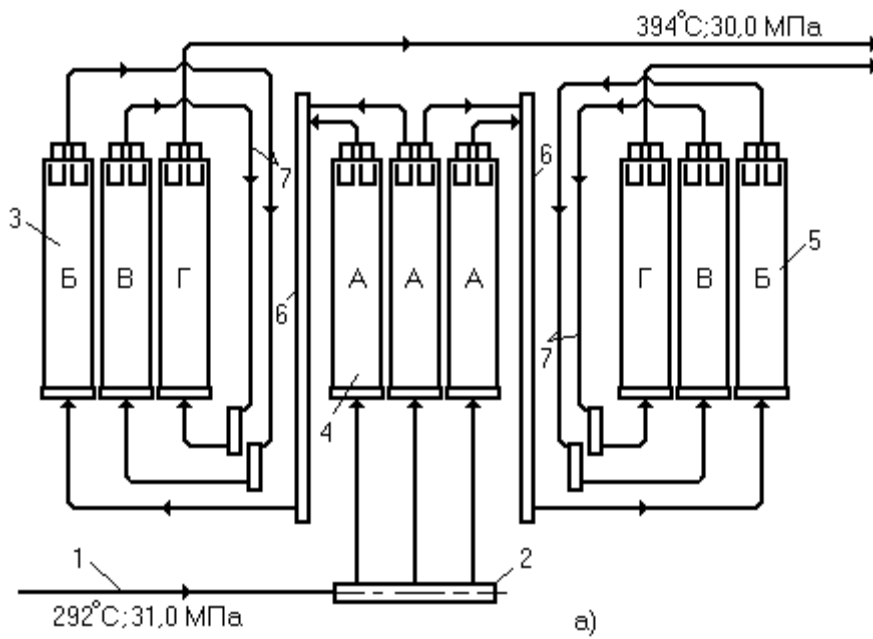


Рис.2.6а. Вертикальные панели экранирования НРЧ в прямоточных котлах: 1 - подвод воды; 2 - раздающий коллектор; 3, 4, 5 - фронтные, боковые и задние настенные панели; 6 - опускной смесительный коллектор; 7 - перепускные трубы.

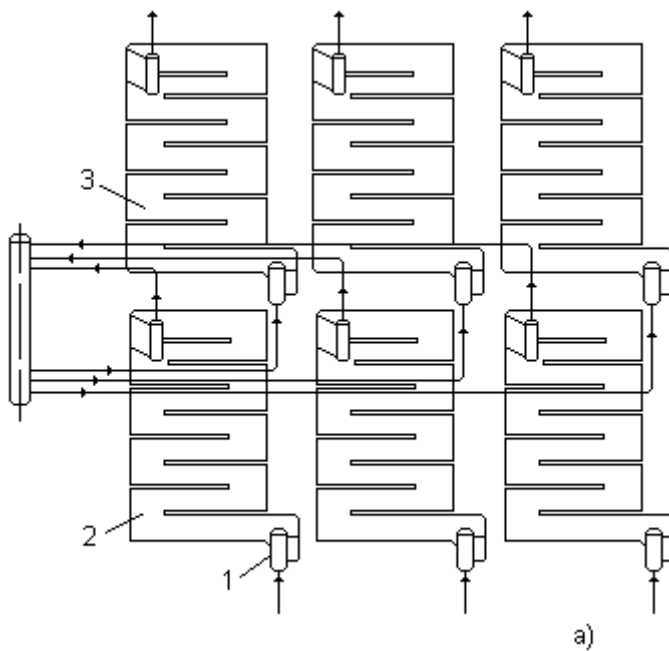


Рис.2.6б. Панели с горизонтальноподъемным движением в СРЧ прямоточного котла: 1 - коллектор; 2, 3 - нижняя и верхняя секции панели.



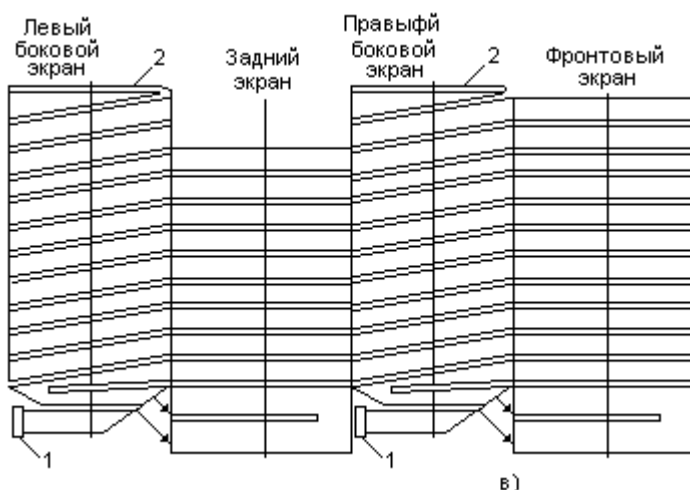


Рис.2.6в. Развертка топочного экрана котла с навивкой Рамзина: 1 - входной кол

лктор; 2 - выходной коллектор

Рабочая среда движется от нижнего коллектора ленты до верхнего, многократно опоясывая топочную камеру. Такая навивка имеет минимальное количество коллекторов и гидравлически устойчивые характеристики движения при любом рабочем давлении. Основным недостатком навивки Л.К. Рамзина является невозможность конструктивного выполнения в виде готовых плоских настенных панелей, необходимость выполнения большого числа сварных стыков труб при монтаже. Эти обстоятельства ограничивают применение данной схемы навивки на мощных паровых котлах.

### 2.2.3. Специальные конструкции экранов

Газоплотные сварные экраны находят широкое применение в современных конструкциях котлов, имеют на 10...15% меньшую массу металла на единицу лучевоспринимающей поверхности по сравнению с гладкотрубными. Шаг труб увеличен до  $s_1 = (1,4...1,45)d$ , так как между трубами ввариваются проставки шириной до 14...16 мм, соответственно сокращается число труб, а суммарное сечение их подбирается по условиям обеспечения необходимой массовой скорости рабочей среды. Эти экраны находятся в лучших условиях работы, так как часть поглощенной плавниками (проставками) теплоты передается тыльной стороне труб благодаря растечке теплового потока, что превращает эту часть труб в активную поверхность нагрева. В таком экране исключены выход отдельных труб из плоскости экрана и ухудшение по этой причине их температурного режима.

Для уменьшения периметра топки газоплотные топочные экраны проектируются на повышенную удельную паропроизводительность фронта 22...35 кг/с пара на 1 м ширины топки (при мощности котла 300...800 МВт). При этом глубину топочной камеры несколько увеличивают, приближая ее к квадратному сечению, имеющему при одинаковых теплонапряжениях сечения минимальный периметр. В негерметичных топках удельная паропроизводительность фронта на 12...15% меньше, а отношение ширины к глубине топки около 2:1.

Особенно высоко требование плотности в котлах, работающих под наддувом, в которых значительно избыточное давление продуктов сгорания в топочной камере. Обеспечение плотности в потолочном экране таких котлов представляет наибольшие трудности в связи с тем, что через него проходят к вышерасположенным коллекторам трубы поверхностей нагрева. Поэтому над потолочным экраном помещают вторую ограждающую стенку, так называемый шатер (рис. 2.7, а).

Все пароперебросные трубы между отдельными пакетами перегревателя расположены внутри шатра. Шатер находится под давлением воздуха после дутьевого вентилятора, поэтому неплотность в проходе труб поверхностей нагрева через потолок не приводит к загазованности объема шатра. Более совершенные уплотнения должны иметь отводящие трубы на выходе из шатра, но их число незначительно, и они выводятся через специальные сильфонные уплотнения, показанные на рис. 2.7, б.

Наиболее ответственным узлом при выполнении газоплотного экрана является уплотнение мест вывода труб из топки. На стыке НРЧ, СРЧ и ВРЧ при смешении рабочей среды, поступающей из отдельных панелей, выполняются закрытые стальные корпуса, внутри которых помещены смесительные коллекторы (рис. 2.7, в). Кроме того, щели между трубами в зоне сопряжения панелей дополнительно закрываются приварными гребенчатыми проставками.

Потолочный экран выполняется из отдельных блоков газоплотных панелей. Для прохода труб ширм, подвесных труб конвективных пакетов в потолочных панелях специальной разводкой труб выполнены отверстия, а места прохода уплотнены.

Камеры интенсивного горения твердого топлива (при жидком шлакоудалении), циклонные топки ограждены футерованными экранами (рис. 2.2, г, д).

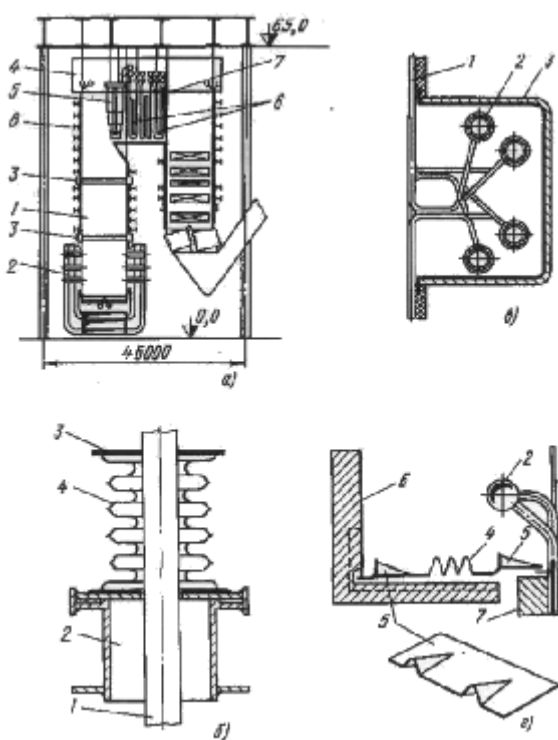


Рис.2.7. Газоплотный паровой котел и его узлы уплотнения: а - общий вид котла: 1 - топка; 2 - горелки; 3 - узел разъема экранных панелей; 4 - уплотнительный верхний короб (шатер); 5 - ширмовая поверхность пароперегревателя; 6 - конвективная поверхность пароперегревателя; 7 - потолочный экран; 8 - пояс жесткости экранов; б - узел уплотнения прохода труб через стенку: 1 - отводящая труба; 2 - выводная камера; 3 - герметизирующая пластина; 4 - сильфон; в - узел разъема экранных панелей: 1 - газоплотный экран; 2 - смесительный коллектор; 3 - уплотняющий металлический короб с тепловой изоляцией; г - соединение шатра со стеной топки: 1 - газоплотный экран; 2 - коллектор; 3 - подвеска экрана; 4 - сильфонный компенсатор; 5 - гофрированная пластина; 6 - стенка шатра топки; 7 - обмуровка топки.

Для создания футерованного экрана к трубам контактной или угловой сваркой приваривают шипы (прутки) диаметром 10 мм и высотой 15...25 мм. Шипы являются каркасом для крепления набивной массы из огнеупорного материала, отводящим от нее

теплоту к экранным трубам. Набивная масса в несколько раз уменьшает тепловосприятие экранов. Вместе с тем ее теплопроводность должна быть достаточной для отвода воспринимаемого излучения и исключения перегрева футеровки, когда последняя начинает быстро разрушаться.

В качестве новых типов ошиповки применяется оребрение накаткой ребер по наружной поверхности труб. Накатанные трубы чрезвычайно стойки, технологичны, хорошо удерживают набивную массу и удобнее при ремонте экранов.

^

### 2.3.1. Виды пароперегревателей

Пароперегреватель предназначен для перегрева поступающего в него насыщенного пара до заданной температуры перегрева и является одним из наиболее ответственных элементов котла. При высокой температуре пара металл перегревателя работает в условиях, близких к предельно допустимым.

По тепловосприятию и конструкции различают пароперегреватели:

**конвективные**, располагаемые в конвективных газоходах котла и получающие теплоту, главным образом, конвекцией;

**радиационные**, размещаемые на стенах и потолке топочной камеры и горизонтального газохода и получающие теплоту, в основном радиацией от высоконагретых газов;

**полурadiационные**, находящиеся в верхней части топки на входе в горизонтальный газоход и выполняемые в виде плоских ширм или лент, собранных из пароперегревательных труб, находящихся друг за другом в одной плоскости.

По назначению пароперегреватели делятся на основные, в которых перегревается пар высокого и сверхкритического давления, и промежуточные - для повторного (вторичного) перегрева пара, частично отработавшего в турбине.

Конвективные пароперегреватели выполняются из стальных труб наружным диаметром 32...42 мм для высокого и сверхкритического давления и толщиной стенки 5...7 мм. В промежуточных пароперегревателях при более низком давлении пара используют диаметр труб 42...50 мм при толщине стенки 4...5 мм.

Обычно для пароперегревателей применяются гладкие трубы, так как они технологичны в производстве, мало подвержены наружным отложениям и легче от них освобождаются. Недостатком гладкотрубных поверхностей нагрева - невысокое тепловосприятие при умеренных скоростях газового потока. Из труб пароперегревателя образуются змеевики с радиусами гибов труб не менее  $1,9d$ . Концы змеевиков приварены к коллекторам круглого сечения. Так образуются змеевиковые пакеты перегревателя. Расстояние между рядами змеевиков составляет  $s_1 = (2...5)d$ . Змеевики выполняются одно- двух- и многорядные (рис. 2.8) и отличаются числом параллельных труб, образующих змеевик. При большой мощности котла пароперегреватели выполнены обычно в 3...4 ряда труб. При этом затрудняются условия для приварки концов труб к коллектору, увеличивается число сверлений в нем и снижается его прочность. Поэтому при увеличенном числе труб в ряду используются два коллектора для образования змеевика.

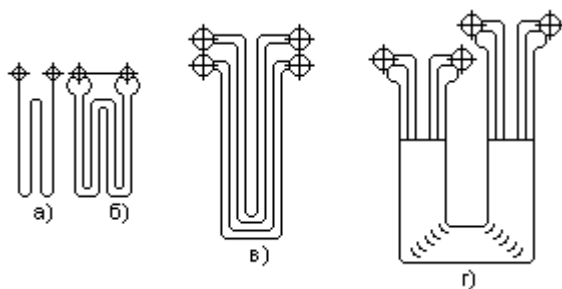


Рис. 2.8. Типы конвективных змеевиков пароперегревателя: а - однорядный; б - двухрядный; в - четырехрядный; г - многорядный (ленточный).

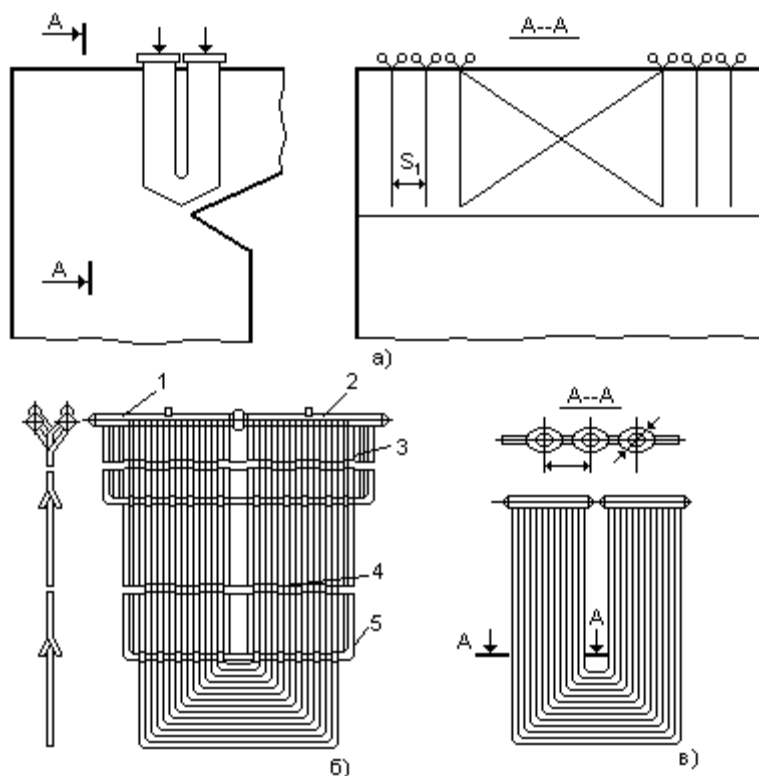


Рис.2.9 Расположение и конструкции ширмового пароперегревателя: а - расположение ширм на выходе из топки; б - обвязка труб ширмы; в - вид цельносварной ширмы; 1 - входной коллектор; 2 - выходной коллектор; 3, 5 - обвязочные трубы верхнего и нижнего уровней; 4 - трубы ширмы.

Ширмовые конструкции пароперегревателя представляют собой, как правило, систему из большого числа вертикальных труб (14...50 шт.), образующих широкую плоскую ленту, которая имеет один гиб на 180° и состоит из опускного и подъемного участков (рис. 2.9). Ширмы размещаются на выходе из топочной камеры на заметном удалении друг от друга, шаг ширм  $s_1 = 550 \dots 700$  мм, т.е.  $(17 \dots 22)d$ , для исключения возможности зашлаковывания газовых коридоров между ними. Газовый поток движется вдоль плоских ширм и передает теплоту трубам ширм радиационным и конвективным путем.

Для исключения выхода отдельных труб из плоскости ширмы выполняется перевязка труб ширм в двух уровнях по высоте за счет вывода из ряда двух крайних (лобовых) труб и пропуска их с двух сторон снаружи ленты горизонтально за последний подъемный ряд труб (рис. 2.9, б). На горизонтальном участке эти трубы связаны между собой проставками и строго фиксируют остальные трубы в одной плоскости.

Ширмовые пароперегреватели являются радиационно - конвективными поверхностями, их тепловосприятие складывается из значительной доли радиационного излучения от ядра факела и раскаленных газов в объеме между ширмами и доли конвективного теплообмена, так как газы омывают ширмы продольно - поперечным потоком со скоростью  $5 \dots 8$  м/с.

Ширмовые пароперегреватели воспринимают 30...40% всего тепловосприятия пароперегревателя. В последнее время ширмы стали выполняться не из гладких, а из плавниковых труб либо из гладких труб с вваренными между ними поставками;

получаются так называемые цельносварные ширмы (рис. 2.9, в). Такие ширмы меньше шлакуются, легче очищаются от наружных загрязнений, трубы ширм не выходят из ранжира, горизонтальные цельносварные ширмы могут выполняться с опорой по краям без промежуточных опор и подвесок, так как представляют собой жесткую плоскую систему.

Радиационные пароперегреватели выполняются настенными и их обычно размещают в верхней части топки, где ниже тепловые потоки. Радиационный пароперегреватель барабанного парового котла обычно занимает потолок топки, а если этого недостаточно, то его размещают и на вертикальных ее стенах (см. рис. 2.10).

Настенные перегреватели, выполненные в виде панели на всю высоту топки (вместо экранных испарительных труб), оказываются менее надежными, так как отвод теплоты от металла к пару во много раз слабее, чем в кипящей воде. Особенно тяжелый режим имеет металл труб настенного перегревателя при сниженных нагрузках, когда расход пара в трубах заметно снижается. Поэтому радиационные панели перегревателя при необходимости располагаются поверх экранных труб в верхней части топки.

В прямоточных паровых котлах радиационные поверхности пароперегревателя обычно полностью занимают верхнюю часть топки (ВРЧ), потолок и стены горизонтального газохода.

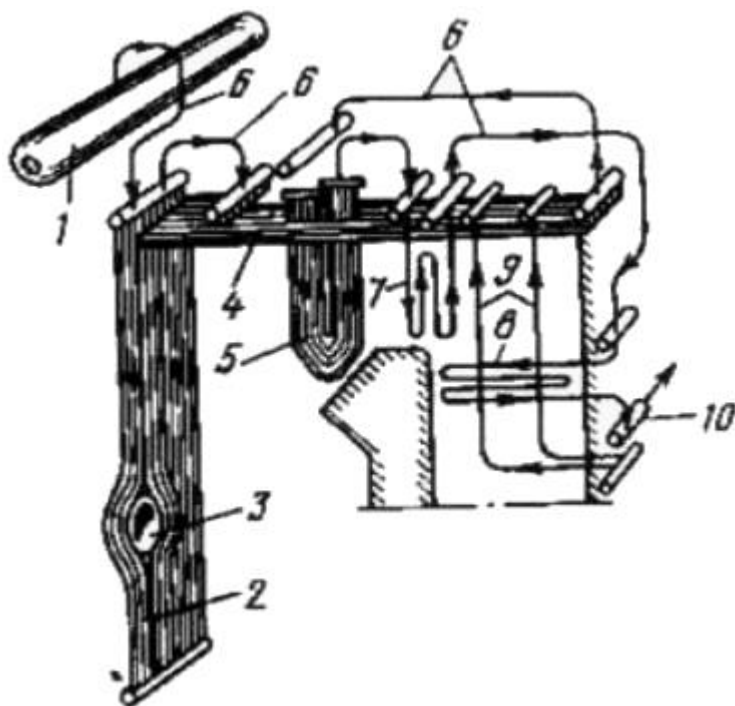


Рис. 2.10. Схема движения пара в котле высокого давления с естественной циркуляцией: 1 - барабан; 2 - настенная радиационная панель перегревателя; 3 - разводка труб для горелки; 4 - потолочный пароперегреватель; 5 - ширмовый пароперегреватель; 6 - необогреваемые перепускные трубы; 7, 8 - змеевики вертикального и горизонтального пакетов перегревателя; 9 - подвесные трубы; 10 - камера перегретого пара

На мощных энергетических блоках применяется промежуточный перегрев пара. Учитывая относительно низкое давление пара, поступающего из цилиндра паровой турбины (3...4 МПа), гидравлическое сопротивление пакетов промежуточного пароперегревателя должно быть небольшим (0,2...0,3 МПа). Это ограничивает массовую скорость пара и при большом удельном объеме его требует применения труб большого диаметра, (44...54 мм)

что снижает коэффициент теплоотдачи от стенки к пару. Низкие значения внутреннего коэффициента теплоотдачи, особенно в выходной его части, вызывают в ряде случаев недопустимое повышение температуры перлитной стали, из которой выполняется пароперегреватель. Для обеспечения надежности такой пароперегреватель расположен в зоне умеренного обогрева (температура газов на входе не выше 850°C). Интенсифицировать внутренний теплообмен можно применением труб с внутренним продольным винтовым оребрением. Такая конструкция заметно увеличивает поверхность внутреннего теплообмена и повышает турбулентность потока.

### 2.3.2. Компоновка пароперегревателей

Поскольку тепловосприятие пароперегревателей при высоком и сверхкритическом давлении пара достаточно большое (35% и более общего тепловосприятия поверхностей котла), его выполняют комбинированным, включающим все три вида (радиационный настенный, полурadiационный ширмовый или ленточный и змеевиковый конвективный). На рис. 2.10 показан один из первоначальных вариантов такого комбинированного пароперегревателя на котлах высокого давления.

Для обеспечения надежности работы металла поверхностей следует учитывать, что радиационный пароперегреватель размещается в области топки, где высокие тепловые потоки и их неравномерность определяют заметное превышение температуры наружной поверхности трубы по отношению к температуре проходящего по ней пара и разверку температур в отдельных (более сильно обогреваемых) трубах по сравнению со средней расчетной.

Поэтому обычно радиационная часть пароперегревателя используется на начальном этапе перегрева пара, когда его температура невелика, что облегчает условия работы металла. Также с достаточно высокими средними тепловыми напряжениями и в условиях заметной неравномерности температур газового потока работают полурadiационные поверхности, которые обычно располагают в средней зоне перегрева пара. Завершающий этап перегрева осуществляется в змеевиковых конвективных пакетах, расположенных в зоне более низких температур газов и тепловых потоков, но так, чтобы температурный напор в выходном (горячем) пакете был не ниже 200...250 °С, иначе поверхность пакета, выполненного из наиболее качественной легированной стали, будет чрезмерно большой.

Первый конвективный (холодный) пакет часто устанавливают также в зоне умеренных температур газов. Это позволяет использовать для выполнения пакета более дешевую углеродистую сталь (при температуре стенки  $t_{ст} < 450^\circ\text{C}$ ).

На рис. 2.11а, б, в, г приведены характерные типы компоновок пароперегревательных поверхностей для барабанных котлов высокого давления пара (ВД) и прямоточных котлов сверхкритического давления (СКД).

Вариант (рис. 2.11, а) характерен для котлов относительно небольшой паропроизводительности ( $D < 116,6$  кг/с) при давлении пара  $p_{п} < 13,8$  МПа. Такие паровые котлы часто не имеют промежуточного пароперегревателя, а пароперегреватель ВД располагается на потолке и в горизонтальном газоходе.

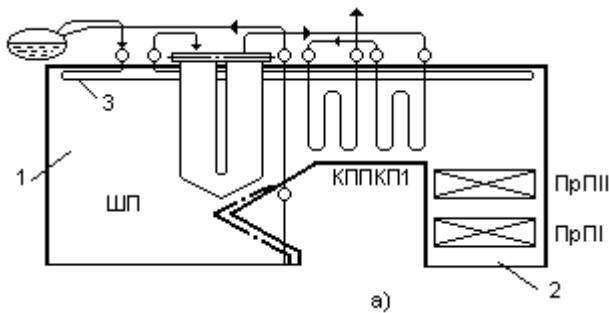


Рис. 2.11а. Компоновка пароперегревателей в барабанном котле высокого давления: 1 - топочная камера; 2 - конвективная шахта; 3 - радиационный потолочный и настенный пароперегреватель. Виды пароперегревателей: ШП - полурadiационный ширмовый; ПрП - промежуточный.

Вариант компоновки (рис. 2.11, б, в) применяется на барабанных и прямоточных котлах электрической мощностью 200-300 МВт ( $D = 186 \text{ ÷ } 278 \text{ кг/с}$ ) с промежуточным перегревом пара. При этом на прямоточных котлах перегрев пара начинается в экранах средней (СРЧ) и верхней (ВРЧ) радиационных частей топки, как показано на рис. 2.11, в. Здесь выходная (горячая) ступень пароперегревателя ВД или СКД вынесена в верхнюю часть опускной конвективной шахты, где исключается интенсивное прямое тепловое излучение из ядра факела в топке и ниже температура греющих газов.

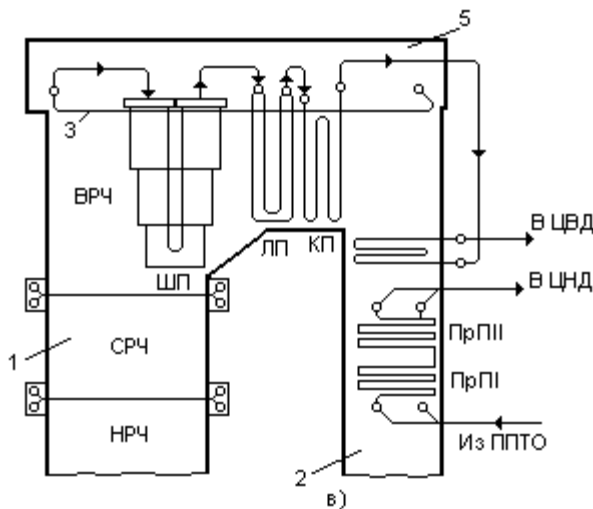


Рис. 2.11в. Компоновка пароперегревателей в прямоточном котле при сверхкритическом давлении и сжигании твердого топлива: 1 - топочная камера; 2 - конвективная шахта; 3 - радиационный потолочный и настенный пароперегреватель; 4 - радиационные топочные панели; 5 - уплотнительный короб потолка котла (шатер). Виды пароперегревателей: ШП - полурadiационный ширмовый; ЛП - ленточный; КП - змеевиковый конвективный; ПрП - промежуточный. Другие обозначения: НРЧ - нижняя радиационная часть; СРЧ - средняя радиационная часть;

ВРЧ - верхняя радиационная часть; ЦВД - цилиндр высокого давления турбины; ЦНД - цилиндр низкого давления турбины; ППТО - паропаровой теплообменник.

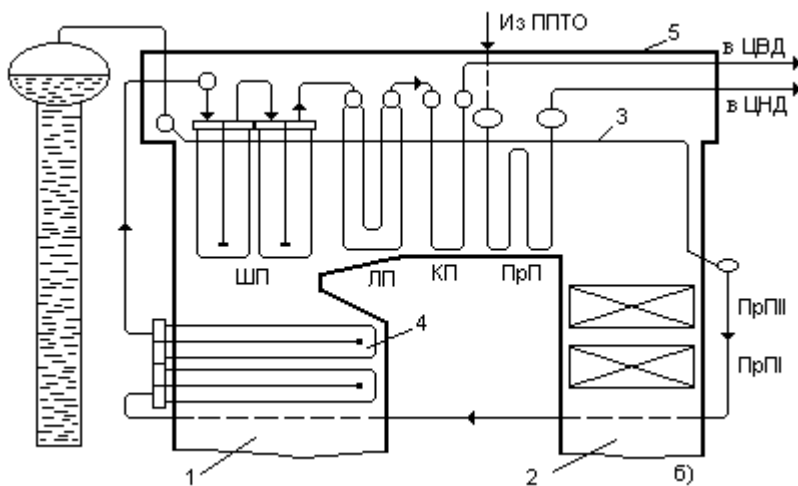


Рис. 2.116. Компонка пароперегревателей в барабанных котлах большой мощности: 1 - топочная камера; 2 - конвективная шахта; 3 - радиационный потолочный и настенный пароперегреватель; 4 - радиационные топочные панели; 5 - уплотнительный короб потолка котла (шатер). Виды пароперегревателей: ШП - полурadiационный ширмовый; ЛП - ленточный; КП - змеевиковый конвективный; ПрП - промежуточный. Другие обозначения: НРЧ - нижняя радиационная часть; СРЧ - средняя радиационная часть; ВРЧ - верхняя радиационная часть; ЦВД - цилиндр высокого давления турбины; ЦНД - цилиндр низкого давления турбины; ППТО - паропаровой теплообменник.

На газомазутных (барабанных и прямоточных) котлах горизонтальный газоход может быть развит в глубину (по ходу газов), тогда в основной поверхности пароперегревателя (высокого давления и промежуточного перегрева) размещаются

в нем (рис. 2.11, б, г), трубные змеевики, образующие поверхность, выполняются вертикальными и подвешены за коллекторы, находящиеся сверху в уплотнительном коробе. Такое расположение облегчает систему крепления тяжелых змеевиковых пакетов и обеспечивает наименьшее загрязнение труб снаружи золовыми частицами.

На рис. 2.11, г показан вариант компоновки поверхностей пароперегревателя газомазутного котла СКД большой мощности, отличающийся байпасированием по пару части поверхности промежуточного пароперегревателя в целях регулирования температуры пара. В этом случае общая поверхность такого пароперегревателя увеличивается и пароперегреватель занимает значительную часть конвективной шахты, а выходная его ступень размещается в конце горизонтального газохода.

Во всех случаях пароперегреватель ВД или СКД размещен по тракту газов раньше промежуточного пароперегревателя (в зоне более высоких температур газов), так как плотность пара в промежуточном пароперегревателе и интенсивность теплоотвода от стенки к пару здесь заметно ниже, чем при высоком давлении.



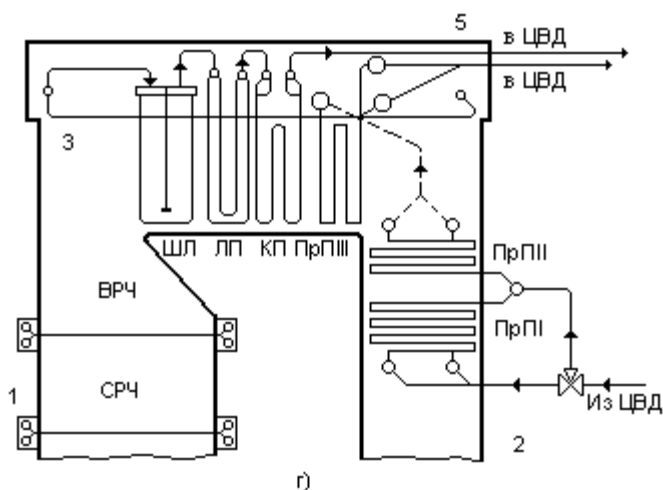


Рис. 2.11г. Компоновка пароперегревателей в прямоточном котле при сверхкритическом давлении при сжигании газа и мазута: 1 - топочная камера; 2 - конвективная шахта; 3 - радиационный потолочный и настенный пароперегреватель; 4 - радиационные топочные панели; 5 - уплотнительный короб потолка котла (шатер). Виды пароперегревателей: ШП - полурadiационный ширмовый; ЛП - ленточный; КП - змеевиковый конвективный; ПрП - промежуточный. Другие обозначения: СРЧ - средняя радиационная часть; ВРЧ - верхняя радиационная часть; ЦВД- цилиндр высокого давления турбины; ЦНД- цилиндр низкого давления турбины; ППТО - паропаровой теплообменник.

Λ

## 2.4.1. Водяные экономайзеры

Экономайзеры выполняются подобно пароперегревателям с горизонтальными змеевиками в конвективной шахте, их применяют при любом рабочем давлении.

Для интенсификации теплообмена и уменьшения загрязнения змеевики экономайзера выполняются из стальных труб уменьшенного диаметра: наружный 28...32 мм при толщине стенки 2,5...3,5 мм. Концы змеевиков, как и в других поверхностях нагрева, объединены входным и выходным коллекторами (рис. 2.12, а). В паровых котлах, работающих под разрежением, для обеспечения газовой плотности (исключения присоса воздуха в газоход через зазоры между трубами и обмуровкой) и уменьшения потерь теплоты входные и выходные коллекторы помещены в теплоизолирующие камеры (рис. 2.12, б), а заданный шаг труб в пакете обеспечивается опорными стойками, которые крепятся к специальным воздухоохлаждаемым балкам, находящимся внутри газохода, и передают на них нагрузку от змеевиков экономайзера (рис. 2.12, б, в).

В газоплотных котлах почти всегда внутри газохода помещены и коллекторы, служащие одновременно опорой для змеевиков экономайзера (рис. 2.12, г). Расположение труб экономайзера обычно шахматное, коридорное расположение по условиям теплообмена нецелесообразно.

Движение воды в экономайзере - восходящее, что обеспечивает свободный выход с водой выделяющихся при нагреве газов и образующегося в случае кипения воды в экономайзере

пара. Для удобства ремонта и эксплуатации поверхность экономайзера по ходу продуктов сгорания разделена на пакеты высотой до 1 м. Разрывы между пакетами 650...800 мм.

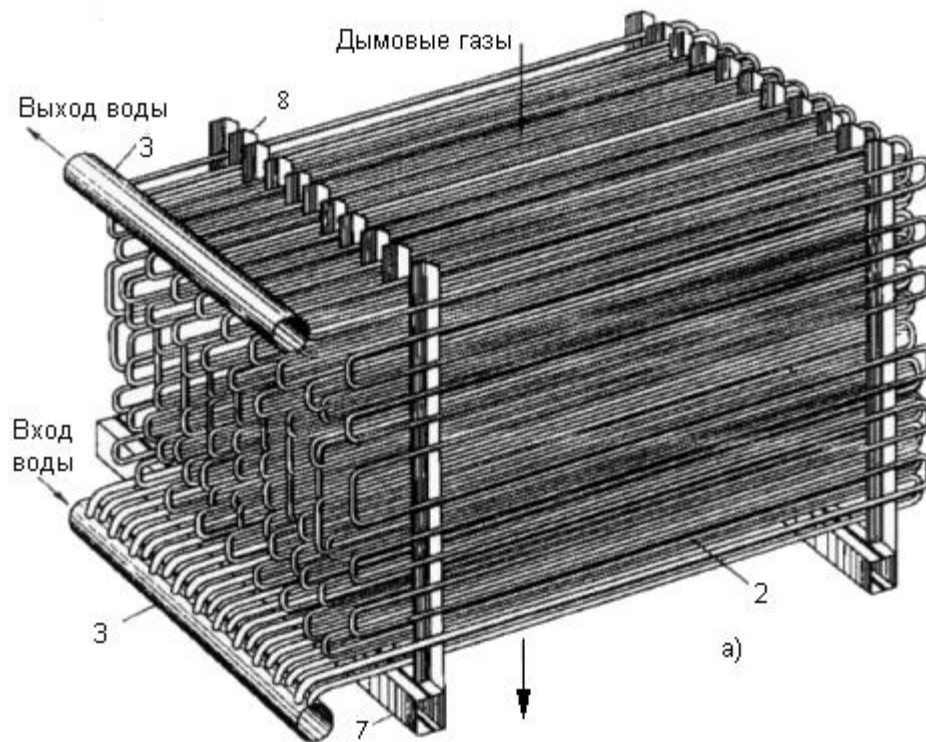


Рис. 2.12а Общий вид пакета экономайзера: 2 - трубные змеевики; 3 - коллектор; 7 - опорная балка; 8 - опорные стойки.

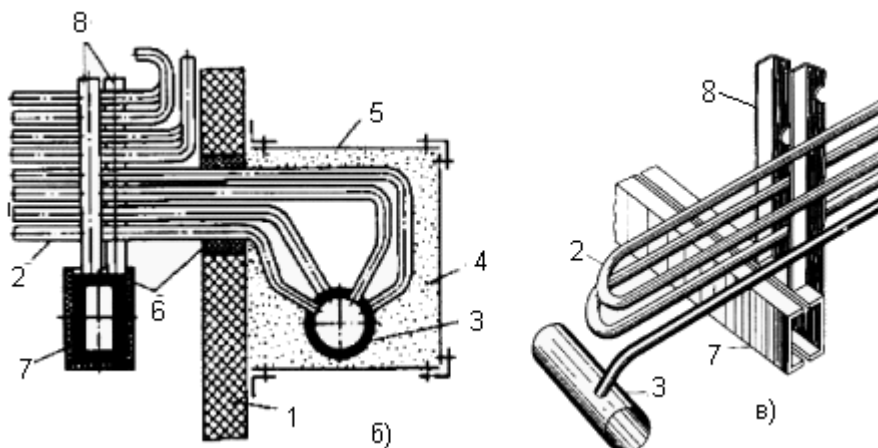


Рис. 2.12 б, в: 1 - обмуровка конвективной шахты; 2 - трубные змеевики; 3 - коллектор; 4 - теплоизоляционная засыпка камеры; 5 - металлическая обшивка; 6 - огнеупорная обмазка; 7 - опорная балка; 8 - опорные стойки.

На электростанциях питательная вода до поступления в котел подогревается в регенеративных подогревателях за счет отбора пара из турбины до 215...270°C, что уменьшает поверхность экономайзера.

Коллекторы экономайзеров обычно размещены вдоль малой (боковой) стороны

конвективной шахты. Массовая скорость воды в трубах экономайзера должна быть не менее  $500 \dots 600 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$ , в кипящих частях экономайзера  $800 \dots 1000 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$ . Для обеспечения необходимой скорости движения определяется общее число

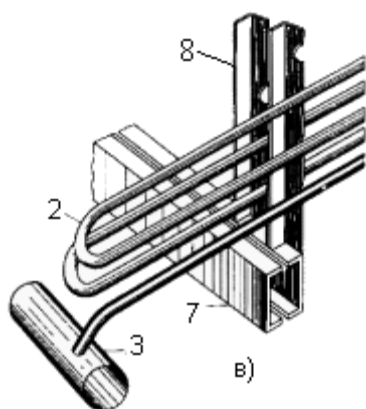


Рис. 2.12 г: 2 - трубные змеевики; 3 - коллектор; 8 - опорные стойки.

параллельно включенных труб и по условиям их приварки к коллекторам и создания необходимого шага между трубами устанавливается число параллельных потоков воды в пакетах экономайзера (обычно имеет место  $2 \dots 4$  потока).

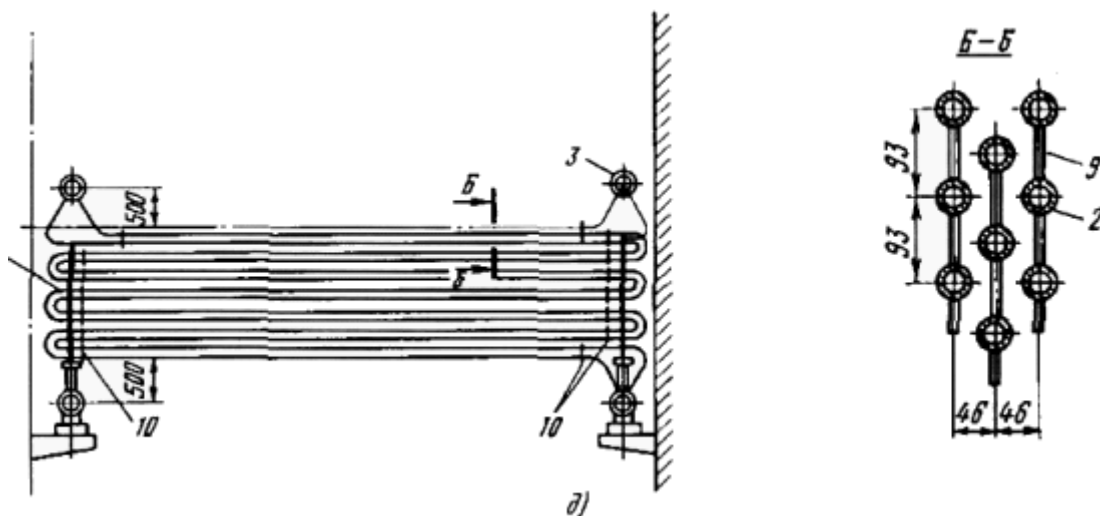


Рис. 2.12 д: 1 - обмуровка конвективной шахты; 2 - трубные змеевики; 3 - коллектор; 9 - мембранная проставка; 10 - граница установки мембран.

Для интенсификации теплопередачи с газовой стороны и повышения компактности пакетов увеличивают поверхность нагрева путем сварки гладких труб на прямых участках с помощью проставок из листовой стали толщиной  $3 \dots 4 \text{ мм}$ . Получаются пакеты так называемых мембранных экономайзеров (рис. 2.12, д). Мембранный экономайзер занимает меньший объем газохода, и за счет тепловоспринимающей поверхности проставок расход гладких труб уменьшается на  $25 \dots 30\%$  при одинаковом тепловосприятии обычного и мембранного экономайзеров. Такой экономайзер к тому же

не требует установки дистанционирующих опор, оказывается жестким по конструкции и опирается на собственные раздающие коллекторы.

В паровых котлах большой мощности (200 МВт и выше) сильно возрастает число параллельных змеевиков экономайзера в одном ходе, при этом трубы должны выходить из коллектора по его периметру в количестве 6...8 шт, что невозможно выполнить. Поэтому обычно удваивают число входных и выходных коллекторов для обеспечения надежности (прочности) стенки коллектора за счет уменьшения числа отверстий. Кроме того, в целях исключения присосов воздуха при выводе труб через наружную стенку газохода (невозможность герметизации мест прохода труб при разном тепловом расширении металла и обмуровки) размещают коллекторы внутри газохода и одновременно используют их как опорные балки для крепления горизонтальных трубных змеевиков.

Конструкцию экономайзера характеризуют следующие показатели:

**удельный объем**, занимаемый экономайзером в конвективной шахте,  $V_{ЭК}/Q_{П.К}$ , м<sup>3</sup>/МВт - габаритная характеристика экономайзера;

**удельный расход металла** на экономайзер -  $G_{ЭК}/Q_{П.К}$ , кг/МВт - массовая (весовая) характеристика экономайзера.

С уменьшением диаметра трубок указанные характеристики улучшаются, но предельный диаметр труб определяется технологией производства и ростом внутреннего гидравлического сопротивления при сохранении необходимой массовой скорости воды. В настоящее время минимальный технологически осуществимый наружный диаметр труб составляет 28 мм при толщине стенки 3 мм.

## 2.4.2. Воздухоподогреватели

Воздухоподогреватели по конструкции выполняются трубчатыми (рекуперативные) и пластинчатыми (регенеративные).

Рекуперативные воздухоподогреватели имеют неподвижную трубчатую поверхность нагрева, через которую непрерывно передается теплота от продуктов сгорания к нагреваемому воздуху.

В регенеративных воздухоподогревателях пластинчатая поверхность нагрева вращается и омывается попеременно продуктами сгорания и воздухом, вначале нагреваясь и затем охлаждаясь, отдавая теплоту нагреваемому воздуху.

Воздухоподогреватель работает с наименьшим температурным напором между греющими продуктами сгорания и нагреваемым воздухом и имеет низкий коэффициент теплопередачи по сравнению с другими поверхностями котла. Поэтому поверхность нагрева воздухоподогревателя превышает суммарную поверхность нагрева всех

элементов водопарового тракта и для котла мощного блока достигает десятков и сотен тысяч квадратных метров.

Трубчатый воздухоподогреватель (ТВП) имеет вертикально расположенную трубную систему (рис. 2.13), выполненную из стальных труб наружным диаметром 30...40 мм при толщине стенки 1,2...1,5 мм. Трубы прямые вертикальные, концами приварены к трубным доскам и расположены в шахматном порядке.

Внутри труб движутся продукты сгорания (продольное омывание), теплота которых передается воздуху, движущемуся между трубами (поперечное смывание). Для образования перекрестного тока воздуха трубная система по высоте делится на несколько ходов промежуточными перегородками - досками; в местах поворота

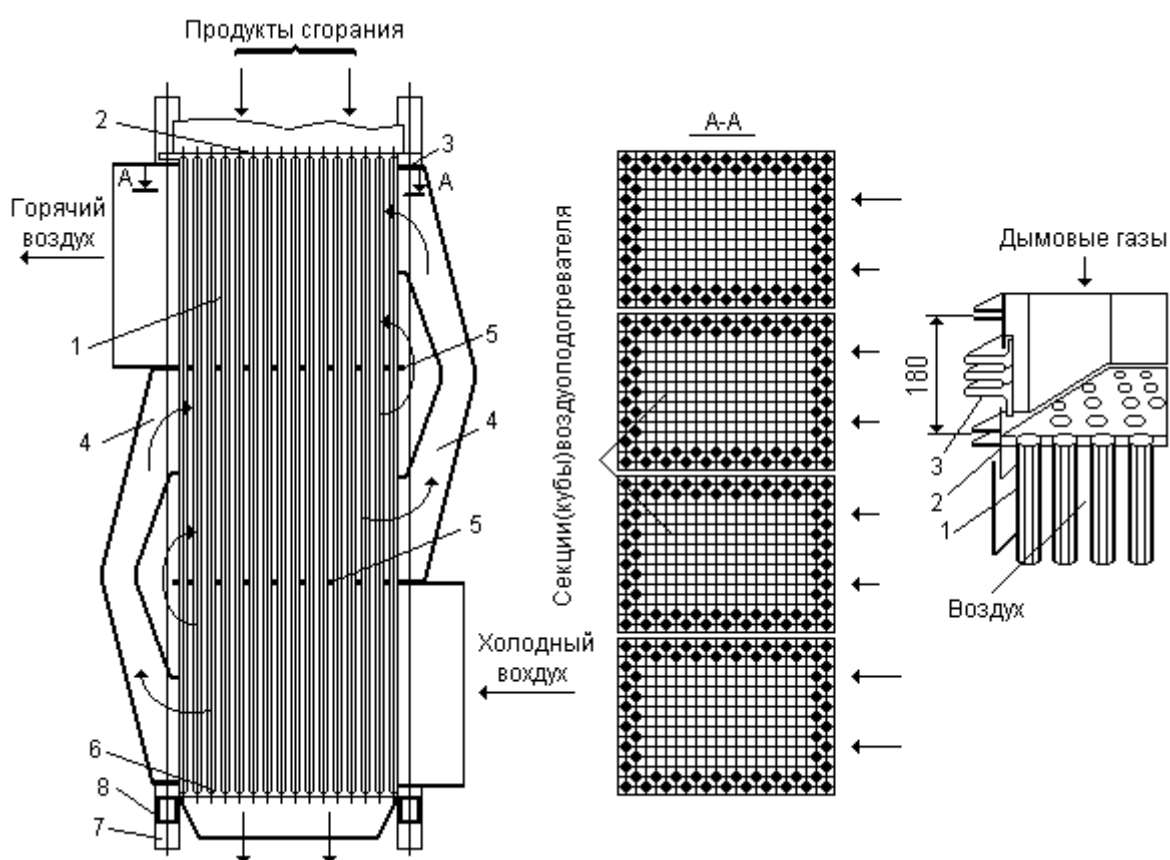


Рис. 2.13. Конструкция трубчатого воздухоподогревателя: 1 - стальные трубы; 2, 6 - верхняя и нижняя трубные доски; 3 - компенсатор тепловых расширений; 4 - воздухоперепускной короб; 5 - промежуточная трубная доска; 7 - опорные колонны; 8 - горизонтальные балки.

установлены воздушные перепускные короба. Воздухоподогреватель с боков имеет наружные стальные плотные стенки. Нижняя трубная доска опирается на металлическую раму, связанную с каркасом котла.

Трубы расширяются при нагревании, при этом верхняя трубная доска имеет возможность перемещений и в то же время обеспечивается плотность газохода за счет установки

линзового компенсатора по всему ее периметру (рис. 2.13).

Трубчатый воздухоподогреватель выполняется в виде отдельных кубов (секций), удобных для монтажа и транспорта, которые заполняют все сечение газохода. Трубные доски секций между собой уплотняются линзовыми компенсаторами.

Воздух в воздухоподогреватель обычно подается одним потоком по его широкой стороне (см. рис. 2.13). Такая схема называется однопоточной.

Двухпоточная по воздуху схема (рис. 2.14, а) позволяет уменьшить высоту хода, увеличить число ходов и соответственно повысить температурный напор. При большой мощности котла переходят к многопоточной схеме движения воздуха (рис. 2.14, б). Из-за невысокого коэффициента теплопередачи  $15 \dots 20 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \text{ К})$  и низкого температурного напора между газами и нагреваемым воздухом ( $50 \dots 80^\circ\text{C}$ ) трубчатый воздухоподогреватель имеет большую теплообменную поверхность и габариты, особенно при большой тепловой мощности котла.

При последовательном размещении вдоль газового тракта экономайзера и воздухоподогревателя - одноступенчатой компоновке поверхностей в конвективной шахте, возникает ограничение температуры подогрева воздуха.

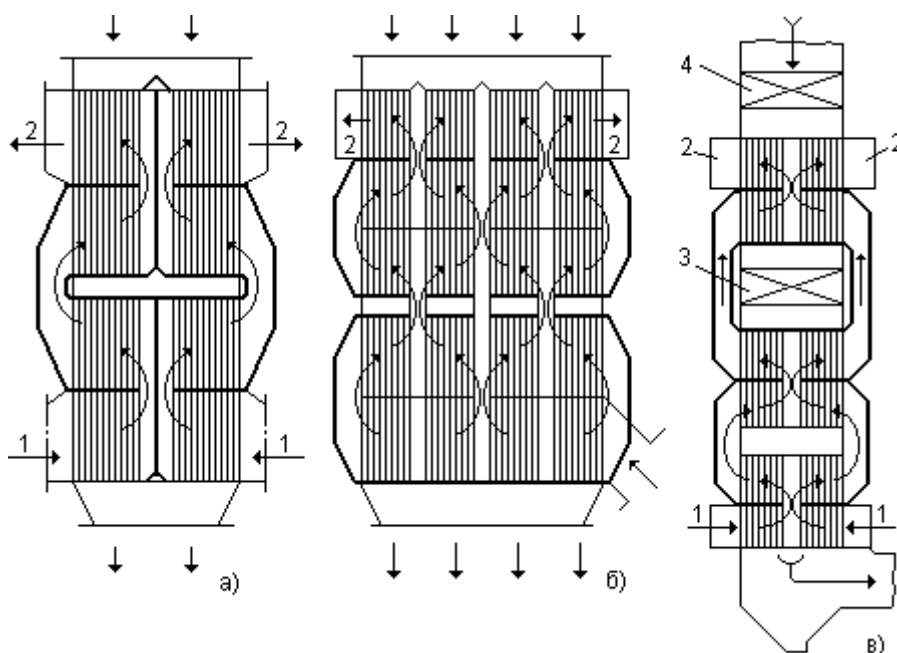


Рис. 2.14. Компоновки трубчатых воздухоподогревателей с различным подводом воздуха: а - двухпоточная; б - четырехпоточная; в - двухпоточная и двухступенчатая; 1 - вход холодного воздуха; 2 - выход горячего воздуха; 3, 4 - первая и вторая ступени экономайзера.

Поскольку масса и теплоемкость воздуха меньше, чем эти показатели в газовом потоке, повышение температуры воздуха происходит в большей мере, чем снижение температуры газов, и перепад температур между газами и воздухом по мере нагрева воздуха снижается.

Предельная температура подогрева воздуха в воздухоподогревателе соответствует достижению минимального перепада температур газ-воздух  $\Delta t = 30^\circ\text{C}$  и составляет  $250 \dots 320^\circ\text{C}$  (значения  $300 \dots 320^\circ\text{C}$  относятся к газоплотным котлам и топливам, имеющим  $\Delta t_{\text{ВХ}} = \theta_{\text{УХ}} - t'_{\text{В.П}} \approx 100^\circ\text{C}$ ).

Для подогрева воздуха до более высокой температуры ( $350 \dots 450^\circ\text{C}$ ) трубчатые воздухоподогреватели выполняются двухступенчатыми, с расположением второй ступени воздухоподогревателя выше поверхности экономайзера в зоне более высоких температур газов (рис. 2.14, в). Этим достигается значительное увеличение начального перепада температур газ - воздух, что обеспечивает дальнейший нагрев воздуха и способствует снижению габаритов второй ступени воздухоподогревателя.

Трубчатые воздухоподогреватели выполняются из углеродистой стали, для которой максимально допустимая температура металла не превышает  $500^\circ\text{C}$ , что при температуре подогрева воздуха до  $400^\circ\text{C}$  соответствует температуре продуктов сгорания не более  $600^\circ\text{C}$ . Обычно температура продуктов сгорания за пароперегревателем высокого давления выше, а поэтому для защиты металла второй ступени воздухоподогревателя, если в схеме котла нет промежуточного перегревателя, располагают вторую ступень экономайзера.

Трубчатые воздухоподогреватели просты по конструкции, надежны в работе, значительно более плотны в сравнении с воздухоподогревателями других систем. Однако в большей мере подвергаются коррозии при конденсации влаги и паров  $\text{H}_2\text{SO}_4$ , в результате чего в трубках образуются сквозные отверстия и воздух перетекает на газовую сторону, увеличивая потери теплоты с уходящими газами и затраты на перекачку увеличенного объема продуктов сгорания.

Защита труб от коррозии достигается подогревом поступающего холодного воздуха в паровых калориферах (при подогреве воздуха свыше  $50^\circ\text{C}$ ) либо путем рециркуляции части горячего воздуха на вход в трубчатый воздухоподогреватель (при нагреве до  $50^\circ\text{C}$ ). Однако при этом снижается экономичность работы котла, так как одновременно происходит повышение температуры уходящих газов и рост потери теплоты.

В последнем случае ограничиваются частичными мерами снижения скорости коррозии (обеспечение так называемой допустимой скорости коррозии), а первый ход воздуха отделяют от других, чтобы в случаях коррозии нижнего трубного пакета иметь минимальную замену металла трубчатого воздухоподогревателя.

Пластинчатый воздухоподогреватель - регенеративный вращающийся воздухоподогреватель (РВП), в котором поверхность теплообмена во вращающемся корпусе (роторе) попеременно находится в газовом потоке, нагреваясь от высокотемпературных газов, а затем поступает в холодный воздушный поток и греет воздух, отдавая избыточную теплоту. Поверхностью теплообмена служат тонкие гофрированные и плоские стальные листы (пластины) образующие каналы малого эквивалентного диаметра ( $d_{\text{э}} = 8 \dots 9$  мм) для прохода продуктов сгорания и воздуха (рис. 2.15).

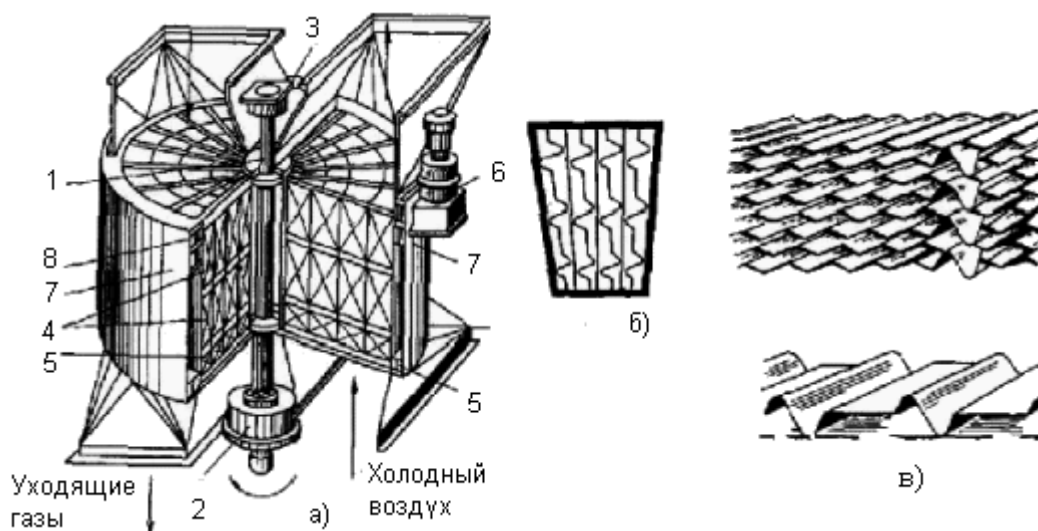


Рис. 2.15. Конструктивное выполнение РВП: а - общий вид аппарата; б - вид сверху на секцию холодной части; в - листы набивки горячей и холодной частей; 1 - вал; 2, 3 - нижняя и верхняя опоры; 4 - секции горячей части ротора, 5 - то же холодной части; 6 - электропривод; 7 - наружная металлическая обшивка (кожух); 8 - периферийное уплотнение ротора РВП

Пластины объединяются в секции и заполняют цилиндрический пустотелый ротор, который по сечению разделен глухими радиальными перегородками на изолированные друг от друга сектора. Ротор воздухоподогревателя медленно вращается с частотой 1,5 ... 2,2 об/мин, его вал имеет привод от электродвигателя через шестеренчатую передачу. Диаметр ротора РВП в зависимости от типоразмера составляет от 5,4 до 9,8 м, а высота от 1,4 до 2,4 м.

Применение волнистых (гофрированных) листов-пластин обеспечивает интенсификацию конвективного теплообмена и тем самым более быстрый нагрев пластин и затем более глубокое их охлаждение, хотя удельное аэродинамическое сопротивление такой поверхности увеличивается. Поверхность нагрева пластин, располагаемая в  $1 \text{ м}^3$  объема, составляет  $300 \dots 340 \text{ м}^2/\text{м}^3$ , в то время как в трубчатых воздухоподогревателях этот показатель составляет около  $50 \text{ м}^2/\text{м}^3$ .

Регенеративные воздухоподогреватели конструктивно сложнее, но они компактны, требуют меньшего расхода металла, имеют невысокое общее аэродинамическое сопротивление.

При значительном перепаде давлений между воздушным и газовым потоками и невозможности полной их герметизации в условиях вращающегося ротора имеют место перетоки воздуха по радиусу ротора на газовую сторону, а также потери воздуха по периферии воздушной части ротора и одновременно присосы окружающего воздуха в газовый поток по периферии ротора в газовой его части (в условиях, когда газовый поток находится под разрежением). Утечки воздуха и присосы его в газовый поток примерно равны и их можно условно также рассматривать как перетоки.



Суммарные нормированные перетоки воздуха в регенеративных воздухоподогревателях составляют до 20% при номинальной нагрузке и заметно возрастают при снижении ее. Перетоки воздуха приводят к перегрузке дымососов и дутьевых вентиляторов (на входе в РВП расход воздуха больше, чем необходимо для котла), снижается тепловая эффективность работы и несколько увеличивается температура газов на выходе.

Защита от перетоков достигается уплотнениями, устанавливаемыми в верхней и нижней частях ротора. Уплотнения различают: периферийное кольцевое на внешней поверхности ротора, внутреннее кольцевое вокруг вала РВП и радиальное, разделяющее воздушный и газовый потоки.

Для уменьшения отрицательного эффекта присосов и утечки воздуха на крупных РВП применяется отсос воздуха из общего корпуса РВП. При этом в корпусе устанавливается пониженное давление и доля присоса воздуха в продукты сгорания может быть сведена к минимуму. Для исключения перегрузки дутьевого вентилятора отсос из корпуса направляется в короб воздуха после РВП.

В отличие от трубчатого регенеративный воздухоподогреватель располагается вне пределов конвективной шахты (рис. 2.16).

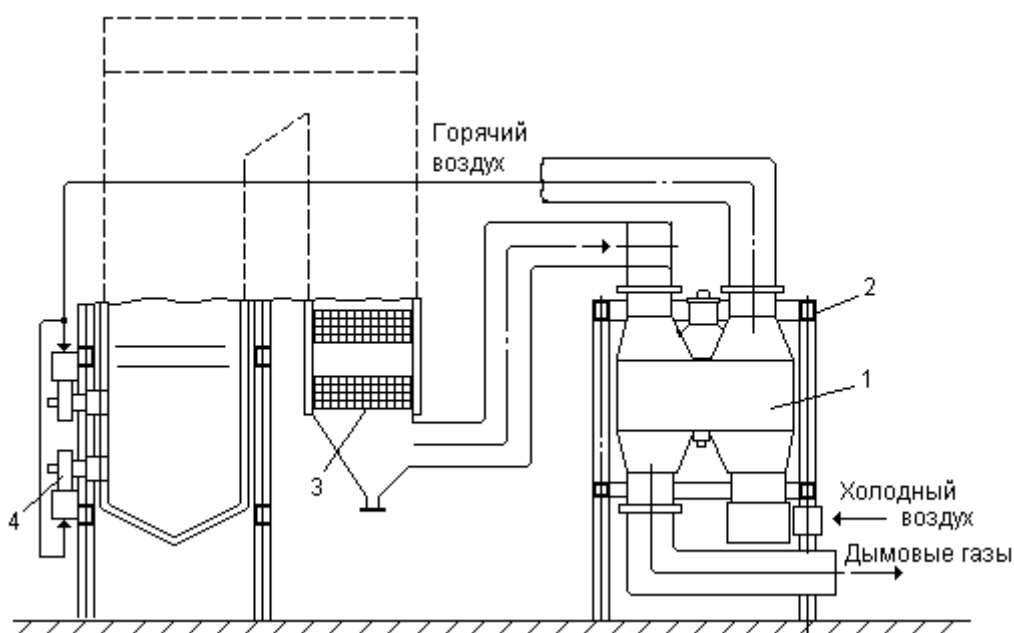


Рис. 2.16. Установка регенеративного вращающегося воздухоподогревателя на котле: 1 - регенеративный вращающийся воздухоподогреватель; 2 - каркас корпуса воздухоподогревателя; 3 - экономайзер парового котла; 4 - горелка топки котла

Предварительный подогрев воздуха до 70...100°C перед его поступлением в воздухоподогреватель котла (трубчатый или регенеративный) обеспечивается в паровом калорифере, который выполняется в виде трубчатого теплообменника. Внутри вертикальных труб движется слабоперегретый пар с температурой около 120°C. Пар

конденсируется на стенках труб и отдает теплоту конденсации потоку холодного воздуха, омывающему трубы снаружи перекрестным потоком.

Для усиления теплообмена трубы с воздушной стороны имеют оребрение (кольцевое или прутковое). По принципу работы паровой калорифер близок к трубчатому воздухоподогревателю, в котором газовая теплоотдающая среда заменена конденсирующимся паром.

Предварительный подогрев воздуха необходим при сжигании в котле сернистых твердых топлив и мазута для снижения низкотемпературной коррозии металла воздухоподогревателя (см. §7.6). Подогрев воздуха в паровых калориферах осуществляется также в зимнее время при использовании малосернистых или бессернистых топлив (природный газ), чтобы обеспечить температуру металла воздухоподогревателя не ниже 50°C для исключения конденсации водяных паров из газового потока.

### *^ 3.Котельное топливо и его технические характеристики*

## **3.1. Виды и состав топлив**

Отечественная энергетика развивается за счет строительства электростанций на органическом и ядерном топливах.

Органическим топливом называют природные горючие вещества, способные активно вступать в реакцию с кислородом и обладающие значительным удельным тепловыделением (на единицу массы или объема), которые экономически целесообразно сжигать с целью получения тепловой энергии.

Топливо, используемое паровыми и водогрейными котлами тепловых электростанций, а также промышленными котельными, называют котельным топливом. Топливо для ТЭС часто называют энергетическим. Учитывая мощность электростанций, запасы этих топлив должны быть значительны и относительно легко доступны для массового использования. Кроме того, энергетическое топливо не должно являться ценным сырьем для других отраслей промышленности.

В качестве топлив для электростанций широко используются: из твердых топлив - каменные и бурые угли и отходы их переработки, антрацит и полуантрацит; из жидких - мазут; из газовых - природный и попутный газы. В меньшей мере, в силу ограниченности запасов или производства, сжигаются на ТЭС торф и горючие сланцы, стабилизированная нефть и горючие газы промышленности (доменный, коксовый), хотя в отдельных районах страны они могут составлять заметную часть топливного баланса.

**^ Твердое и жидкое органическое топливо.** Эти виды топлив состоят из сложных органических соединений, образованных в основном пятью химическими элементами - углеродом С, водородом Н, серой S, кислородом О и азотом N. В состав топлива входят также влага W и негорючие твердые (минеральные) вещества, которые после сгорания образуют сухой остаток - золу А. Влага и зола составляют внешний балласт топлива, а кислород и азот - внутренний его балласт. Расчеты по сжиганию топлива выполняются на

основании его элементного состава, т.е. содержания в топливе (по массе в процентах) химических элементов, а также содержания влаги и золы, которые определяются в лабораторных условиях.

По составу исходной массы топлива (при разном его состоянии) выделено несколько видов так называемых расчетных масс (рис. 3.1).

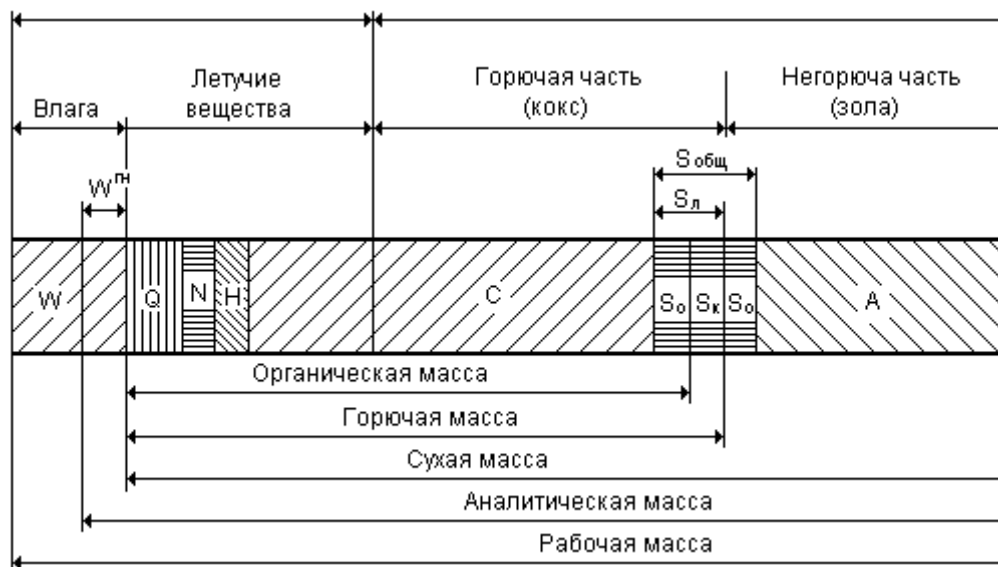


Рис.3.1. Классификация состава твердого топлива

Основной является рабочая масса топлива, представляющая процентное содержание химических элементов и негорючих веществ в натуральном топливе, поступающем на электростанцию

$$C^P + H^P + O^P + N^P + S^P + A^P + W^P = 100\%. \quad (3.1)$$

Поскольку содержание внешнего балласта ( $A^P + W^P$ ) подвержено изменениям в зависимости от условий хранения и способа добычи топлива, то установить глубину химических преобразований в топливе, т.е. вид этого топлива (бурый, каменный уголь, полуантрацит, антрацит), можно по процентному содержанию элементов в безводном и беззольном составе топлива. Такими массами являются условно горючая и органическая.

Понятие горючей массы топлива является условным, так как содержащийся в топливе азот не горит, а кислород является окислителем и частично находится в соединении с горючими компонентами:

$$C^Г + H^Г + O^Г + N^Г + S^Г = 100\%. \quad (3.2)$$

Горючими элементами топлива являются углерод C, водород H, сера S. Наибольшей теплотой сгорания на единицу массы обладает водород (120,5 МДж/кг), но его в составе топлив немного. Основным горючим элементом является углерод (34,1 МДж/кг). Сера является вредной примесью: выделяет при сгорании мало теплоты (9,3 МДж/кг), но образующиеся оксиды серы приводят к развитию сернокислотной коррозии металла котла. По составу горючей массы прослеживается увеличение доли углерода и уменьшение кислорода по мере старения топлива.

Разделение топлив на виды определяется по теплоте горения горючей массы и по объему

выхода из нее летучих веществ при нагреве до 850°C.

Органическая масса топлива характеризует состав исходного вещества, из которого образовалось это топливо, отличается от условно горючей исключением из последней колчеданной серы  $S_K$  (в форме пирита  $FeS_2$ ), попавшей в исходную залежь топлива из внешней окружающей породы. Сухая и аналитическая массы топлива используются при лабораторных анализах.

При необходимости пересчета состава топлива с одной массы в другую следует выделить, чем (по составу) отличаются эти массы и в какой из них процентное содержание компонентов будет больше. Так, горючая масса по составу отличается от рабочей на значение внешнего балласта, и все компоненты горючей массы на долю этого балласта будут больше (в процентах), чем в рабочей, и наоборот (см. пример 3.3.1).

^ **Природный газ.** Механическую смесь различных горючих и негорючих газов представляет собой природный газ. Основными составляющими природного газа являются:

метан  $CH_4 = 86...95\%$ ,

тяжелые углеводороды  $C_mH_n = 4...9\%$ ,

азот  $N_2 = 1...5\%$ .

Процентный состав природного газа выражается уравнением

$$CH_4 + SC_mH_n + N_2 + CO_2 + H_2S + \dots = 100\%, \quad (3.3)$$

в котором все составляющие выражены в процентах по объему.

Балластом в природных газовых топливах являются в основном азот и диоксид углерода, содержание которых не превышает нескольких процентов. На предприятиях состав сжигаемого газа определяется экспериментально газоанализаторами. В табл. 3.1 приведена общая структура используемых в энергетике котельных топлив.

**Таблица 3.1**

Характеристика структуры котельных топлив		
Вид топлива	Горючая часть (Г)	Балласт(Б)
Твердое	Органические соединения, содержащие С, Н, $S_{орг}$ , а также пирит $FeS_2$ , $\Gamma = 25...68\%$	Влага $H_2O$ , Минеральные соединения $SiC_2$ , $Al_2O_3$ , $CaO$ , $NaO$ , $CaCO_3$ и др., $B=32...75\%$
Жидкое	Углеводороды типа $C_mH_n$ Твердые полукоксовые частицы, $\Gamma = 95...96\%$	Влага $H_2O$ , Минеральные примеси типа $SiO_2$ , $Al_2O_3$ , $B=3,0...3,5\%$
Газовое	Горючие газы $CH_4, C_nH_{2n+2}, H_2S$ , $\Gamma =$	Негорючие газы $CO_2, N_2, O_2$ ,

(природный газ)	91...99,5%	Б=0,5...9,0%
-----------------	------------	--------------

^

## 3.2. Теплота сгорания топлива

Теплота сгорания топлива - количество теплоты, выделяемое при полном сгорании единицы массы (кДж/кг) или объема (кДж/м<sup>3</sup>) топлива. Различают высшую и низшую теплоту сгорания.

Высшая теплота сгорания  $Q_B$  - полное количество теплоты, которое выделяется при сгорании 1 кг твердого или жидкого топлива (или 1 м<sup>3</sup> газового топлива) при условии, что образующиеся при сгорании водяные пары конденсируются и возвращается их теплота конденсации  $Q_{кон}$ .

В паровых котлах продукты сгорания не охлаждаются до температуры конденсации паров. В этих условиях теплота конденсации теряется и общее используемое тепловыделение будет меньше. Количество теплоты, которое выделяется при полном сгорании 1 кг твердого или жидкого (или 1 м<sup>3</sup> газового) топлива за вычетом теплоты конденсации водяных паров, называют низшей теплотой сгорания  $Q_H$ .

Высшая теплота сгорания связана с низшей теплотой сгорания топлива соотношением

$$Q_B = Q_H + Q_{кон} \quad (3.4)$$

В общем случае теплота конденсации влаги, кДж/кг,

$$Q_{кон} = 2500 \left( \frac{9H}{100} + \frac{W}{100} \right) \cong 225H + 25W, \quad (3.5)$$

где  $H$  и  $W$  - содержание водорода и влаги в топливе, %; 2500 - теплота конденсации 1 кг влаги при давлении водяных паров в топочной камере, кДж/кг.

Масса получающейся влаги при окислении водорода кислородом в 9 раз больше массы водорода, что отражено в формуле (3.5) произведением  $9H$ .

При увеличении влажности топлива и содержания в нем водорода  $Q_B$  и  $Q_H$  различаются в большей степени. Значение высшей теплоты сгорания получено для топлива при его определении в лабораторных условиях. При тепловых расчетах за основу принимается низшая теплота сгорания.

Для определения низшей теплоты сгорания преобразуем формулы (3.4) и (3.5) и получим для рабочей массы

$$Q_H^P = Q_B^P - 225H^P - 25W^P \quad (3.6)$$

В горючей массе топлива также будет иметь место различие между высшей и низшей теплотой сгорания, но только за счет влаги, образующейся при горении водорода  $H$

$$Q_H^Г = Q_B^Г - 225H^Г \quad (3.7)$$

Связь между низшей теплотой сгорания рабочей и условно горючей массой топлива выражается следующей формулой

$$Q_{\text{н}}^{\text{р}} = Q_{\text{н}}^{\text{г}} \frac{100 - (A^{\text{р}} + W^{\text{р}})}{100} - 25W^{\text{р}} \quad (3.8)$$

На рис. 3.2 показано соотношение средних значений  $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$  и  $Q_{\text{н}}^{\text{г}}$  для различных групп топлива. Различие между ними тем меньше, чем меньше в топливе внешнего балласта.

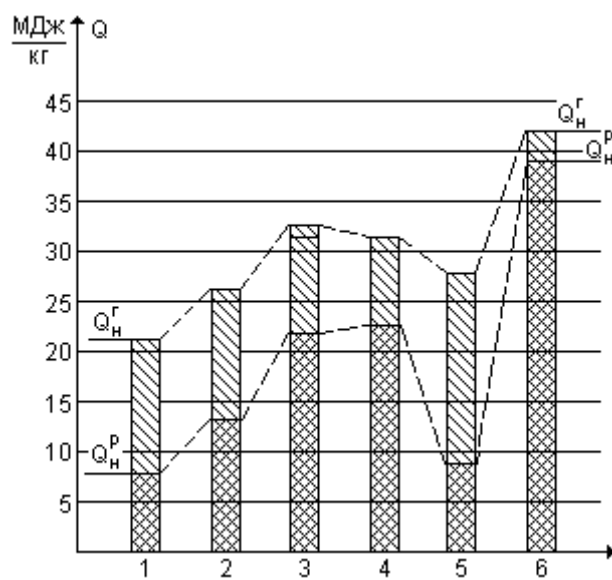


Рис.3.2. Соотношение средних значений низшей теплоты сгорания рабочей и условно горючей масс различных групп топлив: 1 - торф; 2 - бурый уголь; 3 - каменный уголь; 4 - антрациты, полуантрациты; 5 - горючие сланцы; 6 - мазут.

Влажность натурального топлива может изменяться при его транспорте и хранении, может меняться и зольность топлива в зависимости от способа добычи и мощности пласта угля. Теплоту сгорания топлива при изменении его влажности от  $W_1^{\text{р}}$  до  $W_2^{\text{р}}$  и зольности от  $A_1^{\text{р}}$  до  $A_2^{\text{р}}$  можно получить, если известна его теплота сгорания  $Q_1^{\text{р}}$  в первом случае:

$$Q_{\text{н}2}^{\text{р}} = (Q_{\text{н}1}^{\text{р}} + 25W_1^{\text{р}}) \frac{100 - W_2^{\text{р}} - A_2^{\text{р}}}{100 - W_1^{\text{р}} - A_1^{\text{р}}} - 25W_2^{\text{р}} \quad (3.9)$$

Средний состав и низшая теплота сгорания всех известных месторождений топлив определены и сведены в таблицы расчетных характеристик топлив.

Объемная теплота сгорания газового топлива определяется как сумма теплот сгорания, входящих в его состав различных горючих газов с учетом их процентного содержания. Объемная теплота сгорания  $Q_{\text{н}}^{\text{с}}$ , кДж/м<sup>3</sup>, относится к 1 м<sup>3</sup> сухого газа и определяется по формуле

$$Q_{\text{н}}^{\text{с}} = 0,01(Q_{\text{сн}_4} \cdot \text{сн}_4 + Q_{\text{с}_2\text{н}_6} \cdot \text{с}_2\text{н}_6 + \sum Q_{\text{с}_m\text{н}_n} \cdot \text{с}_m\text{н}_n) \quad (3.10)$$

Здесь  $\text{сн}_4$ ,  $\text{с}_2\text{н}_6$ , - содержание горючих газов в топливе, % по объему;  $Q_{\text{сн}_4}$ ,  $Q_{\text{с}_2\text{н}_6}$  - объемная теплота сгорания соответствующих газов, кДж/м<sup>3</sup>. Теплоту сгорания газового топлива определяют в газовом калориметре.

Увеличение теплоты сгорания определяется ростом доли горючих элементов (газов) в составе топлива и, прежде всего, массовой долей углерода и водорода в топливе. Так, теплота сгорания 1 кг мазута значительно превышает аналогичный показатель лучшего твердого топлива, так как в мазуте выше содержание углерода (83,0% против 63,3%) и

водорода (10,4% против 4,4%). Можно пересчитать с учетом плотности природного газа его теплоту сгорания  $Q_{\text{н}}^{\text{с}}$ , кДж/м<sup>3</sup>, на единицу массы  $Q_{\text{н.м}}^{\text{с}}$ , кДж/кг, тогда

$$Q_{\text{н.м}}^{\text{с}} = Q_{\text{н}}^{\text{с}} / (\rho_{\text{г}} + d_{\text{г}} \cdot 10^{-3}), \quad (3.11)$$

где  $\rho_{\text{г}}$  - плотность сухого газа, кг/м<sup>3</sup>;  $d_{\text{г}}$  - влагосодержание газа, г/м<sup>3</sup>. В результате окажется, что значение  $Q_{\text{н.м}}^{\text{с}}$  газа будет выше, чем мазута, и это прежде всего определяется большим содержанием водорода в массе природного газа (около 25% против 10...11% в мазуте).

Паровые котлы одинаковой паропроизводительности и тепловой мощности могут потреблять существенно разное количество топлива, так как его теплота сгорания у разных видов топлив меняется в широких пределах. Для сравнения экономичности работы электростанций, упрощения расчетов при попеременном сжигании разных топлив (твердое - газ, мазут - газ и т.п.) введено понятие условного топлива, имеющего теплоту сгорания  $Q_{\text{у.т}} = 29\,310$  кДж/кг (7000 ккал/кг). Потребление разных видов топлив электростанциями пересчитывается на условное топливо на основании баланса тепловыделения  $V_{\text{н}} Q_{\text{н}}^{\text{п}} = V_{\text{у.т}} Q_{\text{у.т}}$  тогда

$$V_{\text{у.т}} = V_{\text{н}} Q_{\text{н}}^{\text{п}} / Q_{\text{у.т}}, \quad (3.12)$$

где  $V_{\text{у.т}}$ ,  $V_{\text{н}}$  - расход соответственно условного и натурального топлива, кг/с. Отношение  $Q_{\text{н}}^{\text{п}} / Q_{\text{у.т}}$  называют тепловым эквивалентом топлива. На основе тепловых эквивалентов можно пересчитать в условное топливо потребление природного и других горючих газов электростанций.

^

### 3.3. Общие технические характеристики топлив

**Технические характеристики** подразделяются на общие характеристики, свойственные всем видам топлив (твердым, жидким, газовым), и характеристики, относящиеся к данному виду топлива.

Общими техническими характеристиками топлив являются теплота сгорания, содержание минеральных примесей (зольность), влагосодержание (влажность) и наличие серы в топливе (сернистость).

^ **Теплота сгорания.** Важнейшей характеристикой топлива является теплота сгорания (рассмотрена в § 3.2).

**Зольность** - содержание минеральных примесей. Наибольшее количество примесей имеют твердые топлива. Примеси попадают в топливо главным образом при его добыче из окружающих пород и состоят в основном из глины  $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ , силикатов  $\text{SiO}_2$  и железного колчедана  $\text{FeS}_2$ . В состав примесей, кроме того, входят сульфаты кальция и железа, оксиды различных металлов, фосфаты, щелочи, хлориды и т.п. Минеральные примеси горючих сланцев в основном состоят из карбонатов кальция  $\text{CaCO}_3$  и магния  $\text{MgCO}_3$ .

При сжигании топлива минеральные примеси в зоне высоких температур ядра факела претерпевают ряд превращений, в процессе которых образуется зола. Исходные

минеральные примеси и зола различаются не только по химическому составу, но и количественно. Для большинства углей минеральная часть на 7...15% больше, чем зольность после сгорания угля. Поэтому понятие зольности топлива А условно. Однако этот термин является общепринятым.

Минеральные твердые примеси в небольшом количестве попадают также в нефть в процессе ее добычи и переходят после переработки нефти в мазут. Зольность мазута обычно составляет не более 0,1%. Природный газ не имеет минеральных твердых примесей, и его балласт составляют негорючие газовые компоненты.

Образовавшаяся зола представляет собой смесь минералов, которые имеют разные температуры плавления (от 800 до 2700 °С). Свойства золы играют большую роль в организации работы парового котла. Часть золы, расплавленной в ядре факела, в условиях турбулентного перемешивания объединяется (слипается) и, становясь крупными тяжелыми частицами, выпадает в нижнюю часть топочной камеры (шлакоприемник) в виде шлака. Другие расплавленные частицы золы, двигаясь вместе с газами, налипают на настенные топочные экраны и затвердевают на них. Это явление называют шлакованием экранов. Мельчайшие твердые частицы золы подхватываются потоком топочных газов и уносятся из топочной камеры, образуя летучую золу. Зола загрязняет конвективные поверхности нагрева и снижает их тепловую эффективность.

Особенностью золы мазута (главным образом сернистого) является наличие в ней ванадия, интенсифицирующего образование плотных отложений на поверхности нагрева. Оксиды ванадия, кроме того, в определенной зоне температур вызывают коррозию этих поверхностей. Поэтому при эксплуатации мазутных электростанций принимают меры, предотвращающие развитие интенсивной ванадиевой коррозии.

Поскольку золовые частицы представляют собой смесь минералов с различной температурой их плавления, то по мере нагрева исходного спрессованного образца из золы в лабораторной печи происходит постепенное размягчение золовых частиц вплоть до расплавленного состояния (рис. 3.3).

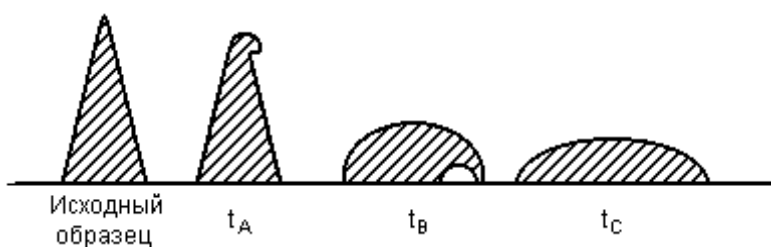


Рис.3.3. Метод определения характерных температур плавкости золы.

Состояние золы при высокотемпературном нагреве характеризуется следующими температурными точками:

точка  $t_A(t_1)$  - начала деформации золовой пирамидки за счет небольшого количества расплавленных компонентов (для большинства топлив  $t_A = 1000...1200^\circ\text{C}$ );

точка  $t_B(t_2)$  - начала размягчения золы, когда она переходит в состояние структурированной жидкости, но со значительным количеством в жидкой массе твердых (нерасплавленных) минералов ( $t_B = 1200...1350^\circ\text{C}$ );

точка  $t_C(t_3)$  - жидкоплавкого состояния, характеризующего медленное растекание



спрессованной массы золы на плоскости ( $t_c = 1280 \dots 1450^\circ\text{C}$ ).

Нормальное жидкотекучее состояние шлака соответствует устойчивому вытеканию расплава (шлака) из отверстия заданного размера ( $t_{н.ж} = t_c + (50 \dots 100^\circ\text{C})$ ).

Температурная характеристика плавкости золы приводится в таблицах котельных топлив, и ее учет имеет важное значение для обеспечения надежности работы топки и поверхностей котла. При температурах газового потока, а следовательно, и частиц золы, соответствующих значениям между  $t_A$  и  $t_B$ , золовые частицы становятся липкими и шлакуют экранные трубы и конвективные поверхности нагрева.

Жидкотекучее состояние шлака имеет место при температурах газов и футерованной поверхности топки выше  $t_{н.ж}$ . Исключение шлакования экранов топки и конвективных поверхностей достигается, если температура газов около этих поверхностей будет ниже значения  $t_A$  данного топлива.

**Влагосодержание (влажность).** Влажность, как и зольность топлива, относится к его балласту и снижает теплоту сгорания. Причем влагосодержание более существенно воздействует на тепловую ценность топлива, так как дополнительно требует затраты энергии при горении топлива на превращение влаги в пар.

Влага в твердом топливе разделяется на внешнюю  $W_{внш}$  и внутреннюю  $W_{внт}$ . Внешняя влага механически удерживается на поверхности топлива за счет смачивания, и ее количество в натуральном топливе зависит от его фракционного состава: влаги тем больше, чем мельче топливо, а значит, сильнее развита его поверхность. Существенное влияние оказывают на наличие внешней влаги атмосферные условия, при которых хранится (перевозится) топливо.

Внутренняя влага входит в органическое вещество топлива. Принято внутреннюю влагу называть гигроскопической  $W^{гг}$  (см. рис. 3.1), количество которой в бурых углях  $W^{гг} = 10 \dots 13\%$ , в каменных углях  $3 \dots 8\%$ , в антрацитах и полуантрацитах  $1,5 \dots 2,5\%$ .

В жидком топливе (мазуте) влага присутствует обычно в небольшом количестве ( $1 \dots 3\%$ ), а в отдельных случаях (обводненные мазуты) - до  $10 \dots 12\%$ , что связано с разогревом вязких мазутов перед их сливом паром путем непосредственного ввода пара в массу мазута.

В природных газах практически нет влаги, газ обезвоживается перед поступлением его в газопровод. Поэтому влагосодержание газа соответствует насыщению газового объема водяными парами при температуре и давлении природного газа.

Наличие влаги в топливе уменьшает тепловую ценность топлива, ведет к увеличению его расхода и, таким образом, увеличению поступления влаги в котел. При этом растут объемы продуктов сгорания, увеличиваются потери теплоты с уходящими газами, расход энергии на размол (подготовку) топлива и удаление продуктов сгорания. Повышенная влажность твердого топлива затрудняет нормальное его движение по топливному тракту за счет потери сыпучести, в зимнее время дополнительно появляется явление смерзаемости топлива. В газовом тракте при наличии увлажненного потока газов развиваются коррозионные процессы, а также расширяется область липких отложений на низкотемпературных поверхностях нагрева.

^ **Серосодержание (сернистость).** Сера имеет невысокую теплоту сгорания, а продукты

ее сгорания (оксиды серы  $\text{SO}_2$  и  $\text{SO}_3$ ) оказывают чрезвычайно вредное воздействие на окружающую среду, рабочие органы и поверхности котельной установки.

Сера в твердом топливе находится частично в составе органической массы (см. рис. 3.1), в горючей массе в форме сульфата железа (колчедана  $\text{FeS}_2$ ), а также входит в минеральную часть (в виде сульфатов типа  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{Na}_2\text{SO}_4$  и т.п.). Сульфатная сера полностью окислена и в процессе горения не участвует. Содержание органической и колчеданной серы в твердом топливе находится в пределах 0,3...6%.

В мазуте сера присутствует главным образом в составе серо-органических соединений и в меньшей части в форме сероводорода и элементарной серы, растворенной в углеводородных смесях. По содержанию серы топливные мазуты разделяются на сернистые (при  $S^P$  от 0,5 до 1,5%) и высокосернистые (при  $S^P$  от 1,5 до 3,5%).

В природном газе сера присутствует в основном в форме газообразного сероводорода  $\text{H}_2\text{S}$ , количество которого достигает в отдельных случаях 0,8% объема газа.

С увеличением балласта уменьшается горючая часть топлива и одновременно снижается его теплота сгорания. Для обеспечения заданной паропроизводительности котла при этом потребуется увеличить расход топлива, и значит, еще более увеличится поступление балласта в котел. Поэтому процентное содержание влаги и золы в 1 кг топлива не является достаточной мерой их расхода через котел и выброса в окружающую среду. Более полную характеристику соотношения массовых расходов при сжигании различных топлив дает выраженное в процентах содержание химических элементов и балласта, отнесенное к 1 МДж низшей теплоты сгорания топлива, которое называется приведенной характеристикой.

В практике пользуются тремя характеристиками - приведенными влажностью, зольностью и сернистостью (% кг/МДж), которые определяются по формулам

$$W^{\pi} = W^P / Q_{\text{H}}^P; \quad A^{\pi} = A^P / Q_{\text{H}}^P; \quad S^{\pi} = S^P / Q_{\text{H}}^P. \quad (3.13)$$

Так, при одинаковом исходном содержании серы  $S^P = 3\%$  в 1 кг мазута ( $Q_{\text{H}}^P = 39$  МДж/кг) и бурого угля ( $Q_{\text{H}}^P = 12$  МДж/кг) приведенная сернистость будет составлять для мазута  $S^{\pi} = 0,077\%$ , а для бурого угля  $S^{\pi} = 0,25\%$ . Отсюда следует, что при одинаковой мощности парового котла выброс оксидов серы с уходящими газами на буром угле будет в 3,25 раза больше ( $0,25/0,077 = 3,25$ ).

^

### 3.5.1. Характеристики твердого топлива

**Выход летучих веществ.** Если твердое топливо постепенно нагревать в инертной среде без доступа воздуха, то при высоких температурах сначала выделяются водяные пары, а затем происходит разложение кислородсодержащих молекул топлива с образованием газообразных веществ, получивших название летучие вещества ( $\text{CO}$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{C}_m\text{H}_n$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CN}$ ,  $\text{HCN}$  и др.).

Выход летучих веществ из твердых топлив происходит в интервале температур от 160 до 1100 °С, но наибольший имеет место в области температур 400...800°С (рис. 3.4). Условно количественный выход летучих веществ из твердого топлива определяется по

уменьшению массы пробы топлива после выдержки в тигле при температуре  $850 \pm 25^\circ\text{C}$  в течение 7 мин без доступа воздуха и относится к составу горючей массы топлива  $V_{\text{л}}^{\text{Г}}$ , %.

Выход летучих веществ прежде всего определяется содержанием кислорода в топливе, поэтому молодые по возрасту топлива (торф, бурые угли) имеют наибольший выход летучих веществ.

Количество летучих веществ в натуральном топливе можно определить, если известен внешний балласт топлива

$$V_{\text{л}}^{\text{П}} = V_{\text{л}}^{\text{Г}}(100 - W^{\text{П}} - A^{\text{П}})/100. \quad (3.14)$$

Летучие вещества, выделившиеся из топлива, обеспечивают более раннее воспламенение оставшейся твердой частицы, так как летучие вещества воспламеняются при более низкой температуре ( $350 \dots 600^\circ\text{C}$ ), чем твердый остаток ( $950 \dots 1000^\circ\text{C}$ ), и нагревают твердую частицу до воспламенения. Влияние летучих веществ существенно на начальной стадии горения топлива: чем выше выход летучих веществ, тем быстрее воспламеняется топливо и тем глубже оно выгорает.

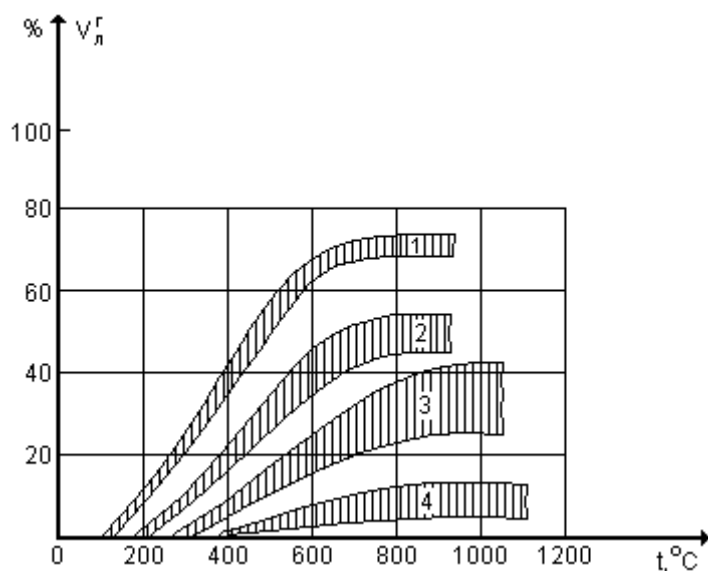


Рис. 3.4. Выход летучих веществ в зависимости от температуры для разных групп топлив (обозначения те же, что на рис.3.2).

В связи с этим выход летучих оказывает непосредственное влияние на организацию топочного процесса, выбор объема топочной камеры, эффективность (полноту) сжигания топлива. Эта характеристика является основой классификации твердых топлив.

^ **Структура кокса.** Оставшаяся после выхода летучих твердая часть топлива состоит в основном из углерода и минеральной части и называется коксом. Термические преобразования исходного вещества топлива в процессе выхода летучих приводят к изменению структуры твердой части, в результате чего коксовый остаток может быть спекшимся (твердым, сплавленным), слабоспекшимся (разрушающимся при надавливании или ударе) и порошкообразным (рассыпающимся после нагрева).

Некоторые каменные угли с большим содержанием битума при нагреве образуют плотный спекшийся кокс, используемый в металлургических печах. Такой уголь называется коксовым и поскольку он является ценным сырьем промышленности, то подвергается обогащению после добычи, т.е. отделяется крупнокусковое топливо (концентрат), а оставшееся мелкое топливо с повышенным содержанием минеральных примесей (отсевы, промежуточный продукт, шлам) направляется для сжигания на

электростанции.

Структура коксового остатка играет роль при сжигании угля в печах на колосниковых решетках. В энергетических котлах при факельном сжигании топлива в объеме топки или в циркулирующем кипящем слое характеристика кокса большого значения не имеет.

Λ

### 3.5.2. Характеристики мазута

Качество мазута оказывает сильное влияние на конструкцию и работу котельной установки.

Качество мазута, кроме его общих характеристик, выражается в следующих специальных показателях: изменение вязкости от температуры, плотность мазута, температура вспышки и воспламенения.

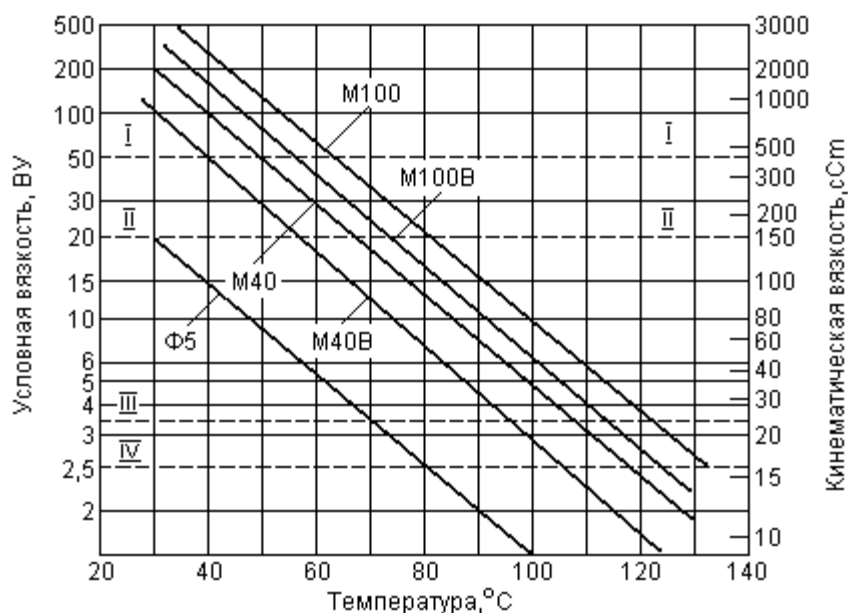


Рис.3.5. Зависимость вязкости мазутов от температуры

**Вязкость.** Важнейшей технической характеристикой, определяющей текучесть и условия применения мазута, является вязкость, которая существенно зависит от температуры (рис.3.5). В логарифмических координатах эта зависимость выражается прямой линией.

Вязкость мазута оказывает сильное влияние на продолжительность сливно-наливных операций, эффективность транспортировки по трубопроводам, качество распыления мазута перед сжиганием в топках и полноту его сжигания, а также на способность отстаивать содержащуюся в нем воду.

Кроме энергетических М40, М40В, М100, М100В на рис. 3.5 показана характеристика транспортных мазутов, применяемых для судовых установок (флотский мазут Ф5).

Повышение вязкости мазута с понижением температуры определяется содержанием парафинов.

**Плотность.** Обычно пользуются относительной плотностью мазута (плотностью по

отношению к плотности воды при температуре 20°C). Относительная плотность составляет  $\rho_{20} = 0,99 \dots 1,06$ . С повышением температуры относительная плотность уменьшается и может быть определена по формуле

$$\rho_t = \frac{\rho_{20}}{1 + \beta(t - 20)}, \quad (3.15)$$

где  $\rho_t$  - относительная плотность мазута при определяемой температуре;  $\beta$  - коэффициент объемного расширения топлива при нагреве на 1 °C, для мазута  $\beta = (5,1 \dots 5,3) \cdot 10^{-4}$ .

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

Мазут, сжигаемый на электростанциях, имеет температуру вспышки 135...245°C. Во избежание пожара температура подогрева мазута в открытых системах всегда должна быть ниже температуры вспышки, причем недогрев должен составлять не менее 10°C. Закрытая система подогрева - в теплообменниках под давлением - допускает подогрев мазута выше температуры вспышки.

^

### 3.5.3. Характеристики природного газа

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

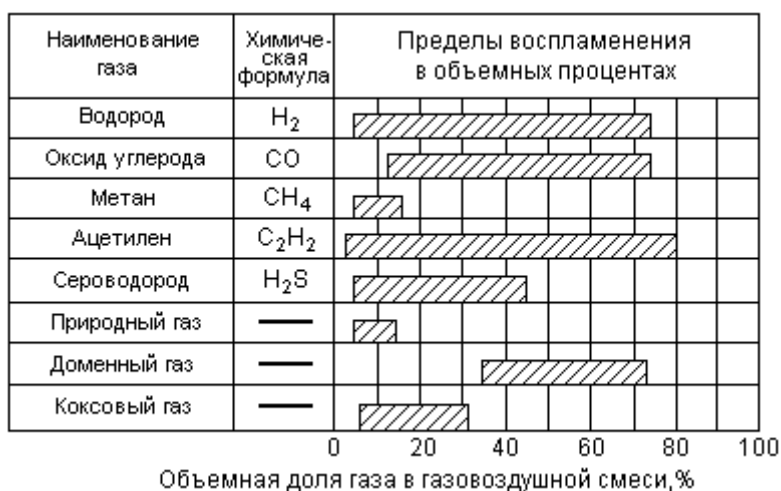


Рис.3.6. Пределы воспламенения газозвушных смесей при 20 °C и P = 0,1 МПа

**Взрываемость.** Смесь горючего газа с воздухом в определенных пропорциях при вводе в эту смесь источника огня или даже искры может взорваться, т.е. происходит процесс воспламенения смеси вблизи источника огня и распространение горения в остальной газозвушной смеси со скоростью перемещения волны давления во фронте горения (т.е.

со скоростью распространения звука). Взрывоопасные концентрации горючего газа в воздухе зависят от химического состава и свойств газа. Выделяют нижний предел взрываемости (наименьшая концентрация горючего газа в воздухе) и верхний предел взрываемости (наибольшая концентрация газа в воздухе), между которыми смесь газа с воздухом взрывоопасна (рис. 3.6). При образовании смеси газа с воздухом в зоне постоянного горения происходит равномерное (без взрывов) сгорание готовой смеси, когда концентрация горючего газа будет находиться в диапазоне между верхним и нижним пределами взрываемости.

**Токсичность.** Под токсичностью понимают способность газового топлива вызывать отравление. Наиболее опасными в этом отношении компонентами являются оксид углерода CO и сероводород H<sub>2</sub>S. Предельно допустимая концентрация CO в воздухе составляет 0,0024% (объемн.), или 0,03 мг/л. Опасна для жизни концентрация оксида углерода около 0,4% объемных при воздействии на человека в течение 5...6 мин. Даже незначительное содержание CO в воздухе (0,02% объемн.) вызывает заметное отравление. Сернистые соединения в большинстве природных газов практически отсутствуют. В попутных газах некоторых месторождений содержится заметное количество сероводорода (до 2,5%), который весьма токсичен. Предельно допустимая концентрация сероводорода в воздухе 0,01 мг/л.

В природном газе все его компоненты перемешаны равномерно и если состав газа известен, то концентрацию в воздухе вредных газов можно установить по присутствию в воздухе метана, процентное содержание которого определяют прибором - метанометром.

Почти все природные газы совсем не имеют запаха или имеют весьма слабый запах. Для своевременного обнаружения утечки газа и принятия мер безопасности газовое топливо, не имеющее запаха, до поступления в газовую магистраль одорируют, т.е. придают характерный острый запах введением сернистого соединения - меркаптана.

^

### 3.6.1. Размолоспособность топлива

Основным элементом любой пылесистемы является углеразмольная мельница. В табл. 3.2 приведены некоторые характеристики наиболее распространенных мельниц для размола топлива, различающиеся по принципу измельчения топлива и по частоте вращения подвижной части мельницы. Наиболее широкое распространение получили шаровые барабанные (ШБМ) и молотковые (ММ) мельницы. В этих мельницах размалывается свыше 80% сжигаемых твердых топлив.

**Табл. 3.2**

Классификация основных углеразмольных мельниц по принципу размола топлива и частоте вращения				
Наименование мельницы	Обозначение	Принцип размола топлива	Частота вращ. рабочей части, с <sup>-1</sup> (об/мин)	Классификация по частоте вращения
Шаровая	ШБМ	Удар, истирание	0,25-0,42 (15-25)	Тихоходная

барабанная				
Валковая среднеходная	МВС	Раздавливание	0,85-1,3 (50-80)	Среднеходная
Молотковая	ММ	Удар	12,5-16,3 (750-970)	Быстроходная
Мельница- вентилятор	МВ	Удар	12,0-24,5 (735-1470)	Быстроходная

Механические (прочностные) свойства различных твердых топлив неодинаковы. Одна и та же мельница при их размоле будет иметь разную производительность по готовой пыли. Для характеристики топлив по их способности к размолу введено понятие о лабораторном относительном коэффициенте размолоспособности  $k_{Л.О}$ .

Значение  $k_{Л.О}$  определяется по результатам размолы одинаковой начальной порции дробленого топлива в лабораторной мельнице строго определенное время путем сравнения тонкости полученной пыли с тонкостью аналогичной пыли эталонного очень твердого при размоле топлива. При значениях  $k_{Л.О} < 1,1$  топливо имеет высокую твердость, а при  $k_{Л.О} \geq 1,5$  относятся к мягким топливам, легко разрушающимся при ударе или раздавливании. Остальные являются топливами средней твердости.

После размолы топлива в мельнице получается полидисперсный угольный порошок, т.е. смесь частиц различных размеров, примерно от 0,1 до 300...500 мкм, а при грубом размоле бурых углей - до 1000 мкм. Практически в топочных камерах неполнота сгорания в зависимости от выхода летучих веществ определяется частицами размером более 200 мкм, которые относятся к крупным фракциям пыли (грубые фракции).

^

### 3.6.2. Тонкость размолы пыли

По расsey порции полученного порошка на ситах определяют тонкость размолы пыли (рис. 3.7). Отобранную порцию пыли просеивают через 4...5 сит с постепенно убывающим размером ячеек сита. Рассев производят на вибрационной машине. Сита нумеруют по размеру отверстия в свету  $x$ , выраженному в микрометрах.

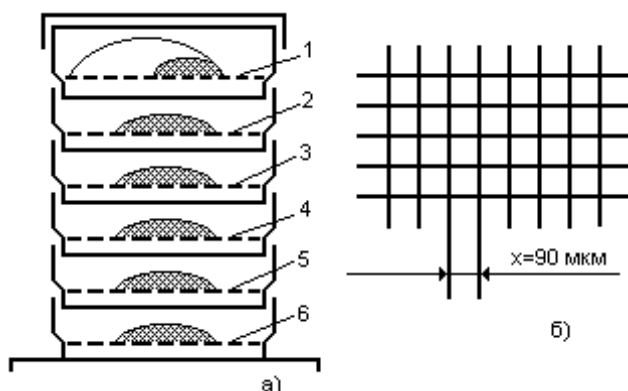


Рис.3.7. Производство ситового анализа пыли на комплекте из пяти сит: а - комплект сит с расseyом пыли; б - вид решетки сита; 1...5 - сита с размерами ячейки соответственно 1000, 500, 200, 90, 50 мкм; 6 - поддон;  $x$  - размер ячейки сита.

По принятой методике ситового анализа пыли за суммарный остаток на сите заданного размера принимают общее количество частиц с размером больше, чем размер ячейки сита  $x$ , мкм, и выражают его в процентах первоначальной массы. Этот остаток обозначают через  $R_x$ . Так,  $R_{1000}$  (см. рис. 3.7) представляет долю остатка на сите 1000 мкм, выраженную в процентах от начальной порции пыли, а  $R_{200}$  будет составлять общую долю от суммы остатков на ситах 200, 500 и 1000 мкм. Поэтому суммарные остатки на ситах  $R_x$  называются интегральными.

По данным рассева строят зерновую характеристику, т.е. зависимость остатков  $R_x$  от размера частиц  $x$  (рис. 3.8, а), чем круче зерновая характеристика, тем в пыли больше мелких частиц,

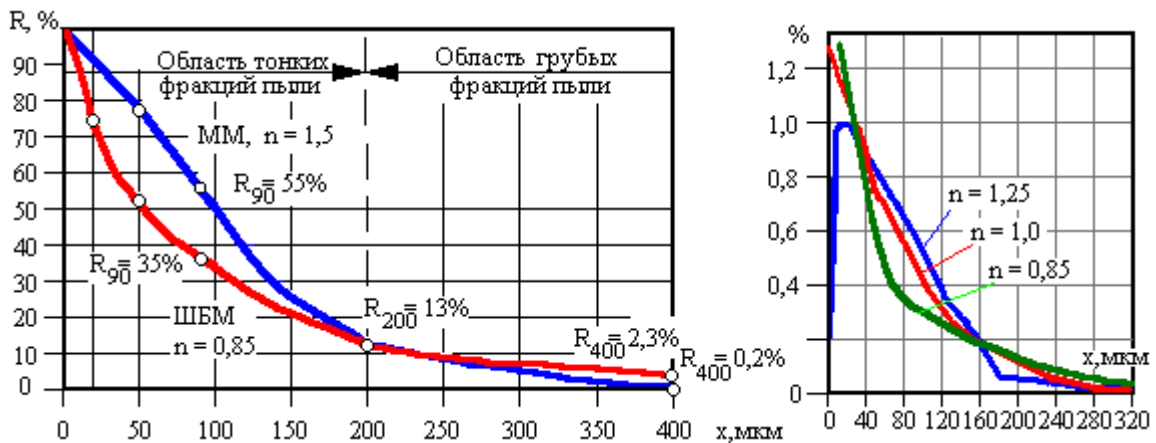


Рис. 3.8 Зерновые характеристики угольной пыли: а - интегральная характеристика при размоле топлива в разных мельницах; б - дифференциальная характеристика при разных коэффициентах полидисперсности пыли.

легко сгорающих в топках котлов, и меньше крупных частиц (размером более 200 мкм), ведущих к недогоранию топлива. Вместе с тем на получение тонкой пыли затрачивается больше энергии в процессе размола. Анализ зерновых характеристик размола различных видов топлива показал, что все кривые могут быть описаны уравнением Розина-Рамллера, характеризующим распределение частиц по фракциям

$$R_x = 100e^{-bx^n} \quad (3.16)$$

где  $b$  и  $n$  - постоянные коэффициенты, характеризующие соответственно тонкость измельчения и дисперсность зернового состава;  $e$  - основание натуральных логарифмов.

Значение коэффициента  $b$  изменяется в пределах  $0,0025 \dots 0,1$ ; чем тоньше пыль, тем меньше коэффициент  $b$ . Коэффициент  $n$  характеризует структуру пыли, распределение частиц по размерам и может быть больше или меньше единицы. Значения коэффициентов  $b$  и  $n$  для данного топлива и системы пылеприготовления зависит от типа сепаратора и мельницы, его определяют путем рассева порции полученной пыли на двух ситах, чаще всего размером ячейки 90 и 200 мкм, т.е. получают два опытных значения  $R_x$ .

Структуру пыли по фракциям можно проанализировать, если продифференцировать уравнение (3.16) по  $x$

$$(3.17)$$



$$y = -dR_x/dx = 100bnx^{n-1}e^{-bx^n} = R_x bnx^{n-1}$$

Тогда ордината  $y$ , %/мкм (на графике рис. 3.8, б), характеризует процентное содержание пылинок размером  $x$ . При  $n > 1$  кривая имеет максимум в зоне  $x = 15 \dots 25$  мкм и пыль характеризуется как более грубая. При  $n = 1$  и  $n < 1$ , наоборот, наибольшее количество фракций пыли приходится на очень мелкие фракции. Это пыль более тонкая по размолу.

В эксплуатации для оперативной оценки качества угольной пыли пользуются ситом 90 мкм, дающим четкое представление о характере пыли (тонкая или грубая), т.е. интегральным остатком  $R_{90}$ . При известных для данной пылесистемы значениях  $b$  и  $n$  по полученному  $R_{90}$  можно рассчитать полную зерновую характеристику, а также оценить качество пыли: при значениях  $R_{90} < 15\%$  пыль относится к тонкой, при  $R_{90} > 40\%$  пыль является грубой, в диапазоне  $R_{90} = 15 \text{ } \ddot{ } \text{ } 40\%$  пыль считается среднего размола.

Для каждого сорта топлива, типа пылеприготовительного и топочного устройства имеется наиболее выгодная, так называемая экономическая, оптимальная тонкость размола  $R_{90}^{\text{опт}}$ , соответствующая минимуму суммарных затрат на размол топлива и тепловых потерь при сжигании. Экономическую тонкость размола устанавливают испытаниями в процессе эксплуатации.

Основным фактором, влияющим на экономическую тонкость размола, является выход летучих  $V_L^{\Gamma}$ : чем выход летучих больше, тем меньше коксовый остаток, легче горит топливо, тем грубее может быть размол. Так, для антрацита  $R_{90}^{\text{опт}} = 7 \dots 8\%$ , для пыли каменных углей 20...30%, пыли бурых углей 40...55%.

В зависимости от выхода летучих и фракционного состава пыли экономически оправданную тонкость размола можно оценить по формуле

$$R_{90}^{\text{опт}} = 4 + 0,8nV_L^{\Gamma} \quad (3.13)$$

### 3.6.3. Затраты энергии на размол топлива

Энергия, затраченная на измельчение исходного топлива до состояния пыли, пропорциональна размеру вновь полученной поверхности (кВт·ч/кг пыли)

$$\mathcal{E}_M = N_M/V_M = A(f_{\text{пл}} - f_{\text{др}}) \quad (3.19)$$

где  $\mathcal{E}_M$ ,  $V_M$  - мощность мельницы, кВт, и ее производительность по пыли, кг/ч;  $A$  - удельный расход электроэнергии на измельчение материала, при котором обнажается 1 м<sup>2</sup> новой поверхности, кВт·ч/м<sup>2</sup>;  $f_{\text{др}}$ ,  $f_{\text{пл}}$  - первоначальная поверхность 1 кг топлива (дробленки) и конечная поверхность полученного 1 кг пыли, м<sup>2</sup>/кг. При реальном размолу топлива в углеразмольных мельницах поверхность  $f_{\text{др}} \gg f_{\text{пл}}$  и в выражении (3.19) можно не учитывать  $f_{\text{др}}$ .

### 3.6.4. Характеристика угольной пыли

**Поверхность пыли.** Теоретическую поверхность пыли, состоящей из пылинок различных размеров, согласно кривой распределения по фракциям (рис. 3.8, а), но имеющих форму куба, можно определить по следующей упрощенной формуле

$$f_{\text{т}} = \frac{450 \cdot 10^3}{\rho_{\text{пл}}} \frac{1}{n} \left( \ln \frac{100}{R_{90}} \right)^{1/n}, \quad (3.20)$$

где  $\rho_{\text{пл}}$  - удельная плотность размалываемого топлива,  $\text{кг/м}^3$ ; обычно  $\rho_{\text{пл}} = 1700 \dots 1840 \text{ кг/м}^3$ .

Однако частицы пыли не имеют точной формы куба. Для определения действительной поверхности в расчет вводится коэффициент формы частиц  $k_{\text{ф}}$ , который зависит от размера частиц, больше для крупных фракций ( $k_{\text{ф}} = 2,0 \dots 2,5$ ) и близок к единице для мелких. Среднее значение коэффициента формы для угольной пыли принимают  $k_{\text{ф}} = 1,75$ . Тогда действительная поверхность пыли  $f_{\text{пл}} = k_{\text{ф}} f_{\text{т}}$ .

**Влажность пыли.** Важной характеристикой пыли является ее влажность  $W^{\text{пл}}$ , %, оказывающая большое влияние на производительность мельниц и сепараторов, бесперебойность подачи готовой пыли, безопасность работы пылесистемы. Определяющей величиной для выбора допустимой влажности пыли принята гигроскопическая влажность топлива  $W^{\text{ги}}$ .

Допустимая по условиям взрывобезопасности и транспортировки влажность пыли после мельницы должна находиться в следующих пределах:

для топлив марок А, ПА, Т  $W^{\text{ги}} + 1 > W^{\text{пл}} > W^{\text{ги}}$ ,

для каменных углей и сланцев  $W^{\text{ги}} > W^{\text{пл}} > 0,5W^{\text{ги}}$ ;

для бурых углей  $W^{\text{ги}} + 8 > W^{\text{пл}} > W^{\text{ги}}$ .

Повышение влажности пыли сверх допустимых значений ведет к потере текучести и слеживанию пыли в бункерах. Вместе с тем пересушенная пыль бурых и каменных углей склонна к самовозгоранию при доступе воздуха в местах ее хранения или скопления, а пылевоздушная смесь взрывоопасна.

**Взрываемость пыли.** Взрыв в объеме, заполненном взвешенной в воздухе угольной пылью, будет тем интенсивнее, чем больше удельная поверхность пыли (чем мельче фракции) и чем выше выход летучих веществ. Существенное значение имеет температура смеси. Наиболее опасными являются концентрации пыли от 0,3 до 0,6  $\text{кг}$  на  $1 \text{ м}^3$  воздуха. Именно такие концентрации обычно имеют место при эксплуатации пылесистем. Поэтому жестко ограничивается температура сушильного агента на выходе из мельницы - не выше  $80 \dots 100^\circ\text{C}$  при наличии бункеров пыли и до  $130^\circ\text{C}$  в пылесистемах с прямым вдуванием пыли в топку.

Воспламенение объема аэропыли сопровождается резким ростом температуры и давления. Для уменьшения силы взрыва служат предохранительные клапаны, которые при росте давления выбрасывают часть смеси из системы. При недостатке кислорода в смеси возникновение взрыва невозможно. Это имеет место при содержании  $\text{O}_2$  в сушильном агенте не более  $16 \dots 19\%$  для разл

ичных видов топлив. Поэтому использование в качестве первичного потока смеси горячего воздуха с топочными газами способствует надежности работы пылесистемы. Такое же влияние на предотвращение взрыва пыли оказывает повышенная зольность топлива. Так, экибастузский каменный уголь не относится к взрывоопасным при содержании минеральной части  $A^P > 40\%$ .

## Примеры

**Пример 1.** При лабораторных исследованиях получен элементный состав кузнецкого угля марки СС на горючую массу  $C^Г = 84,0\%$ ,  $H^Г = 4,5\%$ ,  $N^Г = 2,0\%$ ,  $O^Г = 9\%$ ,  $S^Г = 0,5\%$ .

Влажность и зольность топлива при его анализе составили:

$W^P = 12\%$ ,  $A^P = 11,4\%$ . Определить состав рабочей массы топлива.

### Решение

Определим коэффициент пересчета с горючей массы на рабочую:

$$k_{г-р} = \frac{100 - W^P - A^P}{100} = \frac{100 - 12,0 - 11,4}{100} = 0,766.$$

Тогда  $C^P = C^Г k_{г-р} = 84,0 \cdot 0,766 = 64,34\%$ ; аналогично по другим составляющим:  $H^P = 3,45\%$ ,  $N^P = 1,53\%$ ,  $O^P = 6,9\%$ ,  $S^P = 0,38\%$ .

Проверим суммарный состав рабочей массы

$$C^P + H^P + O^P + N^P + S^P + A^P + W^P = 64,34 + 3,45 + 6,9 + 1,53 + 0,38 + 11,4 + 12,0 = 100 \%$$

**Пример 2.** Для того же состава угля известно  $Q^Г_H = 7332,2$  ккал/кг в технической системе единиц. Определить теплоту сгорания рабочей массы  $Q^P_H$  в международной системе единиц (СИ).

### Решение

Переведем значение теплоты сгорания  $Q^Г_H$  в систему СИ. Исходя из соотношения  $1 \text{ ккал} = 4,187 \text{ кДж}$ , получаем

$$Q^Г_H = 7332,2 \cdot 4,187 = 30\,700 \text{ кДж/кг} = 30,7 \text{ МДж/кг}.$$

По формуле (3.8) значение теплоты сгорания составит

$$Q^P_H = 30700 \frac{100 - (11,4 + 12,0)}{100} - 25 \cdot 12,0 = 23216 \text{ кДж/кг}$$

**Пример 3.** На сколько увеличится теплота сгорания  $Q^P_H$  бурого угля Назаровского месторождения при переходе на электростанции от замкнутой к разомкнутой схеме сушки топлива с получением подсушенного топлива (сушонки) с окончательной влажностью пыли  $W^{ПЛ} = 10,0\%$ . Исходная рабочая масса топлива  $Q^P_H = 13,02 \text{ МДж/кг}$ ,  $W^P = 39,0\%$ .

### Решение

По формуле (3.9) при сохранении постоянной зольности топлива теплота сгорания сушонки

$$Q_{\text{н}}^{\text{суш}} = (Q_{\text{н}}^{\text{р}} + 25W^{\text{р}}) \frac{100 - W^{\text{шт}}}{100 - W^{\text{р}}} - 25W^{\text{шт}} = (13020 + 25 \cdot 39,0) \cdot \frac{100 - 10,0}{100 - 39,0} - 25 \cdot 10,0 = 20398$$

Теплота сгорания подсушенной пыли увеличится в 1,56 раза.

**Пример 4.** При размоле испытуемого топлива в лабораторной мельнице получена пыль с  $R_{90}^{\text{п}} = 53\%$ . Найти значение коэффициента  $k_{\text{л.о}}$

Решение

Коэффициент размолоспособности по методике ВТИ определяют по формуле

$$k_{\text{л.о}} = 1,96 \left[ \ln \left( 100 / R_{90}^{\text{п}} \right) \right]^{0,67}$$

Таким образом, размолоспособность испытуемого топлива составит

$$k_{\text{л.о}}^{\text{п}} = 1,96 \left[ \ln \left( 100 / 52 \right) \right]^{0,67} = 1,475$$

Указанное топливо достаточно мягкое при размоле.

**Пример 5.** На электростанции сжигается экибастузский каменный уголь, имеющий коэффициент  $k_{\text{л.о}} = 1,29$  и выход летучих  $V_{\text{л}}^{\text{Г}} = 24,0\%$ . На электростанции установлены валковые среднеходные мельницы. Определить оптимальную тонкость размола топлива  $R_{90}^{\text{опт}}$  и максимальный размер частиц пыли  $x_{\text{макс}}$ .

Решение

Для среднеходной мельницы коэффициент полидисперсности  $n = 0,85$ . По формуле (3.18)

$$R_{90}^{\text{опт}} = 4 + 0,8 \cdot 0,85 \cdot 24 = 20,3 \%$$

За максимальный размер частицы принимается  $x_{\text{макс}}$ , которому соответствует  $R_x = 0,1\%$ . Используя формулу (3.16), выразим  $x_{\text{макс}}$  при  $R_x = 0,1$  коэффициент тонкости размола

$$b = \ln \left( 100 / R_{90}^{\text{опт}} \right) / 90^n = \ln \frac{100}{20,3} / 90^{0,85} = 0,0348$$

$$x_{\text{макс}} = \left[ \ln \left( 100 / R_x \right) / b \right]^{1/n} = \left( \frac{6,9}{0,0348} \right)^{1,176} = 503 \text{ мкм}$$

**4. Основы организации топочных процессов и материальные балансы процессов горения**

## 4.1. Основы кинетики химических реакций

Процесс горения характеризуется быстрым протеканием реакций окисления горючих компонентов топлива кислородом воздуха, при котором имеет место значительное тепловыделение и создается высокий уровень температуры. Реакции с выделением теплоты называются экзотермическими. Преимущественное тепловыделение при горении топлив определяется содержанием в топливе углерода. Горение углерода в основном характеризуется протеканием трех химических реакций:

полное окисление углерода кислородом с образованием диоксида углерода



частичное окисление с выходом монооксида углерода



доокисление монооксида до диоксида в объеме около поверхности горения



Реакции по уравнениям (4.1) и (4.2) являются гетерогенными, так как в реакции участвуют горючее и окислитель, находящиеся в разном фазовом состоянии: твердое горючее и газообразный окислитель-кислород. Реакция по уравнению (4.3) относится к гомогенной, так как здесь оба вещества, вступающие в реакцию, являются газообразными (возможны гомогенные реакции веществ в жидком состоянии).

В условиях высоких температур в ядре факела могут протекать реакции с поглощением теплоты, которые являются эндотермическими. К эндотермическим реакциям, например, относится реакция образования оксидов азота



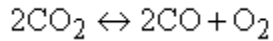
или восстановление диоксида углерода на раскаленной поверхности углерода при недостатке кислорода



Реакция является химически обратимой, если может идти как в прямом, так и в обратном направлении, однако внешние условия для протекания реакции в том или другом направлении могут существенно различаться. Так, реакция образования оксидов азота имеет место только в зоне высоких температур, а обратная реакция их разложения на газообразные кислород и азот протекает в земной атмосфере под действием солнечной радиации. При горении топлива в топочных камерах скорость прямого процесса окисления горючих кислородом несоизмеримо больше скорости обратного, поэтому химическое равновесие этих реакций смещено в сторону образования конечных продуктов, и в указанных условиях эти реакции можно считать необратимыми.

Однако всегда по мере роста концентрации продуктов в реакции и температуры в зоне

горения находится в равновесии с конечными продуктами какое-то количество исходных веществ. Этот процесс связан с термической диссоциацией части образовавшихся продуктов сгорания. В топочных камерах при температуре горения выше 1600 °С подвергаются термической диссоциации в заметном количестве диоксид углерода CO<sub>2</sub> и водяные пары H<sub>2</sub>O



Таким образом, в зоне высоких температур горения всегда останется небольшое количество CO, H<sub>2</sub> и O<sub>2</sub>, догорание которых возможно при более низких температурах.

Интенсивность горения характеризуется скоростью реакции. Под скоростью гомогенной реакции понимается массовое количество вещества, реагирующее в единице объема и в единицу времени. Скорость реакции в этом случае измеряется по изменению концентрации одного из реагирующих веществ. Например, в реакции (4.3) средняя скорость реакции  $w_p$ , моль/(м<sup>3</sup>·с), за промежуток времени  $\Delta\tau$ , с, имеет выражение

$$\bar{w}_p = \Delta C_{\text{CO}} / \Delta\tau, \quad 4.7$$

где  $\Delta C_{\text{CO}}$  - изменение концентрации CO в объеме, моль/м<sup>3</sup>.

Скорость гетерогенных реакций (4.1) и (4.2)  $K_s$ , г/(м<sup>2</sup>·с), выражается количеством углерода  $\Delta g$ , г, прореагировавшим с кислородом на единице поверхности контакта  $S$ , м<sup>2</sup>, в единицу времени  $\Delta\tau$ , с:

$$K_s = \Delta g / (S \Delta\tau). \quad 4.8$$

Скорости реакций подчиняются закону **действующих масс**, согласно которому в однородной среде при постоянной температуре в каждый момент времени скорость реакции пропорциональна произведению концентраций реагирующих веществ с учетом числа молей. Так, для уравнения (4.3) скорость реакции составит

$$w_p = k_p C_{\text{CO}}^2 C_{\text{O}_2}. \quad 4.9$$

Здесь  $k_p$  - константа скорости реакции, зависящая от температуры и химической природы реагирующих веществ.

В условиях гетерогенного горения концентрация горючего (твердого топлива) неизменна, поэтому скорость такой реакции на основе закона действующих масс будет зависеть только от концентрации окислителя (кислорода) у поверхности топлива

$$K_s = \bar{K}_p C_{\text{O}_2}^{\text{пов}} \quad 4.10$$

Здесь  $C_{\text{O}_2}^{\text{пов}}$  - концентрация кислорода у поверхности топлива. При неизменной концентрации реагирующих веществ во времени (постоянный подвод топлива и окислителя в зону горения) скорость реакции зависит от константы скорости реакции  $k_p$ , 1/с, по **закону Аррениуса**

$$k_p = k_0 e^{-E/RT},$$

4.11

где  $k_0$  - предэкспоненциальный множитель, 1/с;  $E$  - энергия активации, кДж/моль;  $R$  - универсальная газовая постоянная, кДж/(моль·К);  $T$  - абсолютная температура процесса, К. Константа скорости реакции  $k_p$  и энергия активации  $E$  называются кинетическими константами реакции, которые определяют реакционные свойства топлива.

Химическая реакция может происходить при столкновении молекул, вступающих в реакцию веществ. Если бы все столкновения приводили к реакциям, то горение происходило бы с огромной скоростью и константа скорости равнялась бы  $k_0$ . В действительности реакция может произойти только в том случае, когда за счет соударения произойдет разрушение старых молекулярных связей и образовавшиеся осколки молекул (заряженные радикалы) смогут перегруппироваться и создать молекулы новых веществ.

Энергия, достаточная для разрушения внутримолекулярных связей исходных веществ, называется энергией активации  $E$ . Так, при горении кокса по реакции (4.1) энергия активации зависит от вида кокса: для кокса бурого угля  $E = 92 \dots 105$  МДж/моль, для кокса каменных углей  $E = 117 \dots 134$  МДж/моль, для антрацита  $E = 147$  МДж/моль. В результате число молекул  $N_E$ , обладающих необходимым уровнем энергии  $E$ , определяется статистическим законом Максвелла-Больцмана

$$N_E = N_0 e^{-E/RT},$$

4.12

где  $N_0$  - полное число молекул в единице объема. Энергия активации зависит не только от энергии межатомных связей в молекулах, но и от того, в каком состоянии находятся вступающие в реакцию вещества. При высоких температурах в зоне реакции за счет диссоциации молекул с более слабыми внутренними связями накапливается определенное количество заряженных частиц (радикалов) типа  $OH^\cdot$ ,  $H^\cdot$ ,  $O^{2-}$ , которые легко вступают в промежуточные реакции с исходными молекулами (такие реакции имеют низкие значения  $E$ ) и способствуют ускорению реакций горения.

На рис. 4.1 показана зависимость константы скорости  $k_p$  и скорости реакции  $w_p$  от определяющих факторов. Рост скорости химической реакции с температурой на известном уровне тормозится аэродинамическим фактором - возможностью доставки в зону горения окислителя (кислорода), определяемым скоростью диффузионного массообмена  $k_d$ , который слабо зависит от температуры (рис. 4.1, а). Повышение энергии активации требует больше энергетических затрат на каждый акт реакции, что ведет к торможению скорости (рис. 4.1, б).

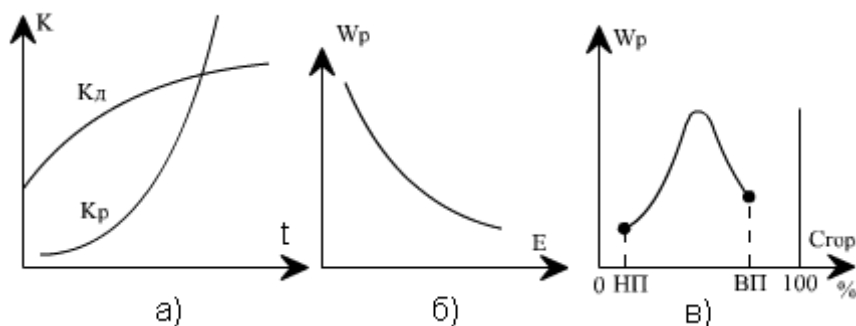


Рис. 4.1. Кинетические характеристики процесса горения: а - зависимость константы реакции горения  $k_p$  и диффузионного массообмена  $k_d$  от температуры; б - изменение

скорости реакции  $w_p$  от энергии активации  $E$ ;  $v$  - изменение скорости реакции при повышении концентрации горючего вещества  $C_{гор}$  в смеси с воздухом; НП, ВП - нижний и верхний пределы концентрации, соответствующие горению

В топочных устройствах происходит постоянная подача топлива и окислителя в зону горения, и, следовательно, в ядре горения сохраняется практически постоянная концентрация реагирующих веществ во времени. В этих условиях максимальная скорость реакции может быть достигнута при соотношении концентраций исходных веществ, близком к стехиометрическому, когда в результате реакции не остается избытка любого из них (рис. 4.1, в). При избытке горючего (богатая смесь) или при малой его концентрации (бедная смесь) скорость реакции снижается из-за уменьшения тепловыделения на единицу объема. Как видно, существует нижний предел концентрации горючего (НП), ниже которого горение становится невозможным, и верхний предел (ВП), когда дальнейшее увеличение концентрации горючего в смеси также прекращает горение. Во всем диапазоне концентраций между этими пределами горение возможно.

При сгорании горючей смеси в замкнутом объеме и отсутствии отвода теплоты в процессе реакции тепловыделение передается продуктам сгорания и приводит к максимальному повышению их температуры.

Этим условиям отвечает понятие теоретической (адиабатной) температуры горения  $T_{теор} = T_a$ . Наивысшее ее значение достигается при подводе окислителя в строгом соответствии с химической формулой (при стехиометрическом соотношении горючего и окислителя). Эту температуру часто называют жаропроизводительностью топлива.

В топочных устройствах всегда имеет место отвод теплоты из зоны реакции к поверхностям нагрева. С повышением температуры в зоне основного горения увеличивается и отвод теплоты, далее по мере выгорания топлива тепловыделение снижается, а вместе с ним происходит спад температуры продуктов сгорания, так как теплоотвод сохраняется достаточно высоким (рис. 4.2).

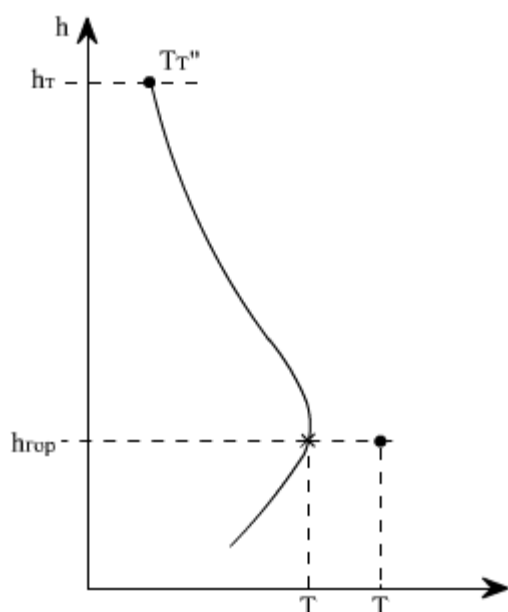


Рис. 4.2. Изменение температуры газов по высоте топки  $h_T$ :  $h_{гор}$  - высота расположения горелок

Температура смеси, начиная с которой система способна к самоускорению реакции до устойчивого горения, называется температурой воспламенения. Эта температура не является постоянной для реагирующих веществ и зависит от условий отвода теплоты из зоны реакции. Тепловыделение в ходе реакции горения топлива (при постоянной



концентрации реагирующих веществ) определяется скоростью реакции в данных условиях и теплотой горения топлива

$$Q_p = mw_p Q_H^p \Delta t, \quad 4.13$$

где  $mw_p$  - скорость реакции по сгорающему топливу,  $\text{кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{с})$ ;  $Q_H^p$  - теплота горения топлива,  $\text{кДж}/\text{кг}$ .

Из (4.13) следует, что тепловыделение  $Q_p$  определяется только изменением скорости реакции  $w_p$ . Скорость реакции, в свою очередь, зависит от константы диффузионного массообмена  $k_d$  и константы химической реакции  $k_p$  на поверхности топлива. При этом в области низких температур скорость реакции  $w_p$  ограничивается константой  $k_p$ , а в области высоких температур условиями массообмена у поверхности топлива константой  $k_d$ . В итоге на графике кривая  $w_p = f(T)$  имеет два перегиба (см. рис. 4.3).

Теплоотвод из зоны реакции в окружающую среду (к тепловоспринимающим поверхностям) выражается формулой

$$Q_0 = \alpha F_{ст} (T_p - T_{ст}), \quad 4.14$$

где  $\alpha$  - коэффициент теплоотдачи,  $\text{кВт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ ;  $F_{ст}$  - тепловоспринимающая поверхность,  $\text{м}^2$ ;  $T_p$ ,  $T_{ст}$  - температуры в зоне реакции и у поверхности стен,  $\text{К}$ .

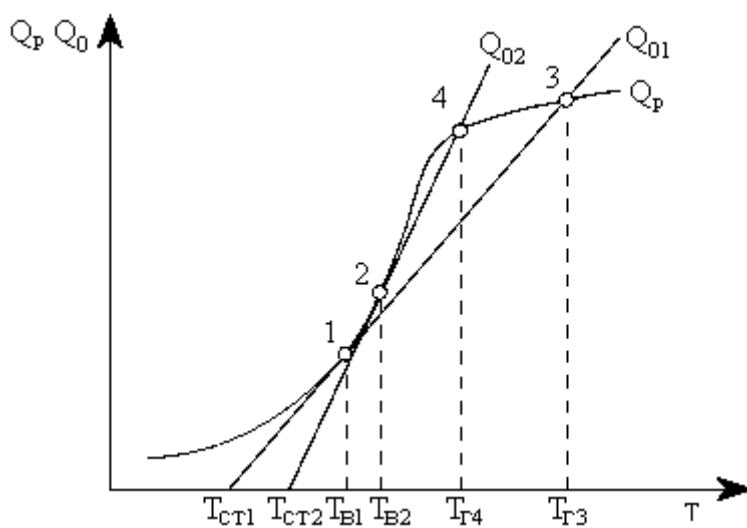


Рис.4.3. Графическое определение температуры воспламенения  $T_B$ , горения  $T_G$  при разной интенсивности теплоотвода к стенам топки ( $Q_{02} > Q_{01}$ ):  $Q_p$  - тепловыделение в результате реакции горения;  $T_{ст}$  - температура стен (экранов) топки.

Из (4.14) следует, что при постоянстве условий отвода теплоты из зоны реакции ( $\alpha = \text{const}$ ) теплоотвод изменяется линейно в зависимости от разности температур  $T_p - T_{ст}$ .

На рис.4.3 показан характер изменения значений  $Q_p$  и  $Q_0$  от температуры. Точка 1 касания кривой  $Q_p$  и линии теплоотвода  $Q_0$  соответствует температуре воспламенения  $T_B$ , так как при любом отклонении от нее значение  $Q_p > Q_0$  и происходит саморазогрев горючей смеси и рост тепловыделения за счет реакций окисления. Точка пересечения 3 кривой  $Q_p$  и линии  $Q_0$  характеризует наивысшее устойчивое тепловыделение, а соответствующая температура - температура горения  $T_{Г3}$ . Как видно на рис. 4.3, чем интенсивнее теплоотвод из зоны горения (круче наклон линии отвода 2-4, выше  $T_{ст2}$ , так как  $\alpha_2 > \alpha_1$ ), тем выше температура воспламенения топлива  $T_{B2}$  и ниже температура горения  $T_{Г4}$ .

^

## 4.2.1. Горение газового топлива

Ранее были изложены основные законы кинетики (законы действующих масс и Аррениуса), позволяющие определять скорость химических реакций на основе стехиометрических соотношений молекул исходных и конечных продуктов. Экспериментально установлено, что скорости протекания реакций существенно превышают расчетные значения, полученные с применением закона действующих масс и закона Аррениуса.

В действительности реакции в веществах, находящихся в парогазовом состоянии, протекают чаще не между исходными молекулами горючего и окислителя, а через ряд промежуточных стадий, в которых вместе с молекулами участвуют активные осколки молекул - радикалы и атомы, имеющие свободные связи Н, ОН, О, СН и др. При этом переход от исходных веществ к конечным продуктам происходит через ряд промежуточных реакций, протекающих с большой скоростью, так как они обладают низкой энергией активации. Такие реакции, отличительной особенностью которых является огромная скорость их протекания, получили название цепных.

При горении газов протекают разветвленные реакции, в процессе которых один активный центр порождает два или большее число новых активных центров. Теорию цепных реакций разработал академик Н.Н. Семенов.

Согласно этой теории, цепная разветвленная реакция включает следующие процессы: зарождение цепей - образование активных частиц из исходного продукта; разветвление цепей - процесс, при котором одна активная частица, реагируя с исходными, вызывает образование двух или нескольких новых активных частиц; по мере убывания горючих компонентов реакция замедляется, наступает обрыв цепей и реакция вырождается - горение прекращается.

Началу реакции между веществами предшествует период накопления активных центров в виде заряженных частиц за счет разрушения части исходных молекул другими, обладающими большими энергиями движения и более высокой энергией связи атомов в молекуле. Этот период называют периодом индукции. При высокой температуре вступающих в реакцию веществ период индукции занимает от долей секунды до 1...2 с.

Рассмотрим механизм цепной разветвленной реакции на примере горения водорода (рис. 4.4). Из цикла цепной реакции следует, что наряду с образованием конечного продукта  $H_2O$  увеличивается число активных частиц - возбудителей цепи Н. На один вступивший в реакцию активный атом водорода после первого цикла образуется три атома водорода, после второго цикла - 9, после третьего - 27 и т.д. Это приводит к дальнейшему лавинообразному ускорению реакции. В реальных процессах одновременно с лавинообразным ускорением образования активных центров часть их по ряду причин при контакте со стенками сосуда, друг с другом теряет активность, что ведет к постепенному снижению скорости нарастания реакции и переходу ее в установившееся состояние, если имеет место постоянный подвод кислорода и водорода в зону реакции.

Горение газового топлива в смеси с воздухом происходит с большой скоростью (готовая смесь метана с воздухом объемом  $10\text{ м}^3$  сгорает за 0,1 с).

Рис. 4.4. Цикл цепной реакции горения водорода: Н - возбудитель цепной реакции;  $H_2O$  - конечный продукт



Горение твердого топлива (угольной пыли) включает два периода: тепловую подготовку и собственно горение (рис. 4.5).

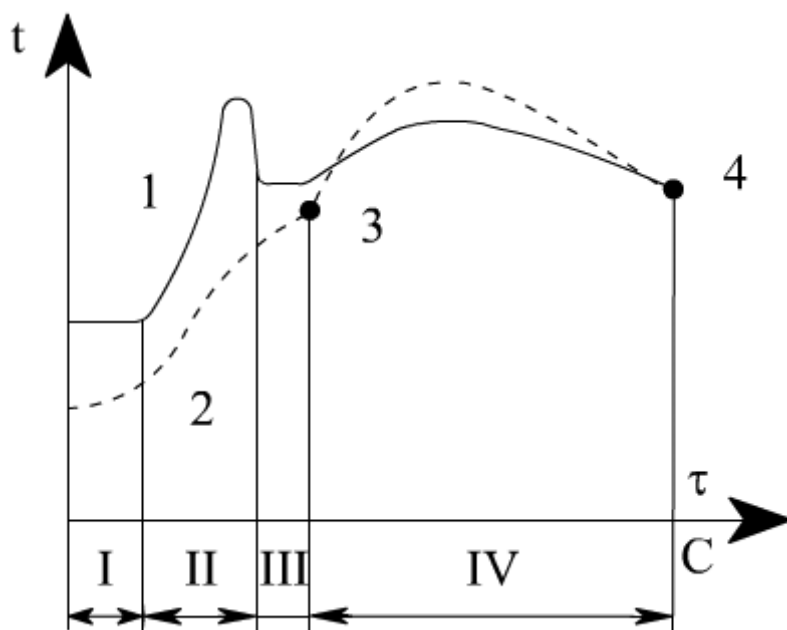


Рис. 4.5. Температурный режим при горении отдельной частицы твердого топлива: 1 - температура газовой среды вокруг частицы; 2 - температура частицы; 3 - воспламенение коксового остатка; 4 - завершение горения коксового остатка; I - зона термической подготовки; II - зона горения летучих веществ; III - зона прогрева коксового остатка; IV - зона горения коксового остатка

В процессе тепловой подготовки (рис. 4.5, зона I) частица прогревается, высушивается, и при температуре выше  $110\text{ }^{\circ}\text{C}$  начинается тепловое разложение исходного вещества топлива с выделением газообразных летучих веществ. Длительность этого периода зависит главным образом от влажности топлива, размера его частиц, условий теплообмена и составляет обычно десятые доли секунды. Протекание процессов в период тепловой подготовки связано с поглощением теплоты, главным образом, на прогрев, подсушку топлива и термическое разложение сложных молекулярных соединений, поэтому нагрев частицы в это время идет замедленно.

Собственно горение начинается с воспламенения летучих веществ (рис. 4.5, зона II) при температуре  $400\text{...}600\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а выделяющаяся в процессе их горения теплота обеспечивает ускоренный прогрев и воспламенение твердого коксового остатка. Горение летучих веществ занимает  $0,2\text{...}0,5\text{ с}$ . При большом выходе летучих (бурые и молодые каменные угли, сланцы, торф) выделяющейся теплоты их горения достаточно для воспламенения коксовой частицы, а при малом выходе летучих возникает необходимость дополнительного прогрева коксовой частицы от окружающих раскаленных газов (зона III).

Горение кокса (рис. 4.5, зона IV) начинается при температуре около  $1000\text{ }^{\circ}\text{C}$  и является наиболее длительным процессом. Это определяется тем, что часть кислорода в зоне у поверхности частицы израсходована на сжигание горючих летучих веществ и оставшаяся концентрация его снизилась, кроме того, гетерогенные реакции всегда уступают по скорости гомогенным для однородных по химической активности веществ.

В итоге общая длительность горения твердой частицы ( $1,0\text{...}2,5\text{ с}$ ) в основном определяется горением коксового остатка (около  $2/3$  общего времени горения). Для топлив, имеющих большой выход летучих веществ, коксовый остаток составляет менее половины начальной массы частицы, поэтому их сжигание при разных начальных размерах происходит достаточно быстро и возможность недожога снижается. Старые по

возрасту топлива имеют плотную коксовую частицу, горение которой занимает почти все время пребывания в топочной камере.

Коксовый остаток большинства твердых топлив в основном, а для ряда твердых топлив целиком, состоит из углерода (от 60 до 97% массы частицы). Учитывая, что углерод обеспечивает основное тепловыделение при сжигании топлива, рассмотрим динамику горения углеродной частицы с поверхности. Кислород подводится из окружающей среды к частице углерода за счет турбулентной диффузии - турбулентного массопереноса, имеющего достаточно высокую интенсивность, однако непосредственно у поверхности частицы сохраняется тонкий газовый слой (пограничный слой), перенос окислителя через который осуществляется по законам молекулярной диффузии (рис. 4.6). Этот слой в значительной мере тормозит подвод кислорода к поверхности. В нем происходит догорание горючих газовых компонентов, выделяющихся из частицы в ходе термического разложения. Количество кислорода, подводимого в единицу времени к единице поверхности частицы посредством турбулентной диффузии, определяется по формуле

$$G_{\text{ок}} = A(C_{\text{пот}} - C_{\text{сл}}). \quad 4.16$$

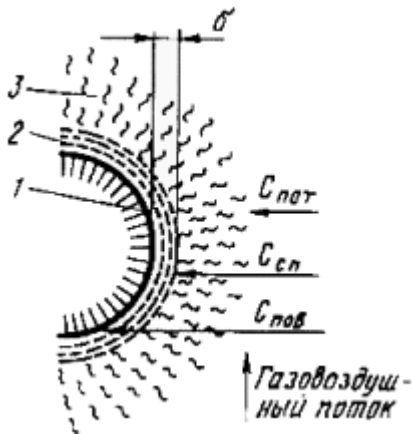


Рис. 4.6. Схема горения углеродной частицы: 1 - поверхность углеродной частицы; 2 - ламинарный пограничный слой; 3 - зона турбулентного потока.

Такое же количество кислорода поступает через пограничный слой  $\delta$  за счет молекулярной диффузии

$$G_{\text{ок}} = D(C_{\text{сл}} - C_{\text{пов}})/\delta$$

В (4.16) и (4.17)  $C_{\text{пот}}$  - концентрация кислорода в окружающей частицу потоке;  $C_{\text{сл}}$  - то же на внешней границе пограничного слоя;  $C_{\text{пов}}$  - то же на поверхности топлива;  $\delta$  - толщина пограничного слоя;  $D$  - коэффициент молекулярной диффузии через пограничный слой;  $A$  - коэффициент турбулентного массообмена.

Совместное решение уравнений (4.16) и (4.17) приводит к выражению

$$G_{\text{ок}} = \frac{1}{1/A + \delta/D} (C_{\text{пот}} - C_{\text{пов}}), \quad 4.18a$$

или

$$G_{\text{ок}} = k_{\text{д}} (C_{\text{пот}} - C_{\text{пов}}), \quad 4.18б$$

в котором

$$k_{\text{д}} = \frac{1}{1/A + \delta/D} = AD/(A\delta + D) \quad 4.19$$

- обобщенная константа скорости диффузии.

Из формулы (4.18) следует, что подвод кислорода к реагирующей поверхности твердого топлива определяется константой скорости диффузии и разностью концентраций кислорода в потоке и на реагирующей поверхности.

В установившемся процессе горения количество кислорода, подводимого диффузией к поверхности реагирования, равно количеству, прореагировавшему на поверхности в результате химической реакции. Отсюда скорость реакции горения углерода с поверхности  $K_s$  находится из равенства массовых скоростей двух процессов - диффузионного подвода и расхода кислорода на поверхности в результате химической реакции

$$K_s = \beta k_d (C_{\text{пот}} - C_{\text{пов}}) = \beta k_p C_{\text{пов}}, \quad 4.20$$

где дополнительно  $\beta$  - отношение расхода углерода и кислорода в химической реакции. Так, например, в реакции  $C+O_2 = CO_2$  значение  $\beta = 12/32 = 0,375$ .

Из уравнения (4.20) можно получить приведенную константу скорости горения  $K_T$ , учитывающую условие диффузии, т.е. константу  $k_d$ , и интенсивность химической реакции - константу  $k_p$

$$K_T = k_p k_d / (k_p + k_d). \quad 4.21$$

В соответствии с законом Аррениуса определяющим параметром скорости химической реакции является температура процесса. Константа скорости диффузии  $k_d$  слабо изменяется с ростом температуры (см. рис. 4.1, а), в то время как константа скорости реакции  $k_p$  имеет экспоненциальную зависимость от температуры.

При относительно невысокой температуре (800...1000°C) химическая реакция протекает медленно, несмотря на избыток кислорода около твердой поверхности, так как  $k_d \gg k_p$ . В этом случае горение тормозится кинетикой химической реакции, поэтому эту зону температур называют областью кинетического горения.

Наоборот, при высоких температурах горения (выше 1500°C) и сжигании угольной пыли значение  $k_p \gg k_d$  и процесс горения тормозится условиями подвода (диффузии) кислорода к поверхности частицы. Этим условиям соответствует область диффузионного горения. Создание в этой зоне температур факела дополнительных условий для перемешивания горячей смеси (увеличение значения  $k_d$ ) способствует ускорению и углублению выгорания топлива.

Аналогичный эффект в части интенсификации горения достигается уменьшением размера частиц пылевидного топлива. Частицы малых размеров имеют более развитый теплообмен с окружающей средой и, таким образом, более высокое значение  $k_d$ . Повышение температуры приводит к смещению процесса окисления в область диффузионного горения.

Область чисто диффузионного горения пылевидного топлива характерна для ядра факела, отличающегося наиболее высокой температурой горения, и зоны догорания, где концентрации реагирующих веществ уже малы и их взаимодействие определяется законами диффузии. Воспламенение любого топлива начинается при относительно низких температурах, в условиях достаточного количества кислорода, т.е. в кинетической области. В этой области горения определяющую роль играет скорость химической

реакции, зависящая от таких факторов, как реакционная способность топлива и уровень температуры. Влияние аэродинамических факторов в этой области горения незначительно.

^

### 4.2.3. Горение жидкого топлива

Температура воспламенения жидкого топлива (нефть, мазут) выше, чем температура его кипения. Поэтому при поступлении в зону высоких температур капля мазута вначале испаряется с поверхности за счет подводимой теплоты, а затем пары топлива смешиваются с воздухом, поступающим из окружающей среды, подогреваются до температуры воспламенения и горят в газообразном состоянии. В результате на некотором расстоянии от капли  $r_{СТЕХ}$  достигается стехиометрическое соотношение между массой горючих газов и кислорода, и здесь устанавливается фронт горения (рис. 4.7), который для случая горения капли жидкого топлива в неподвижной окружающей среде представляет сферу вокруг капли. Расстояние  $r_{СТЕХ}$  составляет обычно 4...10 радиусов капли. От капли к фронту горения идет интенсивное движение паров испаряющегося топлива, здесь практически нет кислорода. В зоне реакции имеет место химическое равновесие между количеством топлива и окислителя, а за ней идет догорание остатков топлива и отвод продуктов сгорания. Навстречу им к зоне реакции диффундирует окислитель.

Концентрации паров топлива  $C_T$  и окислителя (кислорода)  $C_{ок}$  резко уменьшаются в пределах зоны горения в результате интенсивной реакции окисления, а температура среды  $T$  здесь достигает максимума. Горение паров топлива протекает по законам цепных реакций (см. § 4.2).

Организация сжигания жидкого топлива предусматривает, прежде всего, его распыление в форсунке до мельчайших капель размером не более 1,0...1,5 мм (средний размер капель 0,3...0,5 мм) с одновременным по возможности равномерным распределением их в потоке горячего воздуха на выходе из горелки.

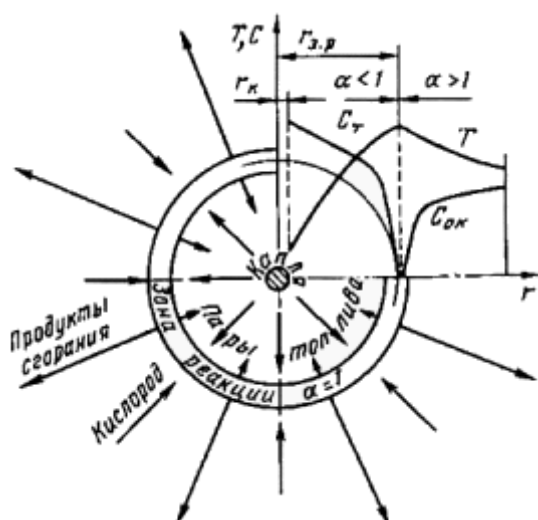


Рис. 4.7. Механизм горения капли жидкого топлива:  $r_k$  - радиус капли;  $r_{з.р}$  - радиус зоны реакции;  $C_T$ ,  $C_{ок}$  - объемная концентрация топлива (пары) и окислителя (кислород).

В процессе смешения с воздухом и при дальнейшем движении готовой смеси капли жидкого топлива быстро прогреваются за счет теплового излучения ядра факела и конвективного теплообмена с газовой средой (начальная температура капли 120...140 °С, а окружающей ее среды 300...500°С). При достижении поверхностью капли

температуры испарения наиболее низкокипящих фракций жидкого топлива (для мазута 200...320°C) начинается ее испарение.

Процесс смешения с воздухом и прогрев капель топлива до начала испарения определяет первый подготовительный этап сжигания жидкого топлива (рис. 4.8), занимает  $\tau_{\text{под}} = 0,2 \dots 0,6$  с в зависимости от крупности размеров капель и уровня

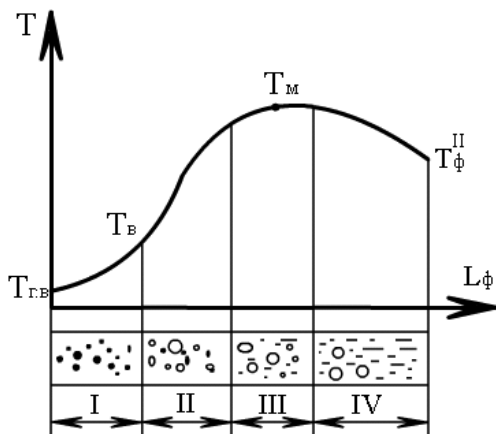


Рис. 4.8. Схема сгорания капель мазута и изменение температуры газов  $T$  по длине факела  $L_{\phi}$ : I - зона смешения с воздухом и прогрев капель; II - кинетическая зона горения мелких капель; III - диффузионное горение крупных капель; IV - зона догорания и охлаждения продуктов сгорания;  $T_{г.в}$ ,  $T_{в}$  - температура горячего воздуха и воспламенения паров мазута;  $T_M$ ,  $T''_{\phi}$  - максимальная температура горящего факела и продуктов сгорания на выходе из камеры

температур окружающей среды. Наиболее длительным является процесс испарения капли. Исследованиями установлено, что время испарения капли прямо пропорционально квадрату ее начального диаметра  $\tau_{\text{исп}} = f(d_0^2)$ . Эту зависимость называют законом Срезневского.

При сжигании распыленного в форсунках мазута  $\tau_{\text{исп}} = 0,3 \dots 1,0$  с в зависимости от начального размера капель. Процесс нагрева паров до температуры воспламенения (на 50...70°C выше температуры испарения) и процесс горения по законам цепной разветвленной реакции при наличии окислителя (кислорода) занимают ничтожно малое время по сравнению с испарением. Горение паров топлива происходит, как правило, по мере испарения капли. В итоге полное время сжигания капель жидкого топлива составляет  $\tau_{\text{гор}} = \tau_{\text{под}} + \tau_{\text{исп}}$ .

В условиях присутствия в готовой смеси капель разного размера первыми прогреваются, испаряются и сгорают мелкие капли, обеспечивая более ускоренный прогрев за счет роста температуры капель больших размеров. Вместе с тем сжигание паров крупных капель происходит в среде с пониженной концентрацией кислорода, содержащей много продуктов сгорания (диффузионная область горения), что приводит к затягиванию языков факела в верх топки и при ограниченности времени пребывания газов в топке ведет к возможному появлению химического недожога и сажи.

^

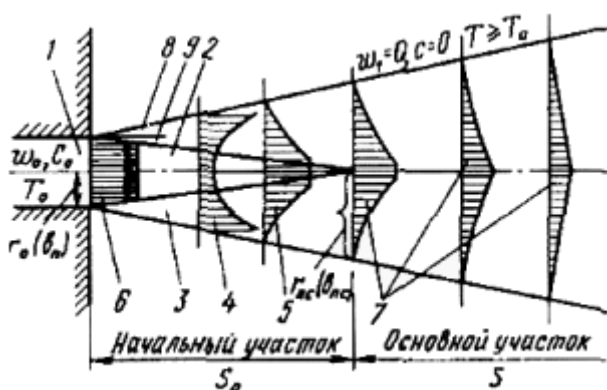
### 4.3. Развитие и воспламенение топливно-воздушной струи в топочном объеме

В энергетике основным типом топок мощных паровых котлов является камерная топка. Топливновоздушная смесь поступает в нее из горелочных устройств в виде прямооточных или завихренных струй, развитие которых в топочном объеме определяет условия воспламенения и последующую интенсивность горения.



Рассмотрим вначале механизм развития прямоточной струи, втекающей в топочный объем, заполненный горячими топочными газами (рис. 4.9).

Рис. 4.9. Структура развития свободной турбулентной струи: 1 - выходная часть сопла (горелки); 2 - ядро струи; 3 - пограничный слой; 4 - распределение температур в струе; 5 - распределение концентрации горящего вещества в струе; 6 - эпюра скоростей на выходе из горелки; 7 - эпюры скоростей на основном участке; 8 - внешний угол раскрытия струи; 9 - внутренний угол раскрытия струи



Из амбразуры горелочного устройства

вытекает струя, имеющая начальные значения скорости  $w_0$ , температуры  $T_0$ , концентрации горючего  $C_0$ . На поверхности раздела струи с топочной средой за счет поперечной составляющей пульсационных скоростей происходит проникновение части массы струи в окружающий газовый объем и захват части массы из окружающего объема в струю. В зоне смешения, называемой пограничным слоем струи, взаимодействие масс подчиняется закону сохранения количества движения

$$M_0 w_0 + M_T w_T = (M_0 + M_T) w_{см}, \quad 4.22$$

где  $M_0$ ,  $M_T$  - масса основной струи и окружающей газовой среды;  $w_0$ ,  $w_T$ , - скорости струи и газовой среды, причем для данного условия  $w_T = 0$ .

В связи с этим средняя скорость поступательного движения смеси в пограничном слое определяется

$$w_{см} = M_0 w_0 / (M_0 + M_T). \quad 4.23$$

По мере приближения к внешней границе струи доля вовлеченной в движение массы  $M_T$  увеличивается, а массы  $M_0$  - уменьшается и скорость  $w_{см}$  падает.

За счет турбулентного переноса масс пограничный слой расширяется и внутрь струи, в результате ее потенциальное ядро, сохраняющее начальные значения  $w_0$ ,  $T_0$ ,  $C_0$  (невозмущенная часть струи), постепенно уменьшается. Внешний угол раскрытия струи составляет  $12...14^\circ$ , внутренний угол расширения пограничного слоя  $6^\circ$ . Сечение, в котором оканчивается потенциальное ядро, является переходным, расстояние до него от устья горелки представляет собой начальный участок струи  $S_0$ . За переходным сечением пограничный слой распространяется на всю струю, и параметры на оси струи также начнут изменяться по мере удаления от переходного сечения - скорость будет падать,

температура расти.

Длина начального участка струи

$$S_0 = 0,67r_0/a_c, \quad 4.24$$

где  $r_0$  - начальный радиус круглой струи или половина эквивалентного диаметра струи прямоугольной формы;  $a_c$  - экспериментальный коэффициент структуры струи, учитывающий ее начальную турбулентность и неравномерность поля входных скоростей.

В турбулентном потоке при числе  $Re > 2 \cdot 10^4$  коэффициент  $a_c = 0,07 \dots 0,08$ , откуда длина начального участка  $S_0 = (4,2 \dots 5,0)d_э$ , где  $d_э$  - эквивалентный диаметр струи. Для прямоугольной формы амбразуры горелки эквивалентный диаметр составляет

$$d_э = 1,13(ab)^{0,5}, \quad 4.25$$

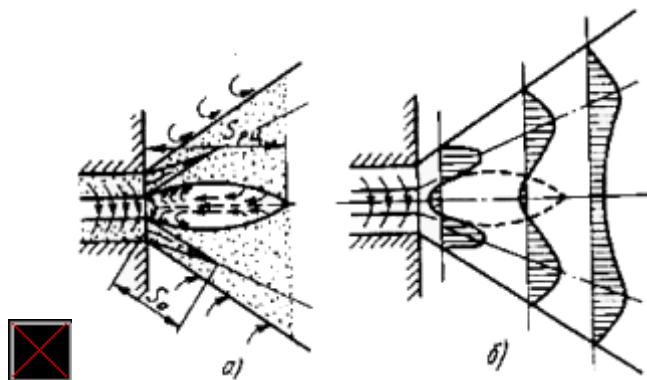
где  $a, b$  - ширина и высота выходного сечения горелки. В переходном сечении в зависимости от внешнего угла раскрытия струи  $\alpha_{внш}$  - полуширина струи составит

$$r_{п.с} = r_0 + S_0 \operatorname{tg} \alpha_{внш}, \quad 4.26$$

что примерно в 3 раза превышает начальный радиус струи.

Прогрев поступающего топлива до температуры воспламенения происходит за счет двух источников теплоты - теплового потока излучения из ядра факела и более интенсивно - путем конвективного нагрева за счет смешения воздуха с горячими топочными газами. В связи с этим горелочные устройства должны выполняться таким образом, чтобы максимально интенсифицировать вовлечение горячих газов в свежую струю на начальном участке и тем самым ускорять воспламенение топлива. Примером такого типа устройства является вихревая горелка с кольцевой закрученной струей (рис. 4.10). Степень закручивания такой струи в горелке определяется параметром крутки, значения которого обычно составляют  $n_T = 2 \dots 4$ .

Рис. 4.10. Структура кольцевой закрученной струи на выходе из горелки: а - общий вид движения потоков; б - распределение аксиальных скоростей;  $S_0$  - длина начального участка;  $S_{рц}$  - длина зоны рециркуляции газов.



Параметр крутки приближенно можно выразить в виде

$$n_{\Gamma} \approx 4w_t / w_a$$

4.27

где  $w_t$ , максимальная тангенциальная составляющая скорости потока на выходе из горелки;  $w_a$  - то же аксиальная составляющая скорости.

Параметр крутки  $n_{\Gamma}$  может быть определен для данной горелки по ее конструктивным размерам (диаметр канала, тип, размеры, угол установки завихрителя и т.п.). С увеличением параметра  $n_{\Gamma}$  растет турбулентность струи, интенсивность вовлечения окружающих газов в струю и угол раскрытия струи.

В центральной (приосевой) зоне закрученной струи создается область пониженного давления, куда устремляются высокотемпературные газы из ядра горения. Создается осевая рециркуляция газов к корню струи. Длина зоны рециркуляции также зависит от степени крутки  $S_{\text{PC}} = 1,4n_{\Gamma}r_0$ . Таким образом, основное отличие закрученной кольцевой струи от прямоточной состоит в повышенной турбулентности и наличии, кроме внешней, еще внутренней зоны вовлечения газов в струю, что ускоряет ее прогрев.

Воспламенение горючей смеси топлива с воздухом возможно при соблюдении двух условий: температура горючей смеси должна быть не ниже температуры воспламенения, концентрация горючего должна превышать нижний предел воспламенения. У внешней границы струи, где температура  $t_{\text{CM}}$  наибольшая, находится незначительное количество топлива, недостаточное для воспламенения. В центральной зоне струи температура недостаточна для воспламенения, поэтому начало горения становится возможным в довольно узкой, близкой к периферии полосе струи, где выполняются оба указанных условия.

Фронт горения отличается повышенной турбулентностью за счет резкого увеличения объема газов (благодаря росту температуры). Фронт горения будет устойчивым, если постоянно обеспечивается подвод свежих порций топлива и воздуха. Горение происходит всегда на определенном удалении от среза горелки, поскольку вблизи горелки в струе нет необходимого уровня температур. Фронт горения устанавливается в том месте, где поступательная скорость потока оказывается равной скорости распространения турбулентного пламени (см. § 4.2.1).

Начальный этап горения топлива происходит в условиях высокой концентрации горючего и окислителя и при повышенной турбулентности потока, созданной горелкой. Зону топочной камеры, в пределах которой идет интенсивное горение топлива до степени выгорания 0,85...0,90, называют зоной ядра факела, отличающейся высоким температурным уровнем и значительным тепловым излучением на окружающие экранные поверхности нагревания топлива (рис. 4.11). По своим размерам зона ядра факела занимает 1/3...1/5 объема топочной камеры. Остальную часть топки составляет зона догорания топлива и охлаждения газов.

Степень выгорания топлива в топочной камере обычно относят к длине факела  $l_{\text{Ф}}$ , которую отсчитывают по условной линии от устья горелки до оси топки по горизонтали, затем от уровня горелок до уровня середины горизонтального газотока по вертикали и далее по горизонтали до выхода из топки.

Исследования сжигания различных видов топлив показывают, что в основном (на 85...90%) сгорание твердого топлива завершается на относительной длине факела  $l_{\text{ГОР}}/l_{\text{Ф}} = 0,35...0,40$ , жидкого топлива (мазута) на длине 0,25, природного газа - на длине 0,15, что

соответствует практически горизонтальной части длины факела на уровне горелки.

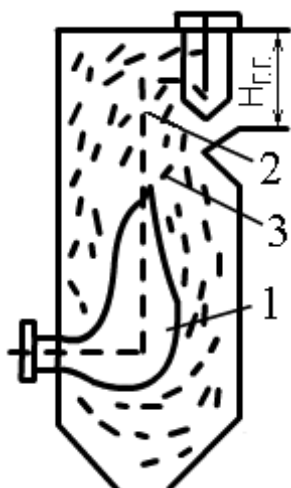


Рис. 4.11. Зоны горения топлива в топочной камере: 1 - зона ядра факела; 2 - зона догорания топлива и охлаждения газов; 3 - условная длина факела;  $H_{гг}$  - высота горизонтального газотока.

^

## 4.4. Продукты сгорания топлива

Состав продуктов сгорания при сжигании 1 кг твердого или жидкого топлива или 1 м<sup>3</sup> газового топлива можно записать в следующем виде

$$1 \text{ кг (м}^3\text{)} + V_{\text{в}} = \frac{V_{\text{CO}_2} + V_{\text{SO}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}}}{1} + \frac{V_{\text{N}_2} + V_{\text{O}_2} + V_{\text{вп}}}{2} + \frac{V_{\text{CO}} + V_{\text{H}_2} + V_{\text{CH}_4}}{3}. \quad 4.28$$

Здесь  $V_{\text{в}}$  - объем воздуха, использованного для сжигания 1 кг (м<sup>3</sup>) топлива;  $V_{\text{CO}_2}$ ,  $V_{\text{SO}_2}$  и др. - объемы отдельных газов в продуктах сгорания, м<sup>3</sup>/кг (или м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>).

Под цифрой 1 в (4.28) объединены объемы продуктов полного окисления горючих элементов топлива. Объемы продуктов полного сгорания состоят из объема трехатомных сухих газов  $V_{\text{RO}_2}$

$$\boxed{\times} V_{\text{RO}_2} = V_{\text{CO}_2} + V_{\text{SO}_2}, \quad 4.29$$

и объема водяных паров  $V_{\text{H}_2\text{O}}$  в результате окисления водорода топлива. В составе  $V_{\text{RO}_2}$  всегда  $V_{\text{CO}_2} \gg V_{\text{SO}_2}$ , поскольку содержание серы в топливах мало. Под цифрой 2 в (4.28) объединены объемы азота и кислорода, представляющие собой остаток сухого воздуха после горения топлива, и водяные пары. Здесь  $V_{\text{N}_2} \gg V_{\text{O}_2}$  как кислород в значительной мере израсходован на окисление. Объем водяных паров  $V_{\text{вп}}$  включает в себя испарившуюся влагу топлива и влажность самого воздуха. Для сильновлажных бурых углей значение  $V_{\text{вп}}$  соизмеримо или превышает  $V_{\text{CO}_2}$ . Под цифрой 3 объединены объемы продуктов неполного окисления горючих элементов топлива, при этом  $V_{\text{CO}} > V_{\text{H}_2} > V_{\text{CH}_4}$ . Соотношение между объемами  $V_{\text{CO}}$  и  $V_{\text{H}_2}$  в среднем составляет 3:1. Наличие в продуктах неполного сгорания объема  $\text{CH}_4$  говорит о грубых отклонениях режима горения от нормы.

Рассмотрим полное сгорание топлива в стехиометрических соотношениях и при условии, когда в продуктах сгорания  $V_{CO} = 0$ ;  $V_{H_2} = 0$ ;  $V_{CH_4} = 0$  и нет остаточного кислорода  $V_{O_2} = 0$ .

Объем воздуха, необходимый для полного сгорания 1 кг ( $m^3$ ) топлива при условии безостаточного использования кислорода, называется теоретически необходимым объемом воздуха  $V_B^0$ , а объем газов после сгорания - теоретическим объемом продуктов сгорания  $V_{\Gamma}^0$

$$V_{\Gamma}^0 = V_{CO_2} + V_{SO_2} + V_{H_2O}^0 + V_{N_2}^0 \quad 4.30$$

Теоретический объем сухих газов

$$V_{c\Gamma}^0 = V_{CO_2} + V_{SO_2} + \sqrt[0]{N_2} = V_{RO_2} + V_{N_2}^0 \quad 4.31$$

и полный объем газов

$$V_{\Gamma}^0 = V_{c\Gamma}^0 + V_{H_2O}^0 \quad 4.32$$

Объем  $V_{H_2O}^0$  включает полный объем водяных паров в продуктах сгорания

$V_{H_2O}^0 = V_{H_2O} + V_{вп}$  Объем  $V_{N_2}^0$  состоит в основном из азота воздуха с небольшим дополнением объема азота из топлива. Для обозначения объемов, соответствующих теоретическим условиям горения, вводится индекс 0.

Теоретические объемы воздуха и продуктов сгорания определяются составом сжигаемого топлива и приведены в табл. 4.1.

Объем сухих трехатомных газов  $V_{RO_2}$  в формулах (4.30) и (4.31) одинаков и не зависит от того, подан на горение теоретический объем воздуха  $V_B^0$  или большее его количество, поскольку содержание  $CO_2$  и  $SO_2$  в атмосферном воздухе мало и не учитывается в расчетах. Объем других составляющих продуктов сгорания при подводе  $V_B > V_B^0$  будет изменяться. При этом увеличение объема продуктов сгорания сверх  $V_{\Gamma}^0$  определяется только избыточным количеством воздуха  $\Delta V_B = V_B - V_B^0$  и водяными парами,

содержащимися в нем:

В действительных условиях невозможно довести топливо до полного сгорания при теоретически необходимом объеме воздуха из-за несовершенства перемешивания топлива с воздухом в большом топочном объеме за короткое время пребывания газов в нем (2...3 с). Поэтому для обеспечения полноты сгорания топлива, удовлетворяющего экономическим показателям работы парового котла, действительный объем воздуха в зоне горения всегда поддерживают несколько больше теоретического. Отношение этих объемов называют коэффициентом избытка воздуха в продуктах сгорания

$$A = V_B / V_B^0 \quad 4.33$$

Коэффициент избытка воздуха на выходе из топочной камеры обозначается  $\alpha_T$ . Доля избыточного воздуха в топке зависит от сорта топлива, способа его сжигания и конструкции топочного устройства. Твердое топливо, отличающееся большим выходом летучих веществ, легче воспламеняется и быстрее сгорает и относится по условиям горения к реакционным топливам.

Эффективное перемешивание топлива с воздухом и быстрое сжигание достигаются при использовании газового топлива и мазута, поэтому они требуют наименьшего избытка воздуха в зоне горения. Разный избыток воздуха нужен при сжигании одного и того же топлива, но в разных топочных устройствах (например, в прямоточной или вихревой топочной камере), отличающихся эффективностью перемешивания.

Расчетный коэффициент избытка воздуха на выходе из топки  $\alpha_T$  принимают для разных топлив в следующих пределах: для твердых  $\alpha_T = 1,15 \dots 1,25$ ; для жидких  $\alpha_T = 1,02 \dots 1,10$ ; для газовых  $\alpha_T = 1,05 \dots 1,10$ .

Уменьшение избытка воздуха дает экономию расхода энергии на тягодутьевых устройствах и повышает КПД котла. Однако его снижение ниже расчетного значения  $\alpha_T$  ведет к росту недожога топлива и снижению экономичности котла.

При работе парового котла под наддувом избыток воздуха на выходе из топки  $\alpha_T$  равен его значению в горелке  $\alpha_{гор}$  и сохраняется неизменным по всему газовому тракту, так как все его газоходы в этом случае имеют небольшое избыточное давление и выполнены газоплотными; исключение составляет регенеративный воздухоподогреватель.

При работе котла под разрежением, создаваемым дымососами, происходит подсос в газовый тракт холодного воздуха из окружающей среды через неплотности ограждения, чаще всего в местах сопряжения отдельных элементов котла.

За счет присоса воздуха объем продуктов сгорания по газовому тракту постепенно увеличивается, снижается температура газов. Присосы определяются в долях от теоретически необходимого объема воздуха

$$\Delta\alpha_i = \Delta V_i / V_{\text{г}}^0, \quad 4.34$$

где  $\Delta V_i$  - объем присосанного воздуха в пределах  $i$ -ой поверхности парового котла.

Тогда избыток воздуха за  $i$ -ой по порядку поверхностью нагрева после топки определяется как

$$\alpha_i = \alpha_T + \sum \Delta\alpha_i. \quad 4.35$$

В топочной камере также имеют место присосы воздуха  $\Delta\alpha_T$ . С учетом этого избыток воздуха в зоне горения будет составлять

$$\alpha_{\text{гор}} = \alpha_T - \Delta\alpha_T. V_{\text{ух}} = V_{\text{г}}^0 + (\alpha_{\text{ух}} - 1)V_{\text{г}}^0. \quad 4.36$$

Объем уходящих газов, определяемый за последней поверхностью котла,

$$V_{\text{ух}} = V_{\text{г}}^0 + (\alpha_{\text{ух}} - 1)V_{\text{г}}^0, \quad 4.37$$

состоит из объема продуктов полного сгорания топлива  $V_{\text{г}}^0$ , и объема избыточного воздуха  $\Delta V_{\text{изб}}$

$$4.38$$

$$\Delta V_{\text{изб}} = (\alpha_T - 1)V_E^0 + \sum \Delta \alpha_i V_E^0,$$

где  $(\alpha_T - 1)$  - избыток воздуха в зоне горения.

Первое слагаемое в формуле (4.38) характеризует организованный избыток воздуха, необходимый для обеспечения достаточно полного сжигания топлива. Второе слагаемое - вредные присосы холодного воздуха.

Первоначально определение избытка воздуха в потоке газов осуществлялось косвенным способом - путем определения процентного содержания  $RO_2 = CO_2 + SO_2$  в сухих газах при известном для данного вида топлива максимально возможном  $RO_2^{\text{МАКС}}$ . Максимальное содержание сухих трехатомных газов в продуктах сгорания (при  $\alpha = 1$  и  $O_2 = 0$ )

$$RO_2^{\text{МАКС}} = 21/(1 + \beta_T), \quad 4.39$$

где  $\beta_T$  - топливная характеристика, зависящая при сжигании в воздухе от состава топлива,

$$\beta_T = 2,35 \frac{H^P - 0,126O^P + 0,038N^P}{C^P + 0,375S^P}. \quad 4.40$$

Для различных видов топлив  $RO_2^{\text{МАКС}}$  составляет: для твердых топлив  $RO_2^{\text{МАКС}} = 10-20\%$ ; для мазута  $RO_2^{\text{МАКС}} = 16-17\%$ ; для природного газа  $RO_2^{\text{МАКС}} = 11-13\%$ .

Для определения избытка воздуха используется углекислотная формула

$$\alpha = RO_2^{\text{МАКС}} / RO_2. \quad 4.41$$

В составе газа  $RO_2$  определяется ручным газоанализатором либо хроматографом. Косвенным методом при сжигании твердых топлив нельзя пользоваться, когда топливо в своем составе имеет карбонаты, разлагающиеся в зоне горения с выделением  $CO_2$  (например, сланцы).

Расчет характеристики  $\beta_T$  для газового топлива, а также расчеты при совместном сжигании газа с мазутом или твердым топливом требуют пересчета объемных характеристик топлива на массовые. Так, масса  $1 \text{ м}^3$  сухого газового топлива,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ,

$$G_T = \rho_T + (d_T + a_T)/1000, \quad 4.42$$

где  $\rho_T$  - плотность сухого обеззоленного газового топлива,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $d_T$ ,  $a_T$  - влагосодержание и содержание минеральной пыли в топливе,  $\text{г}/\text{м}^3$ .

Пересчет состава газового топлива на элементный состав условного твердого топлива (в процентах) производится по специальным формулам и  $RO_2^{\text{МАКС}}$  по (4.39) однозначно связано с топливной характеристикой  $\beta_T$ . При любом незафиксированном изменении состава топлива это значение также меняется, что ведет к ошибке в определении  $\alpha$ .

Кроме того, в реальных условиях в продуктах сгорания имеется избыточный кислород и возможен химический недожог топлива. Тогда значение  $RO_2^{\text{МАКС}}$  становится переменным, и для его определения необходим полный химический анализ газов

4.43

$$\boxed{\times} RO_2^{\text{макс}} = \frac{21(RO_2 + CO + CH_4)}{21 - (O_2 - 0,4CO - 0,2H_2 - 1,6CH_4)}$$

При этом использование формулы (4.39), в которой  $RO_2^{\text{макс}}$  получено только по составу топлива, ведет к дополнительной ошибке. Поэтому указанная углекислотная формула определения  $\alpha$  по (4.41) является приближенной. В последнее время наиболее широко контроль избытка воздуха в газовом тракте котла обеспечивают с помощью кислородомера. При постоянном протоке через прибор небольшой доли дымовых газов из заданного места газового тракта из них выделяется кислород, обладающий специфическими магнитными свойствами. Прибор показывает количество  $O_2$  в процентах от объема осушенных газов.

Остаточный кислород в продуктах сгорания, в процентах от объема сухих газов, можно выразить следующим образом:

$$O_2 = \frac{0,21(\alpha - 1)V_{\text{в}}^0}{V_{\text{с.г}}} \cdot 100. \boxed{\times} \quad 4.44$$

С учетом ранее сказанного объем  $V_{\text{с.г}} = \alpha V_{\text{в}}^0$ , тогда

$$\boxed{\times} O_2 = 21(\alpha - 1)/\alpha \quad 4.45$$

и окончательно искомый избыток воздуха

$$\alpha = 21/(21 - O_2). \boxed{\times} \quad 4.46a$$

Если в дымовых газах содержатся продукты неполного сгорания ( $CO$ ,  $H_2$ ), то нельзя весь оставшийся кислород считать избыточным, часть его должна быть израсходована на окисление этих продуктов. Тогда формула (4.46a) примет вид

$$\alpha = \frac{21}{21 - [O_2 - 0,5(CO + H_2)]}, \quad 4.466$$

где  $CO$ ,  $H_2$  - процентное содержание в газах продуктов недожога. Их количество определяется методами газовой хроматографии.

Кислородная формула (4.46) точна, когда теоретические объемы воздуха и сухих газов одинаковы. Реально  $V_{\text{с.г}}^0 > V_{\text{в}}^0$  и определение  $\alpha$  будет иметь небольшую ошибку, но в допустимых пределах для технических измерений при эксплуатации.

Контроль избытка воздуха на котле обычно осуществляют в двух точках газового тракта - в поворотной камере (или за конвективным пароперегревателем высокого давления) и за воздухоподогревателем (в уходящих из котла газах). Разность этих показателей характеризует долю присосов холодного воздуха в поверхностях конвективной шахты, а значение  $O_2$  в поворотной камере показывает, выдерживаются ли условия оптимального избытка воздуха в топочной камере, поскольку присосы в горизонтальном газоходе стабильны и незначительны. Прямое определение избытка воздуха в топке технически затруднительно и неудовлетворительно по точности из-за высокой температуры газов и



неустойчивой аэродинамики потока.

^

## 4.5. Расчет энтальпий продуктов сгорания

Расчет энтальпий продуктов сгорания необходим для определения тепловосприятия поверхностей нагрева и изменения теплосодержания газового потока. При теплотехнических расчетах принято удельную энтальпию продуктов сгорания определять для объема газов, получающегося при сгорании 1 кг или 1 м<sup>3</sup> топлива, и удельную энтальпию воздуха также относить к его объему, необходимому для сжигания 1 кг или 1 м<sup>3</sup> топлива. Обычно это значение энтальпии обозначается буквой Н и выражается в кДж/м<sup>3</sup>. Так как теплоемкости отдельных газов в составе продуктов сгорания различны, то энтальпии компонентов дымовых газов подсчитываются отдельно и затем суммируются. Так, энтальпия теоретического объема продуктов сгорания при температуре газов  $\theta, ^\circ\text{C}$ , составляет

$$H_T^0 = (V_{\text{RO}_2} c_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2}^0 c_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} c_{\text{H}_2\text{O}}) \theta, \quad 4.47$$

где  $c_{\text{RO}_2}, c_{\text{N}_2}, c_{\text{H}_2\text{O}}$  - объемные теплоемкости отдельных компонентов дымовых газов, взятые при расчетной температуре газов  $\theta$ , кДж/(м<sup>3</sup>К).

Энтальпия газового потока при избытке воздуха  $\alpha > 1$  определяется как

$$H_T = H_T^0 + \Delta H_E + H_{\text{зп}} = H_T^0 + (\alpha - 1)H_E^0 + H_{\text{зп}} \quad 4.48$$

Здесь  $H_E^0$  - энтальпия теоретического объема воздуха,

$$H_E^0 = V_E^0 c_E \theta, \quad 4.49$$

где  $c_E$  - объемная теплоемкость воздуха, кДж/(м<sup>3</sup> · К). Последний член  $H_{\text{зп}}$  уравнения (4.48) учитывает энтальпию золовых частиц в потоке

$$H_{\text{зп}} = (c\theta)_{\text{зп}} A^P a_{\text{ун}} / 100, \quad 4.50$$

где  $(c\theta)_{\text{зп}}$  - энтальпия 1 кг золовых частиц при температуре газов, кДж/кг;  $a_{\text{ун}}$  - доля золы, уносимой газовым потоком, обычно  $a_{\text{ун}} = 0,90 \dots 0,95$ . Энтальпия золы учитывается только при сжигании высокозольных топлив, когда

$$a_{\text{ун}} A^P / Q_K^P > 1,4\% \cdot \text{кг} / \text{МДж}. \quad \square$$

Энтальпия  $H_T^0$  при одинаковой температуре всегда выше, чем энтальпия  $H_E^0$ , поскольку объем газов  $V_T^0 > V_E^0$ , а объемные теплоемкости трехатомных газов  $c_{\text{RO}_2}, c_{\text{H}_2\text{O}}$  больше теплоемкости воздуха  $c_E$ . При работе котла с уравновешенной тягой и наличии присосов по газовому тракту энтальпии  $H_T$  в каждой поверхности нагрева зависят от рабочей температуры газов и избытка воздуха. Присосы воздуха в поверхности нагрева изменяют объем и энтальпию газов на выходе из нее.

Теплота, отданная газовым потоком при прохождении поверхности нагрева, определяется по формуле

$$Q = \varphi(H_T' - H_T'' + \Delta\alpha_i H_{\text{тпс}}^0). \quad 4.51$$

Здесь  $H_T'$  - энтальпия газов на входе в поверхность, кДж/кг, определяется по (4.48) при  $\alpha'$  для предыдущей поверхности;  $H_T''$  - то же на выходе из поверхности, определяется по  $\alpha'$  с учетом присоса воздуха в поверхности -  $\alpha'' = \alpha' + \Delta\alpha_i$ ;  $H_{\text{тпс}}^0 = V_{\text{в}}^0 c_{\text{в}} t_{\text{х.в}}$  - энтальпия теоретического объема присосанного холодного воздуха, кДж/кг.

Если тепловосприятие поверхности нагрева определено по рабочей среде, то из уравнения (4.51) может быть найдена энтальпия газового потока до или за поверхностью. Температуру газов по известной их энтальпии можно установить, используя  $H, \theta$  -таблицу продуктов сгорания топлива для опорных температур (через каждые 100°C) либо определить по формуле

$$\theta = 2696 \bar{H} / (1 + 0,3\bar{H}), \quad 4.52$$

где  $\bar{H} = H_T / H_T^m$  - относительная энтальпия газов, определенная по отношению к максимальному значению энтальпии при 2200 °С и при избытке воздуха, соответствующем его избытку в данном расчетном месте

$$H_T^m = H_T^0 + (\alpha - 1)H_{\text{в}}^0. \quad 4.53$$

Энтальпии  $H_T^0$  и  $H_{\text{в}}^0$  определяются при  $\theta = 2200^\circ\text{C}$ .

## Примеры

**Примеры 1.** Определить, насколько возрастает скорость горения коксовой частицы по уравнению  $\text{C} + \text{O}_2 = \text{CO}_2$  при увеличении температуры горения с  $t_1 = 1230^\circ\text{C}$  до  $t_2 = 1730^\circ\text{C}$  при значении энергии активации  $E = 125$  МДж/моль.

### Решение

На основании формул (4.10) и (4.11) при постоянстве в зоне горения средней концентрации кислорода и принятия в первом приближении константы  $k_0 = \text{const}$  отношение скоростей реакций составит

$$K'_{s_2} / K'_{s_1} = \frac{e^{-\frac{125000}{8,3 \cdot 2003}}}{e^{-\frac{125000}{8,31503}}} = \frac{e^{-7,52}}{e^{-10}} = 12,2.$$

Универсальная газовая постоянная  $R = 8,3$  кДж/(моль·К), в результате

$$K'_{s_2} / K'_{s_1} = \exp(-E/RT_2) / \exp(-E/RT_1),$$

В то же время за счет увеличения температуры возрастают скорости движения молекул и

частота соударений молекул. Поэтому при температуре  $T_2$  константа  $k_0$  увеличится в соотношении

$$k_{02} = k_{01} \left( \frac{2003}{1503} \right)^{0,5} = 1,15k_{01}.$$

В итоге общее увеличение скорости горения коксовой частицы составит

$$K_{s_2} / K_{s_1} = 1,15 \cdot 12,2 = 14 \text{ раз.}$$

^

## 5. Топочные устройства для сжигания топлив

### 5.1. Введение.

В энергетике при большой тепловой мощности паровых котлов, как показано в гл. 1, получил широкое распространение факельный метод сжигания топлива, т.е. сжигание поступающего из горелок топлива в свободном объеме топочного устройства, ограниченного экранированными и теплоизолирующими стенами, в виде объемного факела с различной его аэродинамикой внутри топочного объема. Подобное топочное устройство называется топочной камерой, а сжигание топлива - камерным или факельным.

Топочные камеры называются открытыми, если топочный объем имеет вертикальные плоские стены, как это показано, например, на (рис. 5.1, а). Топочные камеры с пережимом получают, когда одна или две стены на определенной высоте имеют выступ внутрь топочного объема (см. рис. 5.1, б), который условно разделяет топку на камеру сгорания (объем, где в основном происходит горение топлива) и камеру охлаждения (объем топки с открытыми экранами, где завершается горение и в основном происходит снижение температуры газов за счет интенсивного теплообмена).

В практике находят применение двухкамерные топки, когда обе камеры (камера горения топлива и камера охлаждения газов) разделены поверхностью нагрева или перемышкой с узким проходом (переходом). Примеры таких топочных устройств показаны на (рис. 5.1, в).

По принципу вывода шлаков в нижней части топки топочные камеры разделяются на топки с твердым шлакоудалением (см. рис. 5.1, а) и жидким шлакоудалением (см. рис. 5.1, б, в). Двухкамерные топки с циклонным способом

сжигания топлив (см. рис. 5.1, в) применяются редко из-за технологической сложности выполнения топок и повышенного образования вредных газов в зоне высоких температур горения.

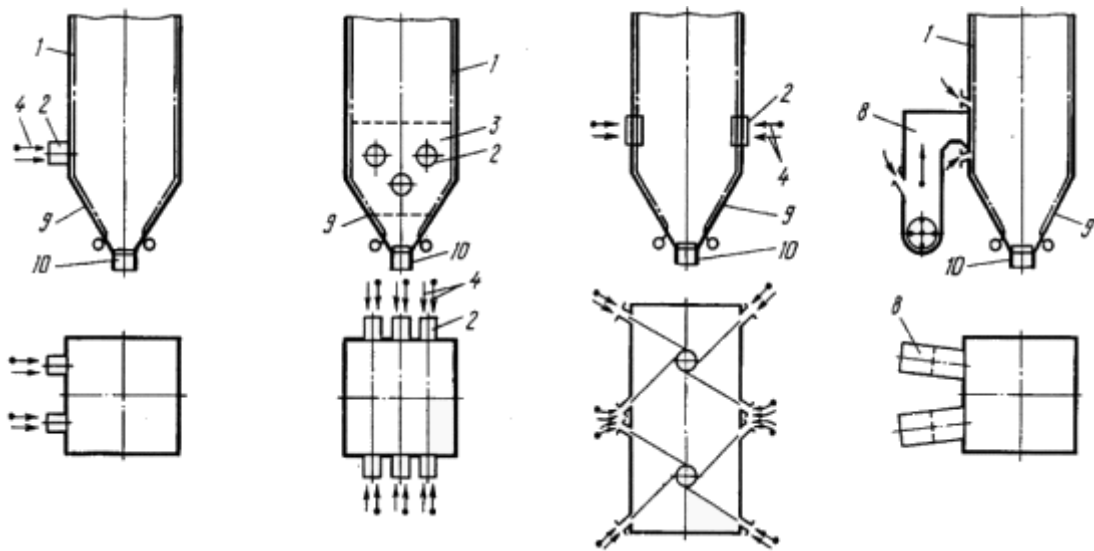


Рис. 5.1а. Однокамерные открытые с твердым шлакоудалением топочные устройства: 1 - топочные экраны; 2 - горелка; 3 - зона утепленных (футерованных) экранов; 4 - подвод топлива и воздуха в горелку; 5 - вихревая камера горения; 6 - циклон; 7 - камера дожигания; 8 - гравитационный сепаратор топлива с открытой амбразурой в топку; 9 - холодная воронка; 10 - шлаковая летка; II - шлаковая ванна; 12 - горизонтальный неохлаждаемый под; 13 - наклонный охлаждаемый под; 14 - выход жидкого шлака

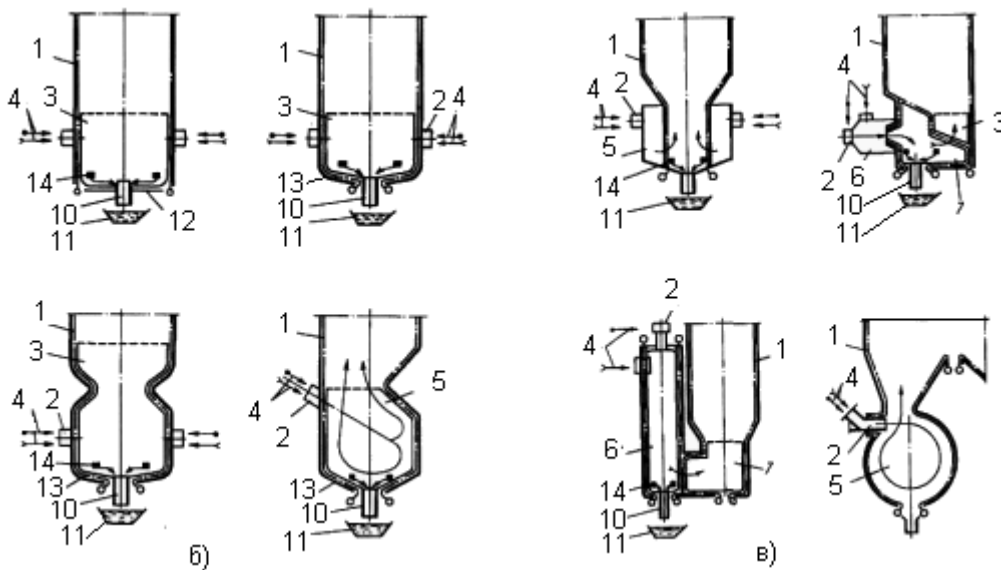


Рис. 5.1б, в. Виды топочных устройств: б - однокамерные открытые и с пережимом для жидкого шлакоудаления; в - двухкамерные с циклонным методом сжигания топлива и жидким удалением шлаков; 1 - топочные экраны; 2 - горелка; 3 - зона утепленных (футерованных) экранов; 4 - подвод топлива и воздуха в горелку; 5 - вихревая камера горения; 6- циклон; 7- камера дожигания; 8 - гравитационный сепаратор топлива с открытой амбразурой в топку; 9 - холодная воронка; 10 - шлаковая летка; II - шлаковая ванна; 12 - горизонтальный неохлаждаемый под; 13 - наклонный охлаждаемый под; 14 - выход жидкого шлака.

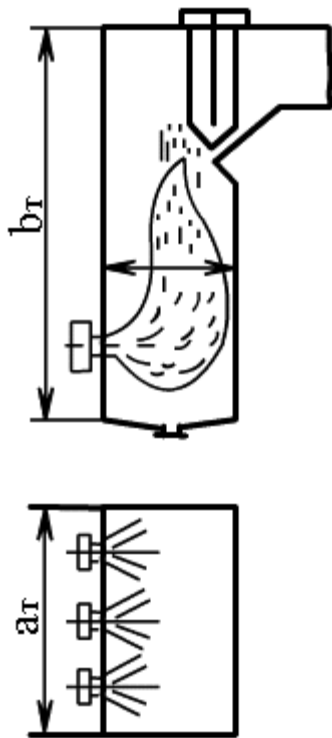


Рис. 5.2. Основные размеры топочной камеры.

При конструировании топочной камеры ставится ряд условий.

Во-первых, топочная камера должна обеспечить в пределах ее объема наиболее полное сжигание топлива, так как за пределами топки горение топлива практически невозможно (допустимая неполнота сгорания топлива обоснована в гл.6).

Во-вторых, в пределах топочной камеры должно произойти охлаждение продуктов сгорания за счет отвода теплоты к экранам до экономически целесообразной и безопасной по условиям шлакования или перегрева металла труб температуры.

В-третьих, аэродинамика газовых потоков в объеме топочной камеры должна исключать явления шлакования стен или перегрева металла экранов в отдельных зонах топки, что достигается выбором типа горелок и их размещением по стенам топочной камеры.

Геометрически топочная камера характеризуется линейными размерами: шириной фронта  $a_T$  глубиной  $b_T$  и высотой  $h_T$  (рис. 5.2), размеры которых определяются тепловой мощностью топки, тепловыми и физико-химическими характеристиками топлива. Произведение  $f_T = a_T b_T$ ,  $m^2$ , - сечение топочной камеры, через которое с достаточно большой скоростью (7...12 м/с) проходят раскаленные топочные газы.

Ширина фронта топки составляет  $a_T = 9,5...31$  м и зависит от вида сжигаемого топлива, тепловой мощности (паропроизводительности) парового котла. С увеличением мощности парового котла размер  $a_T$  растет, но не пропорционально росту мощности, характеризуя, таким образом, увеличение тепловых напряжений сечения топки и скорости газов в ней. Оценочно ширину фронта  $a_T$ , м, можно определить по формуле

$$a_T = mD^{0,5},$$

5.1

где  $D$  - паропроизводительность котла, кг/с;  $m$  - числовой коэффициент, изменяющийся от 1,1 до 1,7 с ростом паропроизводительности.

Глубина топочной камеры составляет  $b_T = 6 \dots 10,5$  м и определяется размещением горелок на стенах топочной камеры и обеспечением свободного развития факела в сечении топки так, чтобы высокотемпературные языки факела не оказывали давление на охлаждающие настенные экраны. Глубина топки возрастает до  $8 \dots 10,5$  м при использовании более мощных горелок с увеличенным диаметром амбразуры и при их расположении в несколько (2...3) ярусов на стенах топки.

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

$$h_T^{\text{гор}} = \overline{w}_T \tau_{\text{проб}}, \quad 5.2$$

где  $\overline{w}_T$  - средняя скорость газов в сечении топки, м/с;  $\tau_{\text{проб}}$  - время пребывания единичного объема газа в топке, с. При этом необходимо, чтобы  $\tau_{\text{проб}} \approx \tau_{\text{гор}}$ , где  $\tau_{\text{гор}}$  - время полного сгорания наиболее крупных фракций топлива.

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

$$Q_T = B(Q_H^P + Q_{\text{доп}} + Q_{\text{г.в}}), \quad 5.3$$

характеризующая количество теплоты, выделяющейся в топке при сжигании топлива с расходом  $B$ , кг/с, с теплотой сгорания  $Q_H^P$ , кДж/кг, и с учетом дополнительных источников тепловыделения (см. гл.6), а также теплоты поступающего в топку горячего воздуха (см. § 6.5).

На уровне расположения горелок выделяется наибольшее количество теплоты, здесь расположено ядро факела и резко растет температура топочной среды. Если отнести все тепловыделение в растянутой по высоте топки зоне горения к сечению топки на уровне горелок, то получим важную расчетную характеристику - тепловое напряжение сечения топочной камеры

$$q_f = BQ_H^P / F_T, \quad 5.4$$

Максимально допустимые значения  $q_f$  нормируются в зависимости от вида сжигаемого топлива, расположения и типа горелок и составляют от  $2300 \text{ кВт/м}^2$  - для углей, обладающих повышенными шлакующими свойствами, до  $6400 \text{ кВт/м}^3$  - для качественных углей с высокими температурами плавления золы. С ростом значения  $q_f$  увеличивается температура факела в топке, в том числе вблизи экранов, заметно увеличивается тепловой поток излучения на них. Ограничение значений  $q_f$  определяется для твердых топлив исключением интенсивного процесса шлакования настенных экранов, а для газа и мазута - предельно допустимым ростом температуры металла экранных труб.

Характеристикой, определяющей уровень энерговыделения в топочном устройстве, является допустимое тепловое напряжение топочного объема,  $q_v$ , кВт/м<sup>3</sup>

$$q_v = BQ_H^P / V_T, \quad (5.5)$$

где  $V_T$  - объем топочной камеры, м<sup>3</sup>.

Допустимое тепловое напряжение топочного объема также нормируется и изменяется от 140...180 кВт/м<sup>3</sup> при сжигании углей с твердым шлакоудалением до 180...210 кВт/м<sup>3</sup> при жидком шлакоудалении и прямо связано со средним временем пребывания газов в топочной камере. Это следует из нижеприведенных соотношений.

Время пребывания единичного объема в топке определяется отношением фактического объема топки с подъемным движением газов к секунднему расходному объему газов

$$\tau_{\text{проб}} = \xi_T V_T / V_{\text{сек}} = \frac{273 \xi_T V_T}{BQ_H^P v_{\Gamma}^{\Pi} \alpha_T \bar{T}_T}, \quad (5.6)$$

где  $\xi_T$  - усредненная доля сечения топки, имеющая подъемное движение газов,  $\xi_T = 0,75...0,85$ ;  $v_{\Gamma}^{\Pi}$  - удельный приведенный объем газов, получающийся при горении топлива на единицу (1 МДж) тепловыделения, м<sup>3</sup>/МДж,  $v_{\Gamma}^{\Pi} = 0,30...0,35$  м<sup>3</sup>/МДж (соответственно крайние значения при сжигании природного газа и сильновлажных бурых углей);  $\bar{T}_T$  - средняя температура газов в топочном объеме, К.

С учетом выражения (5.5) можно  $\tau_{\text{проб}}$  представить в виде

$$\tau_{\text{проб}} = \frac{m}{q_v} \frac{273}{\bar{T}_T}, \quad (5.7)$$

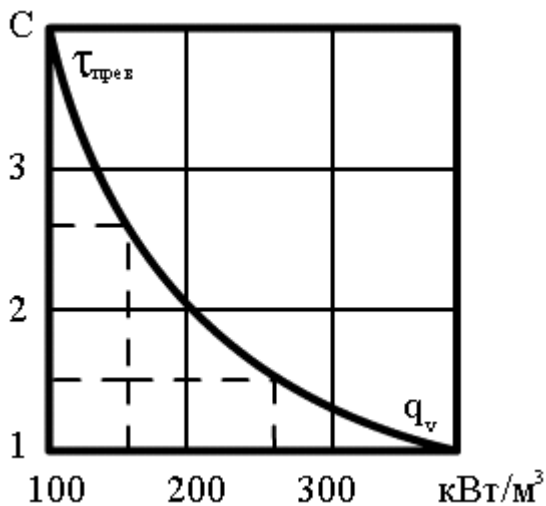
где  $m$  - комплекс значений постоянных величин.

Как следует из (5.7), с увеличением теплового напряжения  $q_v$  (увеличением объемного расхода газов) время пребывания газов в топочной камере уменьшается (рис. 5.3). Условию  $\tau_{\text{проб}} = \tau_{\text{гор}}$  соответствует максимально допустимое значение  $q_v^M$ , а этому значению по (5.5) отвечает минимально допустимый объем топочной камеры  $V_T^{\text{мин}}$ .

Вместе с тем, как это указано выше, экранные поверхности топочной камеры должны обеспечить охлаждение продуктов сгорания до заданной температуры на выходе из топки  $\theta$ , что достигается определением необходимых размеров стен, и следовательно, объема топочной камеры. Поэтому следует сопоставить минимальный объем топки  $V_T^{\text{мин}}$  из условия сгорания топлива и необходимый объем топки из условия охлаждения газов до заданной температуры  $V_T^{\text{охл}}$ .

Рис. 5.3. Связь теплонапряжения топочного объема со временем пребывания газов в топке

Как правило,  $V_T^{\text{охл}} > V_T^{\text{мин}}$ , поэтому высота топочной камеры определяется условиями охлаждения газов. Во многих случаях эта необходимая высота топки существенно превосходит  $V_T^{\text{мин}}$ , особенно при сжигании углей с повышенным внешним балластом, что ведет к



утяжелению и удорожанию конструкции котла.

Увеличения поверхностей охлаждения без изменения геометрических размеров топки можно достичь применением двухсветных экранов (см. рис. 2.5), расположенных внутри топочного объема. В топочных камерах мощных паровых котлов при сильно развитой ширине фронта топки применение такого экрана делает сечение каждой секции в плане близким к квадрату, что значительно лучше для организации сжигания топлива и получения более равномерного поля температур газов и тепловых напряжений экранов. Однако такой экран, в отличие от настенного, воспринимает интенсивный тепловой поток с обеих сторон (отсюда и название - двухсветный) и отличается более высокими тепловыми напряжениями, что требует тщательного обеспечения охлаждения металла труб.

Тепловосприятие топочных экранов, полученное излучением факела  $Q_{л}$ , кДж/кг, можно установить из теплового баланса топки как разность между удельным полным тепловыделением в зоне ядра факела на уровне расположения горелок без учета отдачи теплоты к экранам  $H_a$ , кДж/кг, и удельной теплотой (энтальпией) газов на выходе из топки  $H''_T$  при отдаче (потере) небольшой части теплоты через теплоизолирующие стены  $Q_{п}$

$$Q_{п} = H_a - H''_T - Q_{п} = (H_a - H''_T) \varphi, \quad 5.8$$

где  $\varphi$  - доля сохранения теплоты в котле (см. гл. 6).

Если отнести значение тепловосприятия топки к единице поверхности экрана, то получим среднее тепловое напряжение поверхности нагрева  $q_{л}$ , кВт/м<sup>2</sup>, характеризующее интенсивность тепловой работы металла труб экранов

$$q_{л} = \frac{B Q_{п}}{F_{ст}^2}, \quad 5.9$$

где  $F_{ст}^2$  - поверхность стен топки, закрытая экранами, м<sup>2</sup>.

## 5.2. Топочные камеры и горелки для сжигания твердых топлив



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

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

Поскольку при сжигании топлива зола находится в тестообразном состоянии, то для предотвращения шлакования стен топки процесс сжигания должен быть так организован, чтобы зола в размягченном состоянии не достигала стен топки.

#### ^ Организация твердого шлакоудаления

Распределение температуры в топочной камере при удалении шлака в твердом состоянии характеризуется изотермами, показанными на (рис. 5.4).

Наивысшая температура устанавливается в ядре факела в центральной части топки, располагающемся примерно на уровне горелок. В результате отдачи теплоты топочным экранам около них располагается изотерма с относительно низкой температурой.

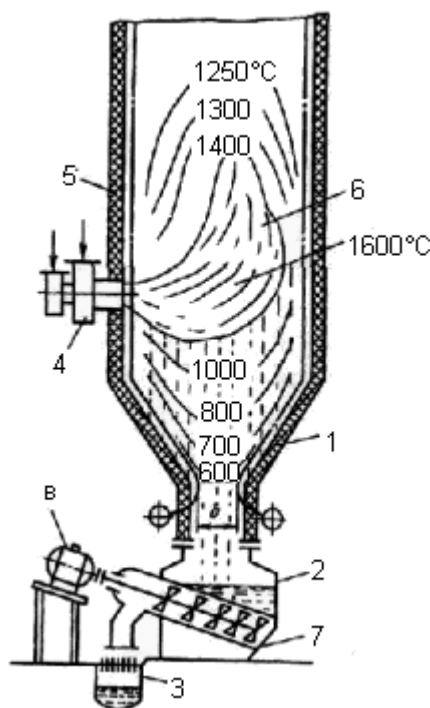


Рис. 5.4. Топка с твердым шлакоудалением: 1 - холодная воронка; 2 - шлаковая ванна с водой; 3 - канал гидрозолоудаления; 4 - горелка; 5 - настенные экраны; 6 - ядро факела; 7 - шнековый шлакоудаляющий механизм; в - электродвигатель

По мере перемещения расплавленной в ядре факела золы к периферии и попадания в область сравнительно низкой температуры золовые частицы охлаждаются и затвердевают. Таким образом, частицы золы при нагреве в ядре факела и охлаждении затем около топочных экранов дважды проходят все стадии изменения физического состояния от твердого до жидкого (или размягченного) и обратно. На пути движения вверх частицы золы также охлаждаются вместе с газами и должны выноситься из топки в гранулированном (отвердевшем) состоянии.

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

Отличительной особенностью этих топок является наличие в нижней части топки холодной воронки, образованной путем сближения фронтального и заднего экранов с

большим уклоном ( $50...60^\circ$ ) до расстояния  $b' = 1,0...1,2$  м. За счет этого быстро снижается температура газов в нижней части топки, и выпадающие из ядра факела расплавленные шлаковые частицы, попадая в эту зону, отвердевают (гранулируются) снаружи и по крутым скатам воронки ссыпаются в шлакоприемную ванну. Количество шлака, уловленного таким способом через холодную воронку, невелико и составляет  $5...10\%$  общего золосодержания топлива, т.е.  $a_{\text{шл}} = 0,05...0,10$ . Гранулированные шлаковые частицы непрерывно удаляются из ванны специальным механизмом. Водяная ванна выполняет одновременно роль гидрозатвора, препятствующего проникновению снизу в топку холодного воздуха.

Аэродинамика топочного объема должна быть так организована, чтобы вблизи настенных экранов температура газов была не выше характерной температуры золы  $t_A$  (см. § 3.3), начиная с которой золовые частицы становятся липкими и создают опасность шлакования стен.

На рис. 5.5 показано, как влияет тепловое напряжение сечения топки  $q_f$  на распределение температур по сечению. При высоких тепловых напряжениях увеличивается температура газов вблизи стен, что создает опасность их шлакования.

Поэтому средние тепловые напряжения сечения топочной камеры при твердом шлакоудалении, как правило, должны иметь невысокие значения ( $q_f = 3...4$  МВт/м<sup>2</sup>). Это неизбежно приводит к увеличению размеров сечения топочных камер.

Для прочного удержания футеровки вначале на трубы экранов со стороны топочного объема обычно приваривают шипы (диаметром 10 мм и длиной 15...18 мм) и затем наносят слой изоляции (рис. 5.6).

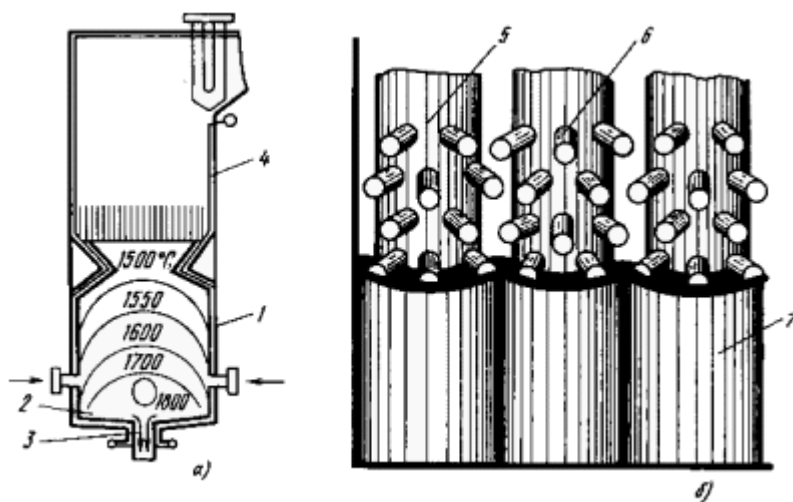


Рис. 5.6. Топочная камера с жидким шлакоудалением: а - общий вид топки; б - вид футерованного экрана; 1 - камера сгорания; 2 - под топки; 3 - шлаковая летка; 4 - камера охлаждения; 5 - труба; 6 - шипы до их покрытия обмазкой; 7 - огнеупорная обмазка труб (футеровка) по шипам.

Подовая часть топки выполняется горизонтальной или слабонаклонной к центру топки. Здесь на трубы пода накладывают 2...3 слоя огнеупорного кирпича на огнеупорной связке. В центре пода оставляется одно или два футерованных отверстия для слива шлака (летка) размером примерно 500...800 мм. Расплавленный шлак переливается через край и тонкими струями стекает в шлаковую ванну, где при контакте с водой отвердевает.

Повышению уровня температуры в этой зоне способствует двусторонний пережим топки, который уменьшает теплоотдачу радиацией в верхнюю часть топки, где открытые экраны имеют более низкую температуру. При жидком шлакоудалении через шлаковую летку

удаляется до 20...30% минеральной массы топлива в виде расплавленного шлака.

Камера охлаждения полностью экранирована открытыми трубами. Здесь завершается сжигание недогоревшей части топлива и охлаждение продуктов сгорания до необходимой температуры на выходе, при которой должна гранулироваться вся зола в объеме уходящих из топки газов. По конструкции топочные камеры с жидким шлакоудалением выполняются однокамерными открытыми и полуоткрытыми (с пережимом) по типу рис. 5.1, б, а также двухкамерными по типу рис. 5.1, в.

В топочных устройствах с пережимом за счет покрытия футеровкой настенных экранов в зоне горения достигается достаточно высокая температура газов 1600...1800°C, которая на 150...200°C выше температуры  $t_{н.ж}$ . Объемное тепловое напряжение в камере горения выше среднего по топке в целом в 4...5 раз и составляет  $q_{v}^{к.г} = 500...800 \text{ кВт/м}^3$ .

В циклонных камерах горения за счет тангенциального ввода горячего воздуха (горизонтальные циклоны) или угловой установки горелок с тангенциальным направлением струй (вертикальные предтопки) создается интенсивное вихревое движение горящего факела. В циклоне уровень температур более высокий – 1700...1900°C, а тепловые напряжения объема достигают 2...4 МВт/м<sup>3</sup>.

Однако за счет более низких тепловых напряжений значительной по размерам камеры (зоны) охлаждения газов среднее значение  $q_v$  для топочного устройства только на 20...30% выше, чем в топках с твердым удалением шлаков. Доля удаления шлаков в жидком виде составляет  $a_{шл} = 0,6...0,7$ .

В топках с жидким шлакоудалением благодаря более высокой температуре горения улучшается сгорание топлива и несколько снижаются потери с недожогом. Вместе с тем из-за увеличения количества удаляемого через летку шлака и более высокой его температуры возрастают потери с физической теплотой шлака.

Более высокий процент улавливания золы позволяет по условиям износа металла поверхностей повысить скорость продуктов сгорания в конвективных газоходах, что интенсифицирует теплообмен и уменьшает габариты и затраты металла поверхностей нагрева. Основной недостаток топков с жидким шлакоудалением - опасность застывания шлака при пониженной нагрузке котла, отсюда известные ограничения  $D_{мин}$ .

Топки с жидким шлакоудалением применяются в основном при сжигании слабореакционных топлив (при  $V_{л}^r < 15\%$ ) с умеренными значениями температуры плавления золы ( $t_c \approx 1300...1350^\circ\text{C}$ ).

Увеличение температуры горения приводит к росту образования вредных составляющих газов, в частности оксидов азота.

#### ^ Горелочные устройства

Необходимая интенсивность горения топливной пыли достигается подготовкой горючей смеси (смесеобразованием) в горелочном устройстве, называемом в дальнейшем горелкой.

Полученная в процессе размола и сушки топливная пыль при температуре 70...130°C потоком первичного воздуха, доля которого составляет от 15 до 40%, вдувается в топочную камеру через горелки. В горелки подается также вторичный воздух при

температуре 250...420°C. Горелки выдают в топку два отдельных потока - пылевоздушную смесь и вторичный воздух, которые перемешиваются и образуют горючую смесь в топочной камере.

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

Различают вихревые и прямоточные пылевые горелки.

^ **Вихревые горелки** выполняются следующих видов:

**двухулиточные** с закручиванием аэропыли и вторичного воздуха в улиточном аппарате (рис. 5.7, а),

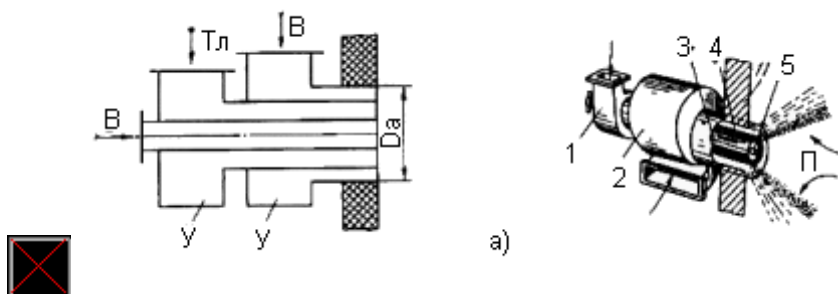
**улиточно-лопаточные** с улиточным закручиванием потока аэропыли и аксиальным лопаточным закручивателем вторичного воздуха (рис. 5.7, б);

**прямоточно-улиточные**, в которых аэропыль подается по прямоточному каналу и раздается в стороны за счет расщепителя, а вторичный воздух закручивается в улиточном аппарате (рис. 5.7, в);

**двухлопаточные**, в которых закручивание потоков вторичного воздуха и аэропыли обеспечивается аксиальным и тангенциальным лопаточным аппаратом (рис. 5.7, г).

Вихревые горелки имеют тепловую мощность от 25 до 100 МВт. Наиболее распространены двухулиточные и улиточнолопаточные горелки, последние обеспечивают большую тепловую мощность (75...100 МВт).

Вихревые горелки отличаются повышенной эжекцией горячих топочных газов в поступающую пылевоздушную смесь (см. рис. 4.10), что обеспечивает ее быстрый прогрев до температуры воспламенения. Лопаточный завихривающий аппарат может быть выполнен поворотным, что позволяет производить оптимальную настройку аэродинамики горелки.



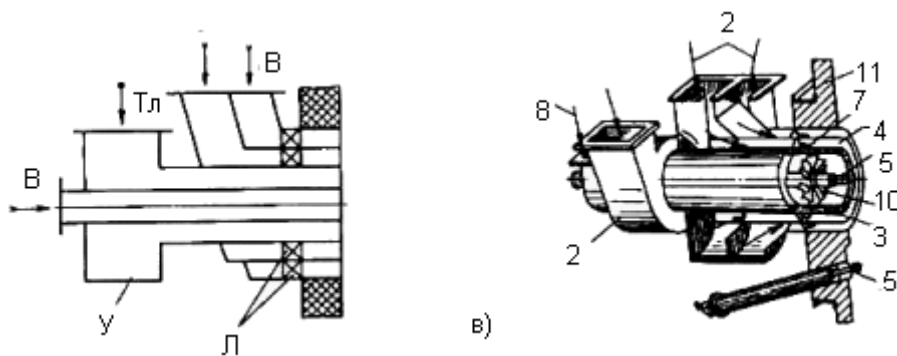


Рис. 5.7. Виды вихревых пылеугольных горелок: а - двухулиточная горелка; б - улиточно-лопаточная горелка; 1 - улитка пылевоздушной смеси; 2 - улитка вторичного воздуха; 3 - кольцевой канал для выхода пылевоздушной смеси в топку; 4 - то же для вторичного воздуха; 5 - основная мазутная форсунка; 6 - рассекатель на выходе пылевоздушной смеси; 7 - завихривающие лопатки для вторичного воздуха; 8 - подвод центрального (третичного) воздуха; 9 - управление положением рассекателя; 10 - завихритель осевого потока воздуха; 11 - обмуровка топки; П - подсос топочных газов в корню факела; Л - завихривающие лопатки; В - подвод воздуха к горелкам; Т<sub>л</sub> - подвод топливно-воздушной смеси; У - завихривающая улитка, D<sub>а</sub> – диаметр амбразуры горелки

На полноту сгорания топлива сильное влияние оказывают скорости вдувания в топку аэропыли и вторичного воздуха. Повышение скорости усиливает турбулентное перемешивание потоков, однако при слишком большой скорости происходит отрыв факела от горелки. Для лучшего перемешивания угольной пыли с горячим воздухом необходимо сохранять различие в скоростях этих потоков. Так, скорость аэропыли на выходе из горелки поддерживают на уровне  $w_1 = 14 \dots 25$  м/с, а скорость вторичного воздуха должна быть  $w_2 = (1,2 \dots 1,4)w_1$ .

Вихревые горелки универсальны и применимы для любого твердого топлива, но наибольшее распространение получили при сжигании топлив с малым выходом летучих веществ.

Горелки повышенной тепловой мощности выполняются с двумя регулируемыми коаксиальными каналами по вторичному воздуху, что обеспечивает сохранение необходимых скоростей воздуха при работе на пониженных нагрузках. При нагрузках ниже 70% номинальной периферийный канал воздуха перекрыт и тем обеспечивается поддержание скорости воздуха.

Вихревые горелки создают более короткий факел по длине и широкий угол его раскрытия, обеспечивают интенсивное перемешивание потоков и глубокое выгорание топлива (до 90...95%) на относительно короткой длине факела. В этом отношении вихревые горелки являются горелками индивидуального действия, каждая горелка обеспечивает качественное сжигание топлива в своей части топочного объема.

Определяющим конструктивным параметром вихревых горелок является диаметр амбразуры D<sub>а</sub>. Горелки размещаются на достаточном расстоянии друг от друга -  $L_1 = (2,2 \dots 2,3)D_a$  и от боковых стен  $L_2 = (1,6 \dots 2,0)D_a$ , чтобы исключить раннее взаимодействие факелов и наброс факела на стены. При однофронтальном расположении горелок в 1...2 яруса экран задней стены получает повышенное тепловосприятие (на 10...20% выше среднего), и для исключения шлакования стены при твердом шлакоудалении глубина топки должна быть не менее  $b_T = (6 \dots 7)D_a$ . Встречное (двухфронтальное) расположение горелок (см. рис. 5.1 а, б, в) характерно для мощных паровых котлов, когда необходимое

число горелок невозможно разместить на одной стене. При встречном расположении выравнивается теплонапряжение экранов топки, повышается уровень температур в центре топки.

Прямоточные горелки из-за более низкой турбулизации потока создают дальнобойные струи с малым углом расширения и вялым перемешиванием первичного и вторичного потоков. Поэтому успешное сжигание топлива достигается взаимодействием струй разных горелок в объеме топочной камеры. Для этого применяются встречное расположение горелок с двух противоположных стен топки или угловое с тангенциальным направлением струй в объеме топки (рис. 5.8).

Прямоточные горелки могут быть прямоугольной формы (плоские) или круглые (рис. 5.9).

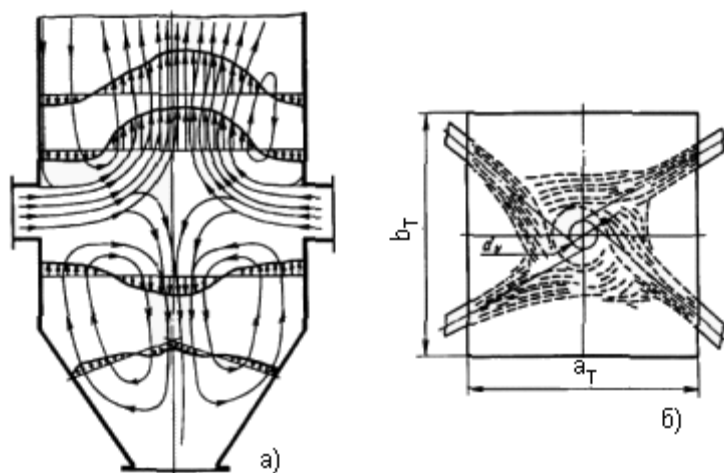
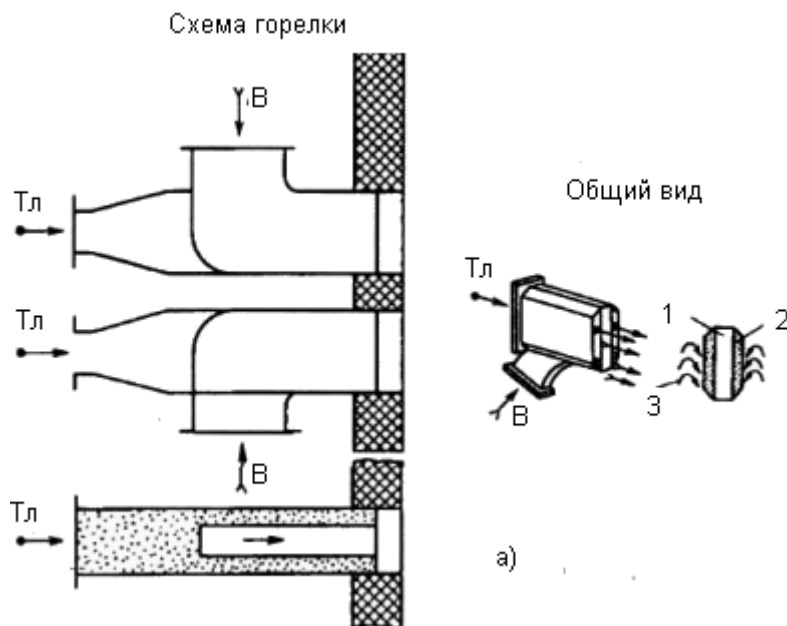


Рис. 5.8. Расположение прямоточных горелок на стенках топки: а - встречное; б - тангенциальное;  $d_y$  - условный внутренний диаметр вращения факела

Горелки прямоугольной формы, особенно вытянутые по высоте, обладают высокой эжекцией окружающей газовой среды с боковых сторон струи. Поэтому такие горелки при внешней подаче аэропыли (рис. 5.9, а) имеют преимущества по условиям воспламенения.

Круглые горелки обычно выполняются с отдельной подачей аэропыли и горячего воздуха (рис. 5.9, б). Встречный наклон двух блоков горелок улучшает перемешивание и сгорание. Такие горелки получили название плоскофакельных.

Рис. 5.9а. Прямоточная пылеугольная горелка прямоугольной формы с центральным каналом горячего воздуха: 1 - канал горячего воздуха; 2 - канал аэропыли; 3 - подсос топочных газов к струе аэропыли; В - подвод воздуха;  $T_d$  - подвод топливно-воздушной смеси.



Горелки с внутренней подачей пыли и рассекателем (рис. 5.9, в) имеют лучшие условия перемешивания с воздухом, но прогрев топлива происходит медленнее, поэтому такая горелка более приемлема для качественного каменного угля с высоким выходом летучих веществ.

При угловом расположении горелок и тангенциальном движении факела в сечении топки чаще всего применяют блоки щелевых горелок (рис. 5.9, г).

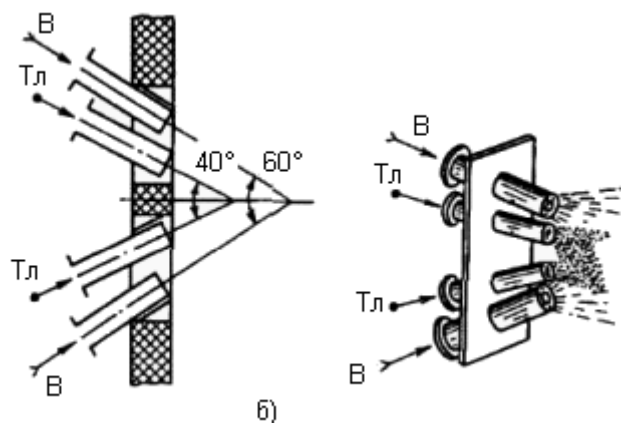


Рис. 5.9б. Прямоточная пылеугольная плоскофакельная горелка с круглыми соплами: 1 - канал горячего воздуха; 2 - канал аэропыли; 3 - подсос топочных газов к струе аэропыли; 4 - поворотная головка; В - подвод воздуха; Т<sub>л</sub> - подвод топливно-воздушной смеси.

Прямоточные горелки применяются в основном для сжигания высокорекреационных топлив: бурых углей, торфа, сланцев и каменных углей с высоким выходом летучих веществ. Скорость пылевоздушной смеси на выходе из горелок принимается  $w_1 = 20 \dots 28$  м/с, оптимальная скорость вторичного воздуха  $w_2 = (1,5 \dots 1,7)w_1$ .

Горелки для высококонцентрированной пыли получают все более широкое применение. Подача пыли из бункера к горелке происходит в этом случае не первичным потоком воздуха, а с помощью небольшого количества (0,1...0,3% всего расхода) сжатого воздуха, который обеспечивает хорошую текучесть аэропыли по пылепроводу малого диаметра 60...90 мм (рис. 5.10, а).

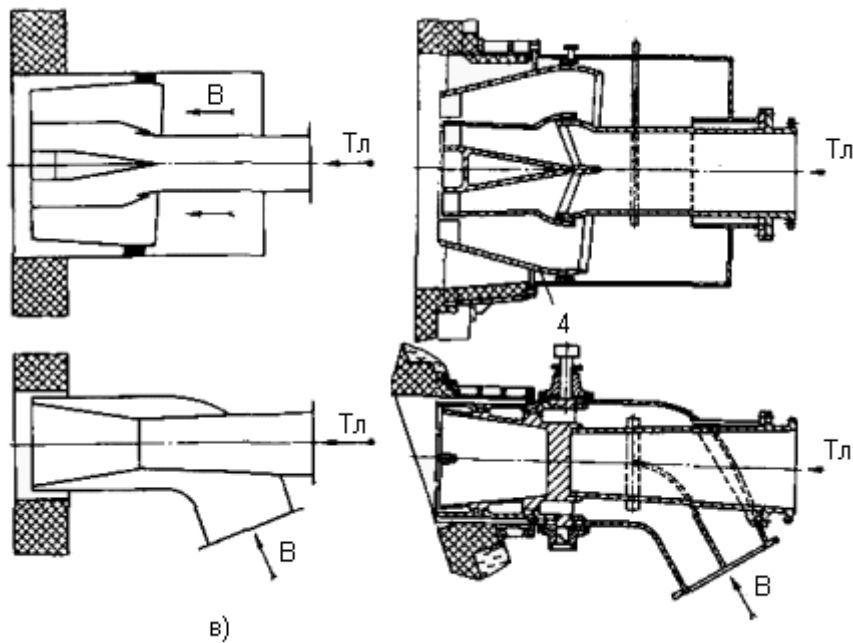


Рис. 5.9в. Прямоточная пылеугольная горелка прямоугольной формы с поворотной головкой и внутренней подачей аэропыли: 1 - канал горячего воздуха; 2 - канал аэропыли; 3 - подсос топочных газов к струе аэропыли; 4 - поворотная головка; В - подвод воздуха; Т<sub>л</sub> - подвод топливно-воздушной смеси.

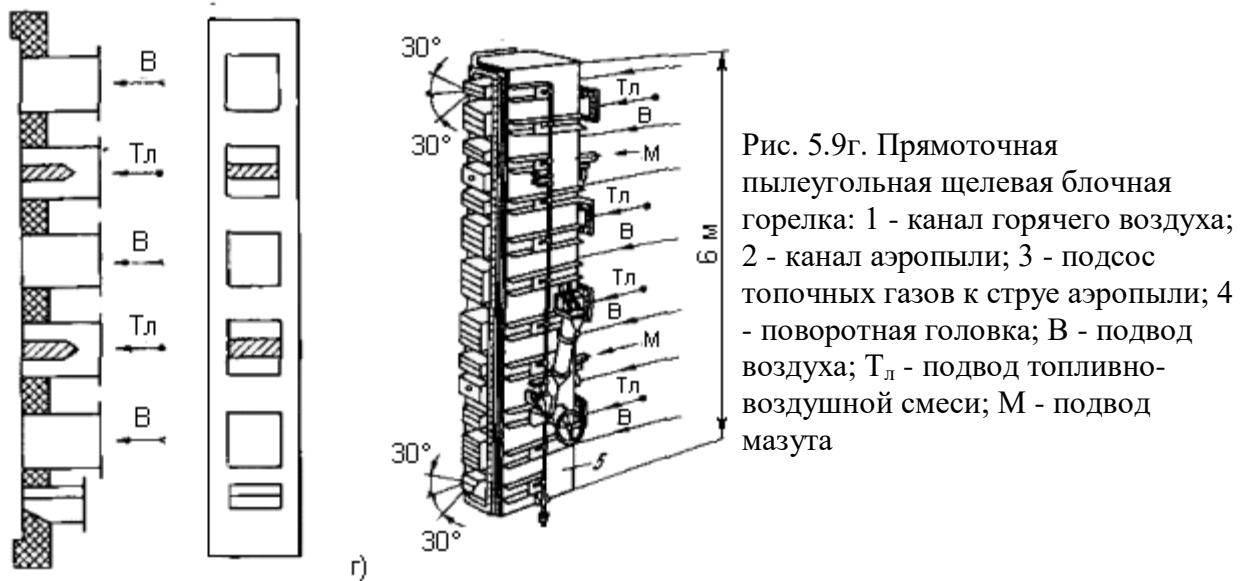


Рис. 5.9г. Прямоточная пылеугольная щелевая блочная горелка: 1 - канал горячего воздуха; 2 - канал аэропыли; 3 - подсос топочных газов к струе аэропыли; 4 - поворотная головка; В - подвод воздуха; Т<sub>л</sub> - подвод топливно-воздушной смеси; М - подвод мазута

Перемешивание подаваемой в котел пыли обеспечивается непосредственно на выходе в горелку при смешении пыли с первичным потоком воздуха (рис. 5.10, б, в). При этом ликвидируется громоздкая система пылепроводов диаметром 300...500 мм от бункеров пыли к горелкам котла, обеспечивается равномерность раздачи пыли по всем горелкам, резко снижается удельный расход энергии на пневмотранспорт и создается возможность регулирования расхода первичного воздуха в зависимости от нагрузки, что ранее было невозможно по условиям транспорта пыли.



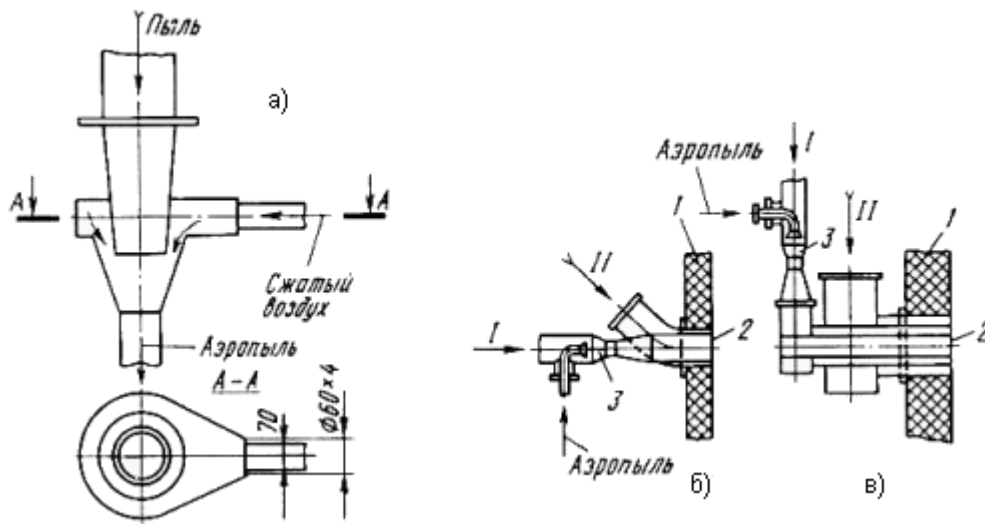


Рис. 5.10. Горелки с подачей высококонцентрированной пыли: а - смеситель пыли с воздухом; б - прямоточная горелка; в - двухулиточная вихревая горелка; 1 - обмуровка топки; 2 - амбразура горелки; 3 - распылитель; I - первичный воздух; II - вторичный воздух

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

$$\Delta P_{гор} = 0,5 \xi_{гор} \overline{W}_в^2 \rho_в, \quad 5.10$$

где  $\overline{W}_в$ ,  $\rho_в$  - аксиальная скорость, м/с, и плотность воздуха, кг/м<sup>3</sup>, при его температуре в горелке;  $\xi_{гор}$  - коэффициент сопротивления горелки, который для прямоточных горелок составляет 1,5...2,0 и для вихревых 2,5...3,5.

Подписано в печать 14.05.18.

Издательство Современного технического университета

390048, г. Рязань, ул. Новоселов, 35А.

(4912) 300630, 30 08 30