Министерство образования и науки Республики Казахстан

Некоммерческое акционерное общество
«Алматинский университет энергетики и связи»

А.А. Кибарин, Р.К. Орумбаев, Т.В. Ходанова

КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ ТЭС

Учебное пособие

Алматы
АУЭС
2015

УДК 621.1 (075.8)
ББК 31.38я73
К 38

Рецензенты:
доктор технических наук, профессор ЕНУ им. Гумилева
А.М. Достияров,
кандидат технических наук, генеральный директор
ТОО «Сервисный Центр «КазТурбоРемонт»
А.Г. Усеров,
академик, доктор технических наук, профессор АУЭС
Б.К.Алияров.
Рекомендовано к изданию Ученым советом Алматинского университета энергетики и связи (Протокол № 10 от 19.05.2015 г.). Печатается по тематическому плану выпуска ведомственной литературы АУЭС на 2015 год, дополнительный план позиция 7.

А.А. Кибарин, Р.К. Орумбаев, Т.В. Ходанова
К 38 Котельные установки ТЭС: Учебное пособие (для студентов высших учебных заведений специальности «Теплоэнергетика»)/ Р.К. Орумбаев, А.А. Кибарин, Т.В. Ходанова. – Алматы: АУЭС, 2015. – 119 с.: ил.76, библиогр. - 16 назв.

ISBN 978-601-7436-74-2

В учебном пособии изложены основные сведения о котельных установках ТЭС (теоретические основы процессов, протекающих в паровых котлах; технология производства пара на ТЭС; конструкции, характеристики и принцип работы паровых и водогрейных котлов, а также котлов-утилизаторов, их элементов и вспомогательных механизмов; методика конструкторского и поверочного теплового расчета парового котла и т.д.).

Приведенный материал сопровождается иллюстрациями.

Для более глубокого изучения предмета в конце дан список рекомендуемой литературы.

Учебное пособие предназначено для студентов, обучающихся по специальности 5В071700 – Теплоэнергетика.

УДК 621.1 (075.8)
ББК 31.38я73

ISBN 978-601-7436-74-2

© НАО «АУЭС», 2015 .
А.А. Кибарин, Р.К. Орумбаев,
Т.В. Ходанова., 2015

Содержание

Введение……. 4
1 Паровой котел в технологической схеме производства пара, история развития парового котла, основные определения, термины, классификация и компоновка паровых котлов……. 5
2 Энергетическое топливо. Виды топлива и технические характеристики. Горение топлива…….. 24
3 Эффективность использования теплоты топлива. Тепловой баланс и КПД котельной установки. Потери теплоты……. 35
4 Общие сведения о системе топливоприготовления. Сжигание твердого, жидкого и газообразного топлива. Схемы. Характеристики угольной пыли. Основное оборудование схем топливоприготовления…. 40
5 Общие сведения о топочных устройствах котлов. Слоевое и камерное сжигание топлива. Типы топок. Характеристики топочных устройств…….. 52
6 Тепловосприятие поверхностей нагрева. Парообразующие поверхности нагрева паровых котлов (топочные экраны, пароперегреватели). Конструкции экранов, пароперегревателей……... 62
7 Низкотемпературные поверхности нагрева. Схемы. Конструкции и компоновка экономайзеров и воздухонагревателей. Водяные экономайзеры. Воздухоподогреватели…….. 80
8 Водный режим работы барабанных котлов. Организация безнакипного режима работы котлов……... 84
9 Схемы газовоздушного тракта котлов. Основное оборудование газовоздушного тракта котлов…… 90
10 Выход и характеристика зола и шлака. Вредные примеси в продуктах горения. Золоулавливание. Очистка продуктов горения от газообразных токсичных выбросов. Системы шлакозолоудаления. Основное оборудование систем шлакозолоудаления…….. 95
11 Тепловая схема котла. Построение тепловых схем. Каркас и обмуровка котла. Типы обмуровки котлов……... 110
12 Пиковые водогрейные котлы. Специальные котельные установки - котлы утилизаторы. Типы, классификация, конструкция….. 114
Список литературы ……... 119

Введение

Данное учебное пособие предназначено для студентов специальности 5В071700 - Теплоэнергетика и может быть использовано студентами других энергетических специальностей при изучении теплотехнических дисциплин.

Учебное пособие написано на основе типовой программы дисциплины «Котельные установки и парогенераторы».

Работа котельной установки складывается из ряда физических и химических процессов: горения топлива, теплообмена между продуктами сгорания и нагреваемой средой, различных внутрикотловых процессов. Эти процессы взаимосвязаны между собой и оказывают влияние на технические характеристики котельной установки: паропроизводительность, параметры пара, экономичность и надежность работы.

В первом разделе пособия рассматривается место котельной установки в технологической схеме производства пара, история развития парового котла, основные определения, термины, классификация и компоновка паровых котлов. Таким образом, студенты сразу вводятся в круг вопросов, подробное изучение которых происходит в дальнейшем.

Ряд разделов посвящен энергетическим топливам и их техническим характеристикам, подготовке топлива к сжиганию, основам теории горения топлив, сведению о топочных устройствах котлов.

Особое место в учебном пособии занимают вопросы теплообмена в котельных агрегатах, поверхностям нагрева, расположенным как в топочной камере, так и в конвективной шахте котла.

Отдельно рассмотрены вопросы гидродинамики, температурный и водный режим работы котла, вопросы компоновки и газо-воздушный тракт котла, а также специальные котельные установки.

Учебное пособие содержит большое количество схем, конструкций, что обеспечивает ясное понимание рабочих процессов.

Общее построение учебного пособия соответствует программе курса «Котельные установки ТЭС», читаемого авторами многие годы в Алматинском университете энергетики и связи.

1 Паровой котел в технологической схеме производства пара, история развития парового котла, основные определения, термины, классификация и компоновка паровых котлов

1.1 Технологическая схема производства пара

Генерация электроэнергии - это процесс преобразования различных видов энергии в электрическую на индустриальных объектах, называемых электрическими станциями. В настоящее время существуют следующие виды генерации:

1) *Тепловая электроэнергетика*, где в электрическую энергию преобразуется тепловая энергия сгорания органических топлив. К тепловой электроэнергетике относятся тепловые электростанции (ТЭС), которые бывают двух основных видов: конденсационные (КЭС); теплофикационные (теплоэлектроцентрали, ТЭЦ). КЭС и ТЭЦ имеют схожие технологические процессы. В обоих случаях имеется котёл, в котором сжигается топливо и за счёт выделяемого тепла нагревается пар под давлением. Далее нагретый пар подаётся в паровую турбину, где его тепловая энергия преобразуется в энергию вращения. Вал турбины вращает ротор электрогенератора - таким образом энергия вращения преобразуется в электрическую энергию, которая подаётся в сеть. Принципиальным отличием ТЭЦ от КЭС является то, что часть нагретого в котле пара уходит на нужды теплоснабжения.

2) *Ядерная энергетика*. К ней относятся атомные электростанции (АЭС). На практике ядерную энергетику часто считают подвидом тепловой электроэнергетики, так как, в целом, принцип выработки электроэнергии на АЭС тот же, что и на ТЭС. Только в данном случае тепловая энергия выделяется не при сжигании топлива, а при делении атомных ядер в ядерном реакторе. Дальше схема производства электроэнергии ничем принципиально не отличается от ТЭС: пар нагревается в реакторе, поступает в паровую турбину и т.д.

3) *Гидроэнергетика*. К ней относятся гидроэлектростанции (ГЭС). В гидроэнергетике в электрическую энергию преобразуется кинетическая энергия течения воды. Для этого при помощи плотин на реках искусственно создаётся перепад уровней водяной поверхности (т.е. верхний и нижний бьеф). Вода под действием силы тяжести переливается из верхнего бьефа в нижний по специальным протокам, в которых расположены водяные турбины, лопасти которых раскручиваются водяным потоком. Турбина же вращает ротор электрогенератора.

4) *Альтернативная энергетика*. К ней относятся способы генерации электроэнергии, имеющие ряд достоинств по сравнению с «традиционными», но по разным причинам не получившие достаточного распространения. Основными видами альтернативной энергетики являются: *ветроэнергетика* - использование кинетической энергии ветра для получения электроэнергии; *гелиоэнергетика* - получение электрической энергии из энергии солнечных лучей.

5) *геотермальная энергетика* - использование естественного тепла Земли для выработки электрической энергии; *водородная энергетика* - использование водорода в качестве энергетического топлива; *приливная энергетика* использует энергию морских приливов; *волновая энергетика* - использование сконцентрированную энергию того же солнечного излучения и ветра (волны).

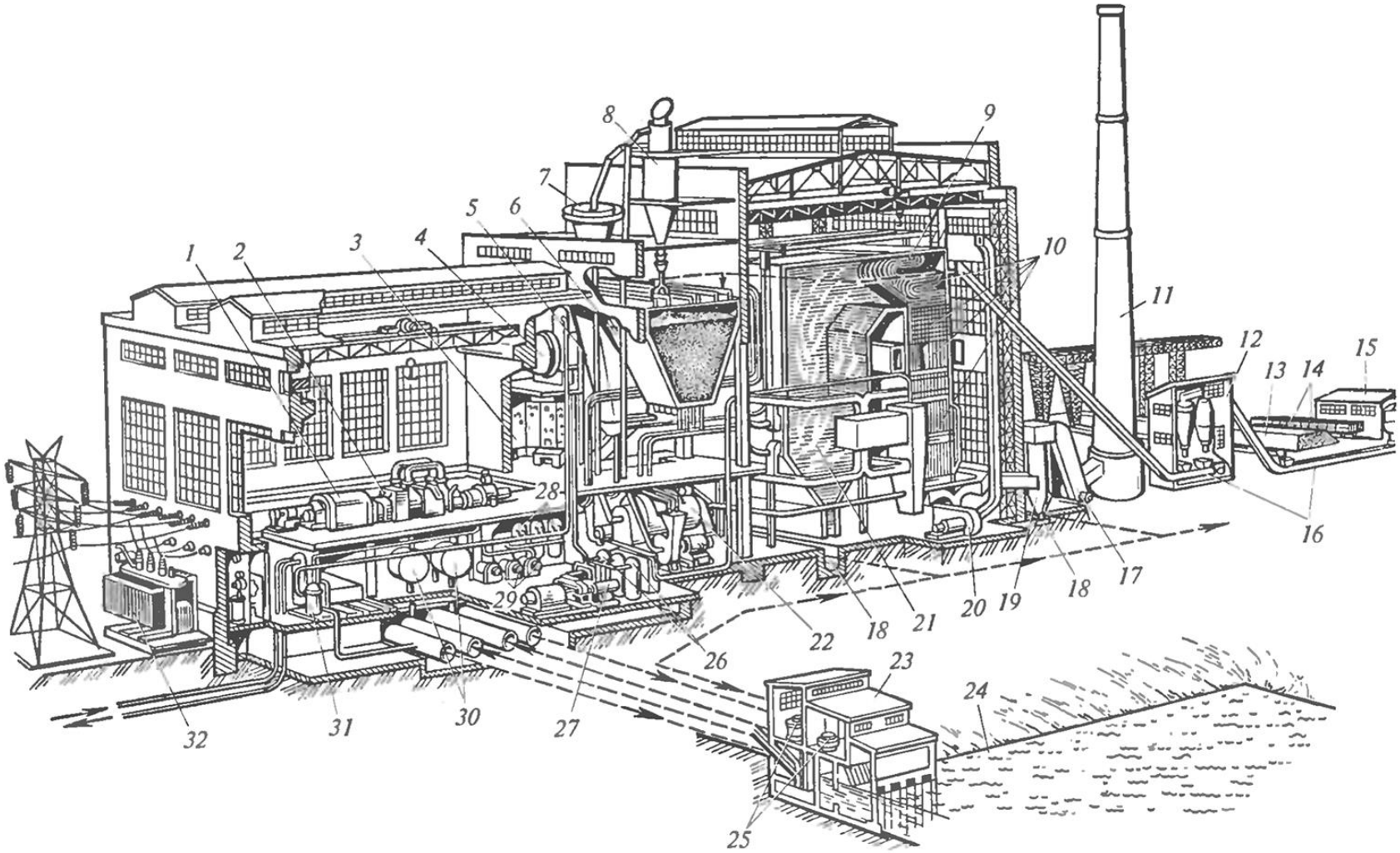
В настоящее время в нашей стране большая часть электроэнергии производится на мощных электростанциях, на которых в электрическую энергию преобразуется какой-либо другой вид энергии.

Тепловая электростанция - это предприятие, продукцией которого является электроэнергия, а также теплота, отпускаемая в виде пара или горячей воды, а «сырьем» - органическое топливо (уголь, нефть, мазут, торф, сланцы и др.). Оборудование электростанции как раз и служит для экономичного преобразования химической энергии топлива в электрическую.

Основными ТЭС на органическом топливе являются паротурбинные электростанции, которые выгодно отличаются возможностью сосредоточения огромной мощности в одном агрегате, относительно высокой экономичностью.

На рисунке 1.1 представлена упрощенная схема ТЭС на твердом топливе. Основными элементами рассматриваемой электростанции являются котельная установка, производящая пар высоких параметров; турбинная или паротурбинная установка, преобразующая теплоту пара в механическую энергию вращения ротора турбоагрегата, и электрические устройства (генератор, трансформаторы и т.д.), обеспечивающие выработку электроэнергии.

Паровой котел (9) представляет собой системы поверхностей нагрева для производства пара из непрерывно поступающей в него воды путем использования теплоты, выделяющейся при сжигании топлива, которое подается в топку вместе с необходимым для горения воздухом. Поступающая (питательная) вода подогревается до температуры насыщения, испаряется, а выделившийся из кипящей (котловой) воды насыщенный пар перегревается. При сжигании топлива образуются продукты сгорания – теплоноситель, который в поверхностях нагрева отдает теплоту воде и пару, называемый рабочим телом. После поверхности нагрева продукты сгорания при относительно низкой температуре удаляются из котла через дымовую трубу в атмосферу. В результате горения твердого топлива остаются зола и шлак, которые также удаляются из агрегата. Полученный в котле перегретый пар поступает в турбину (2), где его тепловая энергия превращается в механическую, передаваемая валу турбины. С турбиной связан электрический генератор (1), в котором механическая энергия превращается в электрическую. Отработавший пар из турбины направляется в конденсатор (30), в котором пар охлаждается водой какого-либо природного (река, озеро, пруд, море) или искусственного (градирня) источника и конденсируется.



1 – электрический генератор; 2 - турбина; 3 - щит управления; 4 - деаэратор; 5 - бункер сырого топлива; 6 - бункер угольной пыли; 7 - сепаратор; 8 - циклон; 9 - паровой котел; 10 - поверхности нагрева котла; 11 - дымовая труба; 12 - дробильное помещение; 13 - резервный склад; 14 - жд. вагоны; 15 - разгрузочный бункер; 16 - конвейеры; 17 - дымососы; 18 - каналы гидрозолоудаления; 19 - золоуловитель; 20 - дутьевой вентилятор; 21 - топка котла; 22 - мельница; 23 - береговая насосная станция; 24 - водоем; 25 - насосы; 26 - ПВД; 27 - питательные насосы; 28 - ПНД; 29 - конденсатные насосы; 30 - конденсаторы; 31 - ХОВ; 32 - трансформаторы электроэнергии.

Рисунок 1.1 - Схема ТЭС на твердом топливе

Конденсатным насосом (29) конденсат перекачивают через ПНД (28) в деаэратор (4). Из деаэратора вода питательным насосом (27) через ПВД (26) подается в паровой котел.

Для восполнения утечек требуется добавка воды, предварительно обрабатываемой в водоподготовительной установке (31). На ТЭЦ эта добавка может достигать 30-50% и более. Добавочная вода и турбинный конденсат содержат некоторые примеси, главным образом растворенные в воде соли, окислы металлов и газы. Эти примеси вместе с питательной водой поступают в котел. В процессе парообразования в воде повышается концентрация примесей, и в определенных условиях возможно их выпадение на рабочих поверхностях котла в виде слоя отложений, ухудшающего передачу теплоты через них. Кроме того, в процессе парообразования примеси воды частично переходят в пар, однако чистота пара должна быть очень высокой во избежание отложения примесей в проточной части турбины. По обеим причинам нельзя допускать большого загрязнения питательной воды: допустимое загрязнение питательной воды и вырабатываемого пара регламентируется специальными нормами.

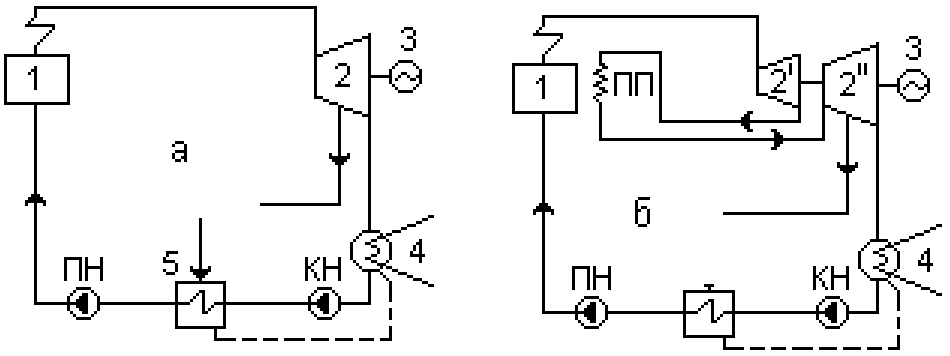
Во всех паровых котлах тепло, выделяющееся при сжигании топлива, передается от продуктов его сгорания (топочных и дымовых газов) воде, а затем пару. Передача тепла осуществляется через поверхности нагрева, которые у современных котлов представляют собой трубные пакеты, в которых дымовые газы проходят между расположенными в несколько рядов трубами. Вода и пар движутся внутри труб. Концы труб поверхностей нагрева включены в сборные камеры (коллекторы), которые обычно представляют собой заглушенные по концам отрезки толстостенных туб. В котлах с естественной циркуляцией вода из барабана опускается по необогреваемым (опускным) трубам в нижние сборные коллекторы и затем вместе с образующимся паром поднимается самотеком по обогреваемым трубам опять в барабан. В барабане вода отделяется от пара и снова направляется в водоопускные трубы. Такое движение обусловлено различием между весом столба воды в опускных трубах и весом столба пароводяной смеси в обогреваемых трубных панелях.

1.2 Паровой котел в технологической схеме производства пара

Паротурбинная установка состоит из трех основных агрегатов: парового котла, паровой турбины и электрогенератора (рисунок 1.2).

Тепловую эффективность работы паротурбинной установки можно оценить, если построить термодинамический цикл преобразования энергии - цикл Ренкина (рисунок 1.3).

В цикле на насыщенном паре средний уровень температуры подвода теплоты довольно низкий и КПД цикла не превышает 30 %.

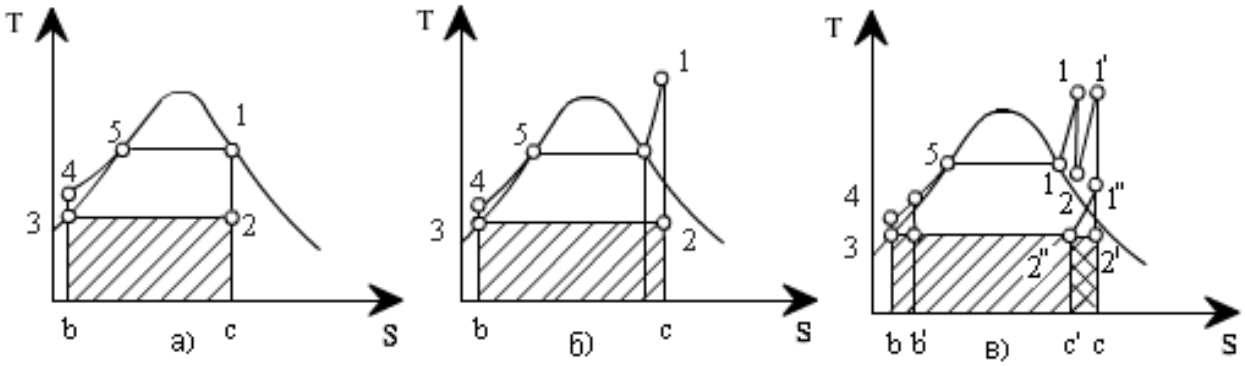


а) - без промежуточного перегрева пара; б) - с промежуточным перегревом пара.

1 - паровой котел; 2 - паровая турбина; 3 - электрогенератор; 4 - конденсатор;
5 - регенеративный подогреватель воды; ПН - питательный насос;
КН - конденсатный насос; ПП - промежуточный пароперегреватель.

Рисунок 1.2 - Принципиальная тепловая схема паротурбинной энергоустановки

Значительно выгоднее цикл с перегревом пара (рисунки 1.2,б, и 1.3, б), состоящий из двух циклов: 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 в целом имеет более высокий КПД (до 40 %). На современных ТЭС мощностью 100 МВт и выше применяется в основном однократный промежуточный перегрев пара.



а) - на насыщенном паре; б) - с перегревом пара; в) - с двукратным перегревом пара.

Рисунок 1.3 - Циклы паротурбинной установки в T, S-диаграмме

В отдельных установках большой мощности применяется двойной промежуточный перегрев пара (рисунок 1.3, в), который дополнительно увеличивает КПД турбинной установки. При переходе на сверхкритическое давление пара тепловая экономичность ТЭС приблизилась к своему термодинамическому пределу (КПД ≅ 42 %).

1.3 История развития парового котла

Упоминания о паровом котле как о парогенераторе, отделённом от топки, встречаются в работах учёных: Делла Порта (1601), С.де Ко (1615), Э.С. Вустера (1663). Однако промышленное применение парового котла началось на рубеже 17-18 века, в связи с бурным развитием промышленности.

Ранние конструкции парового котла по форме напоминали шар (рисунок 1.4), изготавливались из меди, а затем - из чугуна.

Одним из первых «настоящих» паровых считают котёл Д. Папена, предложенный им в 1680 г.

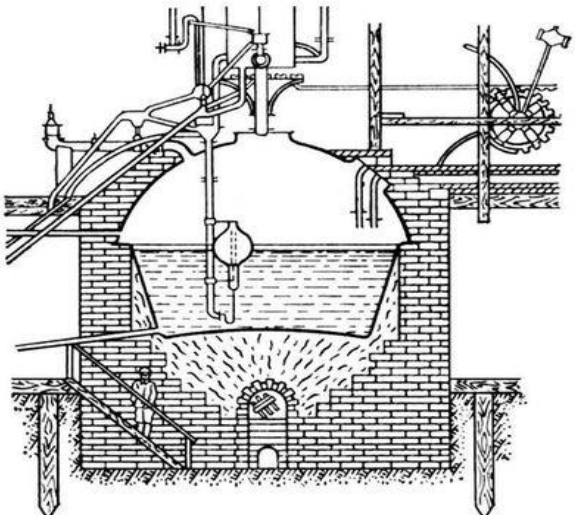
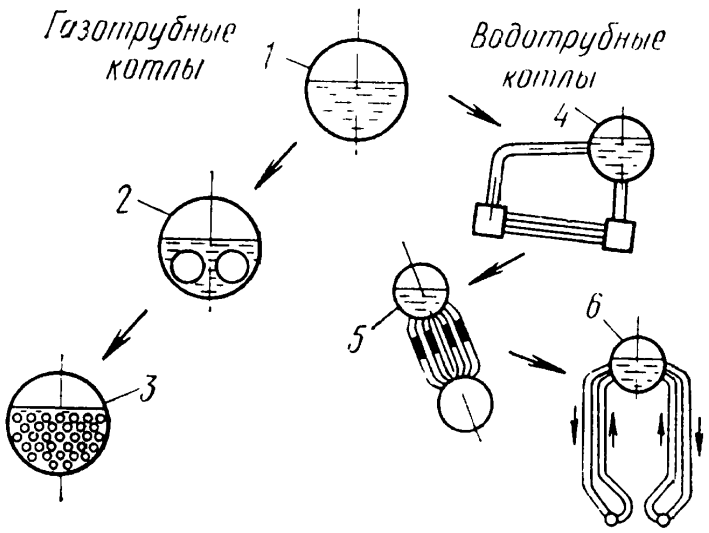


Рисунок 1.4 - Паровой котёл И. И. Ползунова (1765)

Конструкции современных паровых котлов сложились в процессе изменения конструктивных форм выпускавшегося до 2-й половины 19 в. простейшего цилиндрического котла (рисунок 1.6, а), имеющего топку с колосниковой решеткой, на которой сжигается сортированный кусковой уголь, а воздух для горения поступает снизу через решетку. Поверхностью нагрева в цилиндрическом котле является нижняя часть горизонтального цилиндра (барабана) диаметром 1,2÷1,6 м, заполненного на 3/4 объема водой, которую омывают горячие газы после сжигания угля. Котел имеет самую простую конструкцию, но при этом выдает относительно небольшое количество насыщенного пара (порядка 0,4 т/ч) и имеет низкий КПД (не более 30 %) из - за высокой температуры газов, уходящих из котла (200÷300°С).

Развитие парового котла (рисунок 1.5) шло по двум направлениям: увеличения числа потоков газов (газотрубные) и увеличения числа потоков воды и пара (водотрубные). Первые газотрубные паровые котлы представляли собой цилиндрические сосуды, в которые первоначально вставляли 1,2 или 3 трубы большого диаметра (жаровые трубы), а впоследствии десятки труб значительно меньшего диаметра (дымогарные трубы), по которым проходил газ (рисунок 1.6, б-г). Увеличение поверхности нагрева газотрубных паровых котлов происходило в габаритах первоначального цилиндрического котла или даже в меньших габаритах. Следствием этого явились некоторое повышение паропроизводительности котла, а также улучшение передачи тепла от дымовых газов к поверхности нагрева, приводившее к снижению температуры газов на выходе из котла (повышение КПД). Газотрубные котлы отличались от цилиндрических относительно малыми размерами и высоким КПД (60 %), однако паропроизводительность их, ограничиваемая габаритами, не превышала нескольких т/ч, а конструкционные особенности ограничивали давление пара в котле 1,5-1,8 МПа.

Поэтому газотрубные котлы сохранились только на транспортных установках (паровозы, пароходы), а из стационарных установок они полностью вытеснены водотрубными котлами. Развитием цилиндрического котла стала серия водотрубных котлов (рисунок 1.6, в÷к). Данные котлы характеризуются применением теплоовоспринимающей поверхности, выполненной в виде большого числа труб малого диаметра (80÷60 мм), находящихся непосредственно в потоке горячих газов. В результате значительно возросла паропроизводительность котла и давление насыщенного пара, большая доля теплоты газов используется полезно на нагрев и испарение воды.



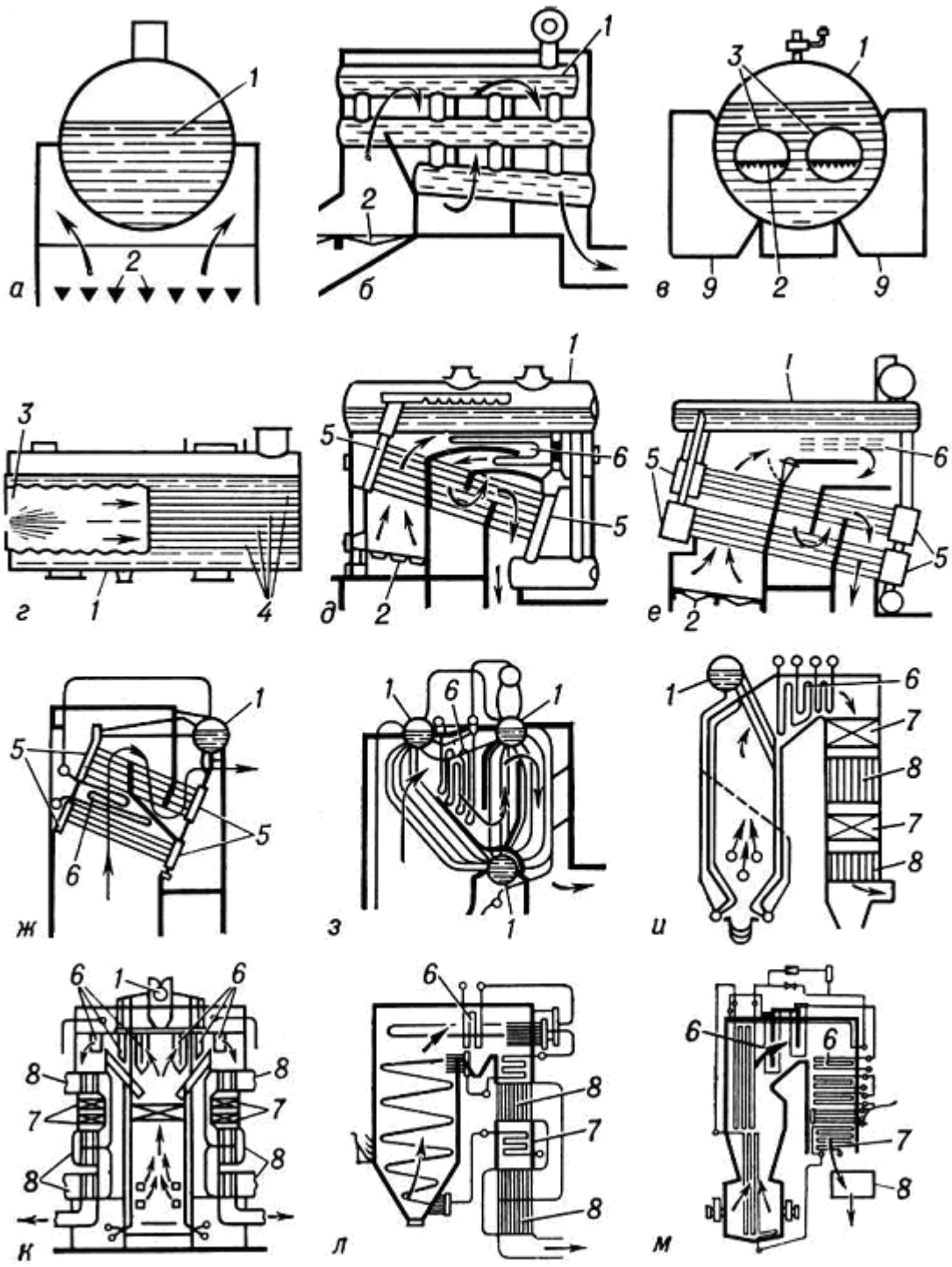
1- цилиндрический котел; 2 – жаротрубный котел; 3 – дымогарный котел; 4, 5 – горизонтально и вертикально-водотрубный котел; 6 – экранный водотрубный котел.

Рисунок 1.5 – Схема развития конструктивных форм паровых котлов

В вертикально - водотрубном котле (рисунок 1.6, и, к) 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 по выходе из горелки. При этом уголь для его сжигания в объеме топки предварительно измельчается до состояния мелкой взвешенной в воздухе пыли.

В конструкции котла в опускном газоходе после выхода из теплообменной парообразующей трубной поверхности впервые установлена трубная змеевиковая поверхность для подогрева поступающей в барабан воды - *экономайзер*. В экономайзере уходящие газы дополнительно отдают теплоту воде (что приводит к повышению КПД котла) и удаляются из котла с температурой 150÷180 °С. Для улучшения сжигания топлива воздух подогревается в опускном газоходе котла в поверхности *воздухоподгревателе*.

Дальнейшим развитием типов паровых котлов явилось создание прямоточных котлов (рисунок 1.6, л, м), в которых нет четкой границы между экономайзерной, испарительной и перегревательной поверхностями.



1-барабан; 2-колосниковая решётка; 3-жаровая труба; 4-дымогарная труба; 5-сборная камера; 6-пароперегреватель; 7-водяной экономайзер; 8 - воздухоподогреватель; 9 - газоход.

а) - цилиндрический; б) - батарейный; в) - жаротрубный; г) - жаротрубно-дымогарный; д) - камерный горизонтально-водотрубный; е) - камерный горизонтально-водотрубный (В.Г. Шухова); ж) - двухсекционный горизонтально-водотрубный («морской»); з) - вертикально - водотрубный с гнутыми трубами; u) - вертикально-водотрубный с П-образной компоновкой; к) - вертикально-водотрубный с Т - образной компоновкой; л) - прямоточный (Л. К. Рамзина); м) - прямоточный котёл ТПП-210А.

Рисунок 1.6 - Схема развития типов котлов

1.4 Основные определения и термины

Котельная установка (КУ) - это комплекс устройств, предназначенных для получения пара или горячей воды. КУ могут быть либо основным элементом ТЭС, либо выполнять самостоятельные функции.

По назначению КУ делятся на энергетические, производственные и отопительные. В энергетических КУ вырабатывается пар для привода паровых турбин ТЭС. В производственных КУ пар вырабатывается для различных технологических нужд. Отопительные котельные служат для обеспечения отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых и производственных зданий.

В зависимости от назначения КУ может состоять из парового, водогрейного котла или котла-утилизатора и соответствующего вспомогательного оборудования, обеспечивающего его работу.

В котле - утилизаторе используется теплота уходящих газов других технологических установок. В паровом или водогрейном котле используется теплота выделяющегося при сгорании органического топлива.

Паровой котел - это техническое сооружение, в котором для получения пара требуемых параметров используют теплоту выделяющегося при сгорании органического топлива. Паровой котел представляет собой систему теплообменников для производства пара из непрерывно поступающей в него воды путем использования тепла, выделяющегося при сжигании топлива, которое подается в топку вместе с необходимым для горения воздухом.

Основными элементами парового котла являются теплообменные поверхности нагрева, предназначенные для передачи теплоты от образующихся при сжигании топлива газообразных продуктов сгорания (теплоносителя) к воде, пароводяной смеси, пару или воздуху, называемым рабочим теплом.

По происходящим процессам преобразования рабочего тела различают *нагревательные* (экономайзер, воздухоподогреватель), *испарительные и паронагревательные* поверхности нагрева.

Поступающая в паровой котел вода, как правило, недогрета до кипения и называется *питательной водой*. При прохождении по поверхностям нагрева котла она постепенно нагревается до состояния насыщения, испаряется, а выделившийся из кипящей (*котловой*) воды насыщенный пар перегревается до заданной температуры. При этом теплота от продуктов сгорания может передаваться излучением (*радиацией*) или *конвекцией*.

В соответствии с этим различают поверхности нагрева: *радиационные*, получающие теплоту от продуктов сгорания в основном за счет их излучения; *конвективные*, получающие теплоту от продуктов сгорания преимущественно конвекцией; *радиационно-конвективные* (полурадиационные), получающие теплоту излучением и конвекцией примерно в равных количествах.

Для нормальной работы котла требуется обеспечить подачу, подготовку и сжигание топлива, подачу окислителя (воздуха) для горения, а также очистку и удаление образующихся продуктов сгорания - дымовых газов, золы и шлака (при сжигании твердого топлива и т.д.). Вспомогательное оборудование, предназначенное для этих целей, включает:

– *систему пылеприготовления* (бункера, питатели сырого угля и пыли, углеразмольные мельницы, сепараторы пыли) для непрерывного транспорта и приготовления пылевидного топлива требуемого качества;

– *тяго-дутьевые устройства* (дутьевые вентиляторы и дымососы) для подачи воздуха в котел и удаление из него в атмосферу продуктов сгорания;

– *золоулавливающее и шлакозолоудаляющее оборудование* - комплекс устройств для очистки дымовых газов от золовых частиц с целью охраны окружающей среды от загрязнения и для организованного отвода уловленной золы и шлака;

– *водоподготовительные и питательные установки* - комплекс устройств: обеспечения обработки исходной (природной) воды до заданного качества и подачи ее в котел; для профилактической очистки наружной поверхности труб котла от загрязнений; контрольно-измерительную аппаратуру.

Для удобства рассмотрения схемы котельной установки целесообразно представить ее в виде отдельных трактов соответствующего назначения (рисунок 1.7):

– *топливный тракт,* в который входит комплекс оборудования подготовки топлива к сжиганию и подачи в топку. При сжигании твердого топлива в него входить бункера, питатели сырого топлива, углеразмольные мельницы, мельничные вентиляторы, сепараторы, транспортеры, пылепроводы и т.п. При сжигании газа и мазута – газопроводы, мазутопроводы, расходомеры, запорная и регулирующая арматура;

– *пароводяной тракт* представляет собой систему последовательно включенных элементов оборудования, в которых движется обогреваемый теплоноситель (поверхности нагрева котла, трубопроводы, барабаны, сепараторы, пароохладители и теплообменники в пределах котла, запорная и регулирующая арматура);

– *газовоздушный тракт,* в который входит комплекс оборудования последовательно расположенных *воздушного и газового трактов*.

Воздушный тракт включает в себя совокупность оборудования для забора воздуха из атмосферы и подачи его в топку котла (дутьевые вентиляторы, воздушные короба, воздухоподогреватели и горелочные устройства).

Газовый тракт включает в себя совокупность оборудования для осуществления движения продуктов сгорания и удаления дымовых газов (газоходы котла, устройства для удаления дымовых газов, дымососы).

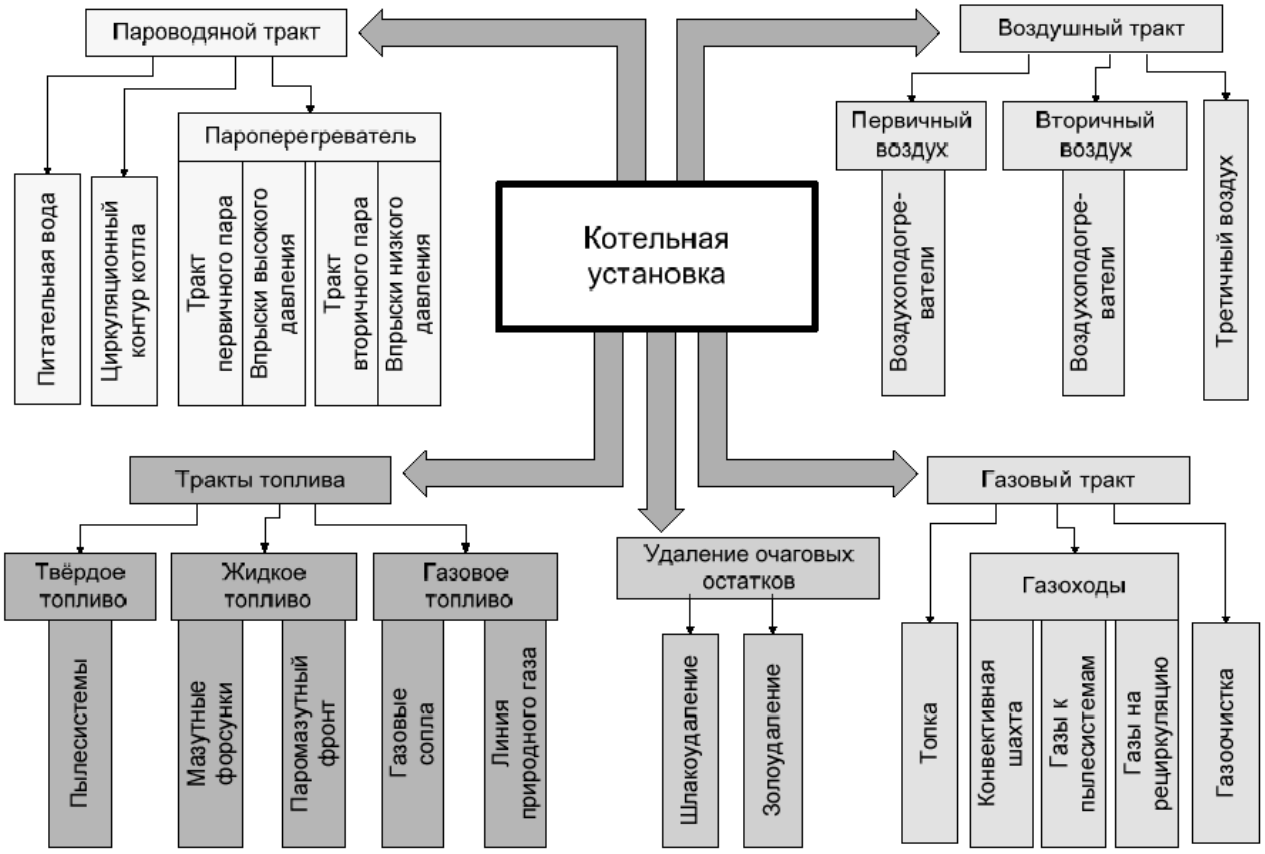


Рисунок 1.7 – Функциональные узлы котельных установок

1.5 Классификация паровых котлов

По назначению КУ делятся на *энергетические, производственные, отопительные и производственно – отопительные:*

– *энергетические* котлы предназначены для получения пара, поступающего в турбину, где его тепловая энергия превращается в механическую, передаваемую валу турбины, с которой связан электрический генератор, превращающий механическую энергию в электрическую;

– *производственные* котлы предназначены для теплоснабжения технологических установок;

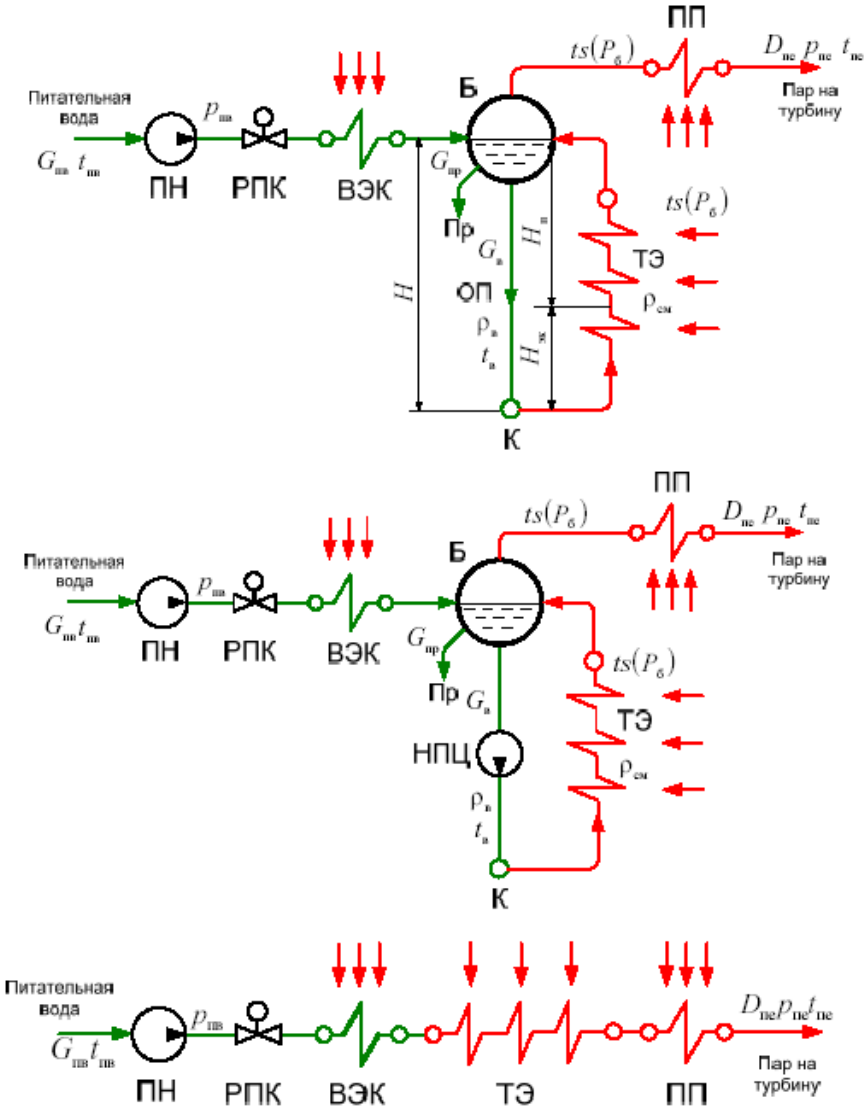
– *отопительные* котлы предназначены для обеспечения теплом систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения;

– *производственно - отопительные* котлы предназначены для обеспечения теплом систем отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а так же для обеспечения теплом производственные технологические установки.

По уровню давления перегретого пара различают котлы с низким (менее 4 МПа), средним (от 4 до 11 МПа), высоким (от 11 до 18 МПа) и сверхкритическим давлением (более 25 МПа).

По уровню давления в газовом тракте различают котлы с естественной, уравновешенной тягой и под наддувом.

По виду пароводяного тракта различают котлы: с естественной циркуляцией, с принудительной циркуляцией и прямоточным движением (рисунок 1.8). Возможна также классификация: *по виду сжигаемого топлива* (газ, мазут, твердое топливо), *по способу шлакоудаления* (твердое, мокрое), *по типу топки* (вихревая, циклонная, с кипящим слоем).

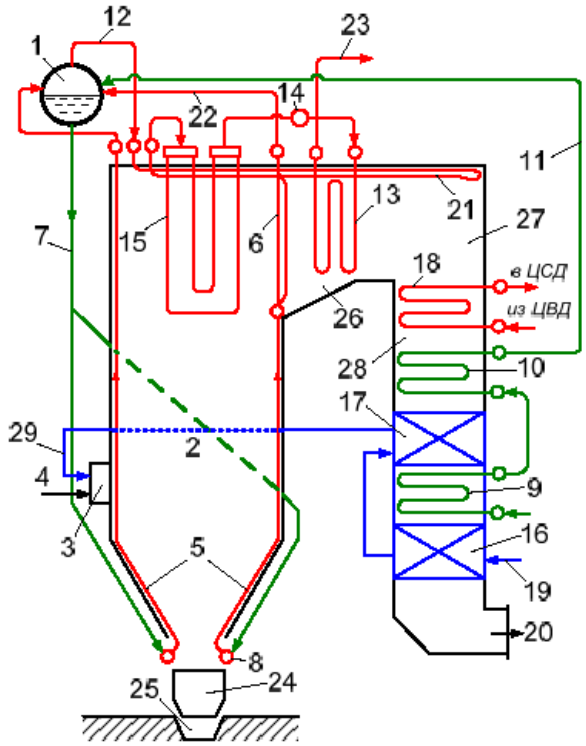


ПН - питательный насос;
РПК - регулятор питания котла;
ВЭК – водяной экономайзер;
ТЭ - топочные экраны;
ПП - пароперегреватель;
ОП - опускные трубы;
НПЦ - насос принудительной циркуляции;
Б - барабан.

Рисунок 1.8 - Схемы водопарового тракта котла: барабанного с естественной циркуляцией; барабанного с принудительной циркуляцией и прямоточного

1.5.1 Паровые котлы с естественной циркуляцией.

Отличительной конструктивной особенностью котла с естественной циркуляцией является наличие барабана, выполняющего роль сепаратора пара из потока пароводяной смеси. Барабан котла вместе с системой необогреваемых опускных труб, и подъемных (экранных) труб образует замкнутый циркуляционный контур, в котором при горении топлива в топке организуется движение воды и пароводяной смеси (рисунок 1.9).



1-барабан; 2-топочная камера; 3-горелка;
4 - первичная пылевоздушная смесь;
5 - топочные экраны; 6 – фестон;
7 - опускные трубы; 8 - коллектор;
9,10 - I-я и II-я ступень водяного экономайзера; 11 - трубопровод;
12-паропровод; 13-конвективный пароперегреватель; 14-пароохладитель;
15- ширмовый пароперегреватель;
16 - I-я ступень воздухоподогревателя;
18 - промежуточный пароперегреватель;
19 - подача холодного воздуха;
20 - уходящие газы; 21- радиационный пароперегреватель; 22 – отводящие трубы;
23 - пар на турбину; 24–шлаковая ванна;
25 - канал гидрошлакоудаления;
26 - горизонтальный газоход;
27 - поворотная камера; 28 - конвективная шахта; 29 - горячий воздух.

Рисунок 1.9 - Схема котла с естественной циркуляцией

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* (рисунок 1.10):

$$S_{дв} = H_n \cdot (\rho_{оп} - \rho_{см}) \cdot g, \qquad (1.1)$$

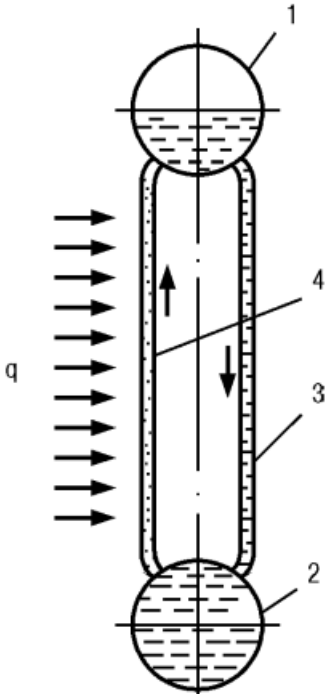
где H_n - высота паросодержащей части контура, м;

$\rho_{оп}$, $\rho_{см}$ - соответствующая плотность воды в опускных трубах и средняя плотность пароводяной смеси в подъемных трубах, кг/м^3;

g - ускорение свободного падения, м/с^2.

Возникающий в контуре циркуляции движущий напор обеспечивает движение рабочей среды в подъемных трубах со скоростью порядка 1 м/с.

При этом за один проход через подъемные трубы происходит частичное испарение воды (0,25 кг/кг), поэтому полное испарение исходного 1 кг воды произойдет при многократном прохождении контура.



1 – барабан; 2 – коллектор;
3 – необогреваемые трубы;
4 - обогреваемые трубы.

Рисунок 1.10 – Схема контура естественной циркуляции

Отношение массового расхода циркулирующей воды к количеству образовавшегося пара в единицу времени называется *кратностью циркуляции*:

$$k_ц = G_в / G_п. \quad (1.2)$$

В паровых котлах с естественной циркуляцией $k_ц$ составляет от 10 до 30.

Недостатком котлов с естественной циркуляцией является нарушение циркуляции при $D/D_{ном}$< 40 %, что приводит к снижению кратности циркуляции и паропроизводительности.

Гидродинамика контура естественной циркуляции.

Движущий напор расходуется на преодоление сопротивления опускных и подъёмных труб: $S_{пол}=S_{дв} - \Delta P_{под}$, $\Rightarrow$ основное уравнение циркуляции:

$$S_{дв} = \Delta P_{под}. \quad (1.3)$$

Контур естественной циркуляции может быть *простым* и *сложным*.

Характеристики простого контура естественной циркуляции:

1) $W_o = \dfrac{G_{см}}{f_{под} \cdot \rho'}$ – скорость циркуляции;

2) По $W_o^{действ}$ определяется $G_{воды} \Rightarrow k = \dfrac{G_в}{G_п} \rightarrow \dfrac{1}{X''} \rightarrow X''$;

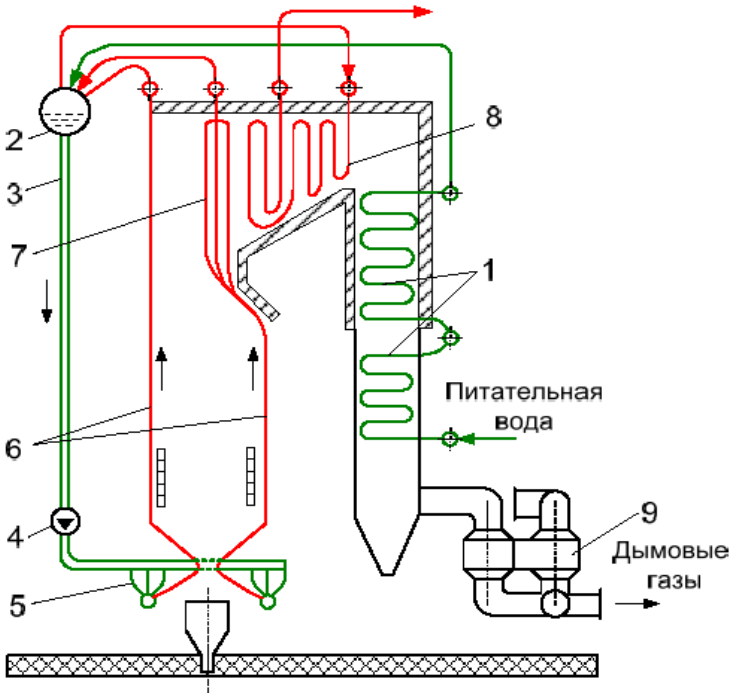
3) $S_{пол}=S_{дв} - \Delta P_{под} = S_{дв} - \sum_1^n \xi_{под} \cdot \dfrac{W_o^2}{2} \cdot \rho' \cdot [1 + x_{ср} \cdot (\dfrac{\vartheta''}{\vartheta^1} - 1)]$;

4) $\Delta P_{под} = \sum_1^n \xi_{оп} \cdot \dfrac{W_{оп}^2}{2} \cdot \rho' = \sum_1^n \xi_{оп} \cdot \left(\dfrac{W \cdot f_{под}}{f_{оп}} \right)^2 \cdot \dfrac{\rho'}{2}$.

1.5.2 Паровые котлы с принудительной циркуляцией.

Обычно принудительная циркуляция в паровых и водогрейных котлах применяется в тех случаях, когда невозможно осуществить надежную естественную циркуляцию воды в котле. Это происходит с повышением давления, так как с ростом давления разность плотностей волы и пара уменьшается. Считается, что при давлениях выше 18 МПа разность плотностей недостаточна для создания надежной естественной циркуляции воды в контуре котла.

Принудительная циркуляция в паровых и водогрейных котлах осуществляет движение воды в пароводяной смеси по испарительной поверхности нагрева осуществляется специальным циркуляционным насосом (рисунок 1.11). Питательная вода через водяной экономайзер подается в барабан котла, из которого она забирается циркуляционным насосом и направляется в нижние коллекторы экранов и нижние коллекторы конвективной поверхности нагрева, распределяясь по параллельно включенным подъемным трубам.



1 – экономайзер;
2 – барабан;
3 - опускные трубы;
4-циркуляционный насос;
5 – раздача воды по контурам циркуляции;
6 – испарительные радиационные поверхности нагрева;
7- фестон;
8- пароперегреватель;
9 – регенеративный воздухоподогреватель.

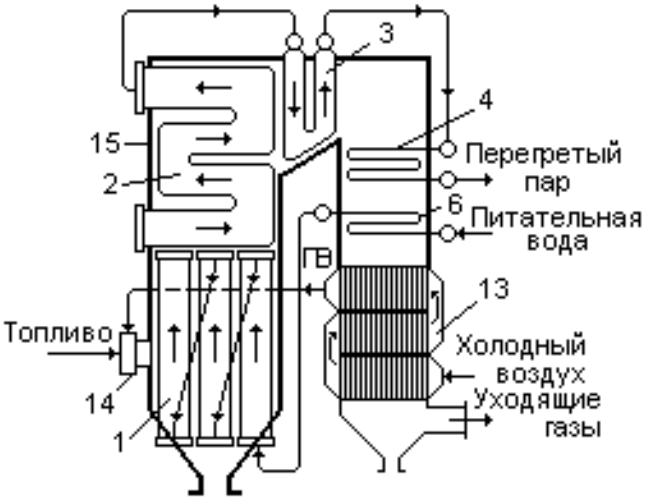
Рисунок 1.11 – Схема котла с принудительной циркуляцией

Из труб пароводяная эмульсия поступает в барабан котла, в котором происходит отделение пара от воды. Затем пар из барабана поступает в пароперегреватель и из него в паропровод потребителей.

Движущий напор циркуляции в этом случае в несколько раз превышает напор естественной циркуляции. Это позволяет увеличить скорость движения и располагать парообразующие трубы в топке любым образом (наклонно, горизонтально), исходя из размещения котла в ограниченных по высоте помещениях, и более удобно его конструировать. При этом повышается надежность циркуляции рабочей среды. Однако значительным оказывается расход электроэнергии на привод насоса принудительной циркуляции, поэтому в этом случае уменьшается значение $k_ц$=3÷5.

1.5.3 Прямоточный паровой котел.

Прямоточный котел (на примере котла Рамзина) характеризуется последовательным включением и однократным прохождением рабочей средой всех поверхностей нагрева (рисунок 1.12). Вода, поступающая в экономайзер, проходит прямотоком одним ходом все поверхности, включая топочные экраны, полностью испаряется, и затем перегретый пар по паропроводу направляется к турбине. В такой конструкции котла в общем случае отсутствует четкое разделение экономайзерной, парообразующей и перегревательной поверхностей. Поэтому при переменных режимах работы изменяется положение границ между поверхностями нагрева, что влияет на выходные параметры пара и прежде всего на его температуру.



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.

Рисунок 1.12 - Схема прямоточного парового котла

Поддержание параметров пара обеспечивается постоянным соотношением между расходом топлива 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. Приближенно полное гидравлическое сопротивление рабочего тракта прямоточного котла сверхкритического давления (СКД) составляет $\Delta p_{пк}=(0,2\div0,25)\ p_{пп.}$

Поверхность экономайзера в конвективной шахте обеспечивает нагрев поступающей питательной воды до температуры, близкой к насыщению. После прохождения поверхности экономайзера питательная вода поступает в нижние коллекторы топочных экранов. Окончательный догрев воды до кипения происходит в топочном экране.

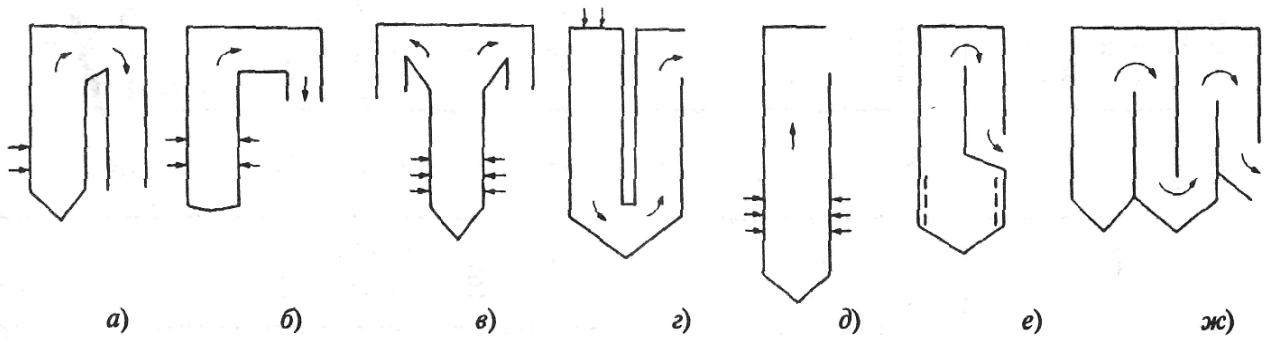
Полное экранирование стен топочной камеры достигается в этом случае соединением нескольких самостоятельных панелей из труб, по которым организуется последовательное движение рабочей среды. По высоте топочная камера разделяется на две или три части с перемешиванием потока рабочей среды (выравниванием температур).

В прямоточном котле экранируются панелями из пароперегревательных труб также боковые стены горизонтального газохода, поворотной камеры и потолочное перекрытие котла, 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.

1.6 Компоновка паровых котлов

Компоновка – взаимное расположение элементов котлоагрегатов как с естественной циркуляцией, так и прямоточных. По конструкции в типовом паровом котле выделяются следующие основные элементы: *топочная камера (топка), горизонтальный газоход, конвективная шахта.*

Компоновка КУ бывает: *П, Г, Т, U - образная, башенная, полубашенная и многоходовая* (рисунок 1.13).



а) П – образная; б) Г – образная; в) Т – образная; г) – U – образная;
д) башенная; е) полубашенная; ж) многоходовая.

Рисунок 1.13 – Основные компоновки КУ

П-образная компоновка является самой распространённой (рисунок 1.13, а). В подъёмной шахте располагается топочная камера, в опускной - конвективные поверхности нагрева. Преимуществом *П*-образной топки является то, что подача топлива и выход газов производятся в нижней части котлоагрегата, что удобно для вывода жидкого шлака и установки дробевой очистки конвективных поверхностей нагрева. Тягодутьевые агрегаты устанавливают на нулевой отметке, что исключает вибрационные нагрузки на каркас котла. Недостатки *П*-образной компоновки: в связи с разворотом на 180^0С возникают неравномерности омывания поверхностей нагрева продуктами сгорания и скопление золы по сечению конвективной шахты.

Для уменьшения глубины конвективной шахты и высоты горизонтального газохода в мощных энергокотлах применяют *Т-образную* компоновку с двумя конвективными шахтами, расположенными по обе стороны топки (рисунок 1.13, в). Данная компоновка применяется для котлов D>1000 т/ч и особенно подходит для котлов, работающих на топливе с абразивной золой (типа экибастузских), для которых в целях уменьшения золового износа ограничивают скорость продуктов сгорания. Однако при такой компоновке возникают конструктивные затруднения в отводе продуктов сгорания от двух конвективных шахт. Конструкция *Т*-образного котла сложнее *П*-образного: она требует и большего расхода металла.

В *U-образной* компоновке (рисунок 1.13, г) продукты сгорания в топке движутся вниз, а в конвективной шахте - вверх (инвертный вариант).

Горелки расположены на потолке топочной камеры. Достоинства такой компоновки: факел хорошо заполняет топочную камеру, пароперегреватели расположены низко (короче паропроводы к турбинам), аэродинамическое сопротивление воздушного тракта минимально (воздухоподогреватель находится вблизи горелок). Недостатки: транспортировка топлива на большую высоту и расположение на большой высоте вентиляторов, дымососов и золоуловителей. *U*-образная компоновка с инвертной топкой может использоваться при сжигании газа, мазута, а также твердого топлива при удалении шлака в твердом состоянии.

В мощных котлах с наддувом иногда применяют *башенную компоновку* (рисунок 1.13, д). Здесь продукты сгорания в топке и конвентивной шахте движутся только вверх. Такая компоновка обладает следующими достоинстствами: минимальная площадь агрегата в плане; равномерное омывание конвективных поверхностей нагрева продуктами сгорания из-за отсутствия поворотов газов; минимальное газовое сопротивление благодаря отсутствию опускных газоходов и поворотов газов. К недостаткам компоновки этого типа относятся: трудность в создании конструкции для опирания конвективных поверхностей нагрева, размещение на большой высоте выходных пакетов пароперегревателей, вентиляторов и дымососов, невозможность применения дробевой очистки конвективных поверхностей.

Башенная компоновка более целесообразна для газомазутных котлов с наддувом и при установке воздухоподогревателей, воздуходувок и дымовой трубы на их каркасе, что требует усиления его конструкции. Башенная компоновка целесообразна и для котлов, сжигающих бурые многозольные угли, так как при такой компоновке удается избежать поворота оголенных продуктов сгорания и связанного с ним интенсивного золового износа конвективных поверхностей нагрева.

Существуют *полубашенные* компоновки (рисунок 1.13, е), в которых регенеративный воздухоподогреватель и тягодутьевое оборудование устанавлнваются внизу, соединяясь с башенной частью котла незаполненным поверхностями нагрева опускным газоходом.

При сжигании очень зольных топлив, имеющих легкоплавкую золу (сланцы), применяют *четырехходовую компоновку* (рисунок 1.13 ж). Характерная особенность такой компоновки - наличие промежуточных газоходов, в которых во избежание шлакования проходных сечений в зоне высоких температур размещены разреженные поверхности нагрева (например, ширмы). В котлах большой мощности возникают дополнительные требования к компоновке, выдвигаемые их конструкцией. Эти требования вызваны большими размерами агрегата в плане, необходимостью применения вторичного перегрева пара и повышения надежности котла, работающего в блоке с турбиной. Уменьшения пролета потолочных балок достигают при разделении топки и конвективной шахты на две части.

Образуется паровой котел в виде двух корпусов (каждый со своим каркасом и отдельной обмуровкой), в которых поверхности нагрева расположены симметрично (двухкорпусная симметричная компоновка). При наличии отключающей арматуры отдельного корпуса и симметричных обоих корпусов технологическая схема соответствует *дубль-блоку*, которая позволяет работать с половинной мощностью блока на одном корпусе при остановленном другом, что несколько улучшает маневренные свойства, но удорожает установку и повышает удельный расход топлива.

1.7 Основные параметры и обозначения котлов

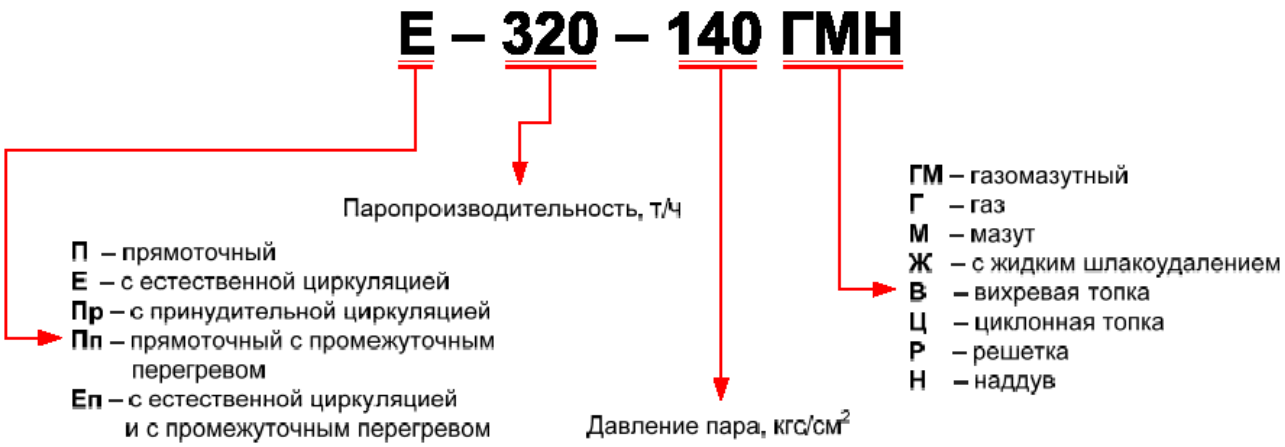
Паровые котлы характеризуются основными параметрами: *номинальной паропроизводительностью, давлением, температурой пара (основного и промежуточного перегрева) и питательной воды.*

Под *номинальной паропроизводительностью* понимают наибольшую нагрузку (т/ч или кг/с), которую стационарный котел должен обеспечивать в длительной эксплуатации при сжигании основного топлива при номинальных значениях температуры пара и питательной воды.

Номинальными давлением и температурой пара считают те, которые должны быть обеспечены непосредственно перед паропроводом к потребителю пара при номинальной производительности котла.

Номинальная температура питательной воды - это температура, которую необходимо обеспечить перед входом воды в экономайзер (или в другой подогреватель питательной воды, а при их отсутствии - перед входом в барабан котла) при номинальной паропроизводительности.

Условное обозначение типоразмера котла (ГОСТ 3619-89) включает последовательно расположение следующих элементов:



– обозначение *типа котла* (*Е* - котел с естественной циркуляцией, *Еп* - котел с естественной циркуляцией и промежуточным перегревом пара; *П* - прямоточный котел, *Пп* - прямоточный котел с промежуточным перегревом пара);

– значение *паропроизводительности* в т/ч;

– значение абсолютного *давления пара* в МПа (или бар);

– значения *температур пара и промежуточного перегрева пара* в ^{o}С;

– индексы вида топлива и типа топки (*К* – каменный уголь и полуантрацит; *Б* – бурый уголь; *С* – сланцы; *М* – мазут; *Г* – газ; *Т* – камерная топка с твердым шлакоудалением; *В* – вихревая топка; *Ц* – циклонная топка; *Ф* – топка с кипящим слоем, для котлов с наддувом – добавочный индекс *Н*);

– заводские типоразмеры: *Т* – Таганрогский котельный завод (например: ТГМП-1202, ТГМЕ-464 , ТПП-210); *П* – Подольский машиностроительный завод (например: П-57, П-67), *БКЗ* – Барнаульский котельный завод (например: БКЗ-75-39-ФБ), *БелКЗ* – Белгородский котельный завод (например: Б–50–40), *БиКЗ* – Бийский котельный завод.

2 Энергетическое топливо. Виды топлива и технические характеристики. Горение топлива

Топливом называется горючее вещество, используемое в качестве источника получения теплоты в энергетических, промышленных и отопительных установках.

В зависимости от типа реакций, в результате которых выделяется теплота из топлива, различают *органическое* и *ядерное* топливо.

Таблица 2.1 - Классификация органических топлив

Топливо	Агрегатное состояние		
	Твердое	Жидкое	Газообразное
Природное	Дрова, торф, бурые и каменные угли, антрацит, горючие сланцы	Нефть	Природный газ
Искусственное	Древесный уголь, полукокс, кокс, угольные и торфяные брикеты	Мазут, керосин, бензин, соляровое масло, газойль, печное топливо	Газы нефтяной, коксовый, генераторный, доменный, газ подземной газификации

Основным «*горючим*» элементом в твердом топливе является углерод.

Газообразное топливо существует в нескольких формах: природный газ; попутный газ, получаемый из недр земли при добыче нефти; доменный и коксовый газы, получаемые при металлургическом производстве. Преимущество природного газа состоит в легкости транспортировки по газопроводам и относительной экологической безопасности: при его сжигании, не возникает вредных выбросов, кроме оксидов азота.

В связи с чем, газ используют для котельных и ТЭЦ крупных городов. Из многочисленного *жидкого топлива* на ТЭС используют *мазут* и *дизельное топливо*.

2.1 Технические характеристики топлив

2.1.1 Элементарный состав топлива.

Твердое и жидкое топливо состоит из следующих сложных органических соединений, образованных в основном пятью химическими элементами - углеродом (*C*, водородом (*H*), серой (*S*), кислородом (*O*) и азотом (*N*).

В состав топлива входят также влага (*W*) и негорючие твердые (минеральные) вещества, которые после сгорания образуют сухой остаток - золу (*A*).

По составу исходной массы топлива (при разном его состоянии) выделено несколько видов так называемых расчетных масс: *рабочая, аналитическая, сухая, горючая* (рисунок 2.1).

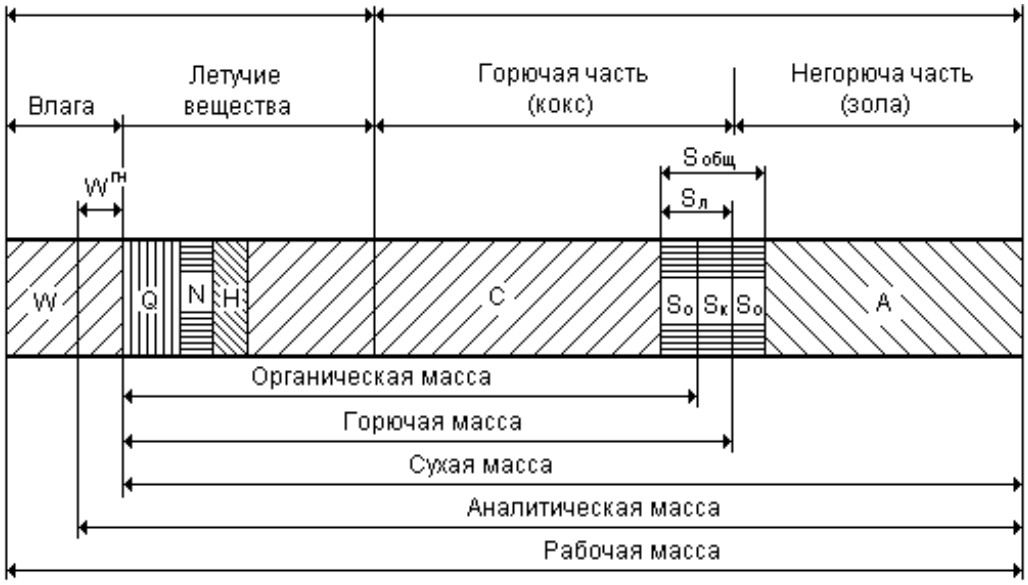


Рисунок 2.1 - Состав исходной массы топлива

Горючими элементами топлива являются: углерод *C*, водород *H*, сера *S*. Основным горючим элементом является углерод *C* (20÷85 %), при горении: $C+O_2 => CO_2+34$ МДж/кг. Наибольшей теплотой сгорания обладает водород: $2H_2+O_2 => 2H_2O+121$ МДж/кг, но его содержание в топливе составляет 2÷11 %.

Сера является вредной примесью, т.к. при сгорании образующиеся оксиды серы оказывают вредное воздействие на окружающую среду и приводят к развитию сернокислотной коррозии металла котла:

$$S_{общ}=S_{гор}+S_{негор}=(S_{орг})+S_{сульф}, \quad (2.1)$$

где $S_{орг}$ - содержится в органических соединениях;

$S_{колч}$ - содержится в колчедане (FeS_2): $FeS_2 + O_2 => Fe_2O_3 + 3O_2$;

$S_{сульф}$ содержится в сульфатах минеральной части топлива ($CaSO_4$, $MgSO_4$, $FeSO_4$).

При сгорании: $S+O_2 => SO_2+9$ МДж/кг. Общее содержание: $S_{общ}$=0,1÷6 %.

Влага *W* и зола *A* составляют *внешний балласт топлива*, а кислород *O* и азот *N* - *внутренний его балласт*.

Газообразное топливо представляет собой смесь горючих и негорючих газов. Природный газ характеризуется высоким содержанием метана CH_4 (86-95%), а также небольшим количеством других углеводородов: этана (C_2H_6), пропана (C_3H_8), бутана (C_4H_{10}), этилена (C_2H_4) и пропилена (C_3H_6). В искусственных газах содержание горючих составляющих достигает 25-45 %, в балласте преобладают азот и углекислота: 55-75 %.

Состав газообразного топлива задается в объемных долях:

$$\Sigma C_nH_{2n+2} + \Sigma C_nH_n + H_2 + CO + H_2S + O_2 + N_2 + CO_2 = 100\ \%, \qquad (2.2)$$

где ΣC_nH_{2n+2} – предельные углеводороды;

ΣC_nH_{2n} – непредельные угловодороды;

H_2S – сернистый водород;

CO – окись углерода;

CO_2 - углекислый газ.

2.1.2 Общие характеристики топлива.

1) *Теплота сгорания* - количество теплоты, которое может быть получено при полном сгорании единицы массы или объема топлива.

Полным сгоранием называется такое, при котором горючие компоненты топлива *C*, *H* и *S* полностью окисляются кислородом. Теплоту сгорания твердого и жидкого топлива относят к 1 кг, а газового - к 1 м^3 при нормальных условиях. Различают *низшую* и *высшую* теплоту сгорания. При известном элементарном составе топлива теплоту сгорания (кДж/кг) определяют по эмпирическим формулам, предложенной Д.И.Менделеевым:

$$Q^p_н = 340C^p + 1035H^p – 109(O^p - S^p_л) – 25W^p;$$
$$Q^p_в = 340C^p + 1260H^p – 109(O^p - S^p_л). \qquad (2.3)$$

Теплота сгорания сухого газа (кДж/м^3) определяется по формуле:

$$Q^p_н = 358CH_4 + 640C_2H_6 + 915C_3H_8 + 1190C_4H_{10} + 1465\ C_5H_{12} + +126,5\ CO + 107,5H_2 + 234H_2S;$$
$$Q^p_в = 398CH_4 + 700C_2H_6 + 995C_3H_8 + 1285\ C_4H_{10} + 1575\ C_5H_{12} + 126,5\ CO + 127,5H_2 + 257H_2S. \qquad (2.4)$$

Для сравнения различных видов топлива по их тепловому эффекту вводят понятие *условного топлива* ($Q_{у.т}$ =*29 310* кДж/кг или *7 000* ккал/кг).

Отношение $Q^p_н$ данного топлива к $Q_{у.т.}$ условного топлива называется *топливным эквивалентом:*

$$Э = Q^p_н / Q_{у.т}. \qquad (2.5)$$

Тогда для расчета расхода натурального топлива $B_н$ в условное $B_{у.т}$, достаточно величину $B_н$ умножить на эквивалент Э, т.е. $B_{у.т.} = B_н\ Э$.

2) *Зольность* определяет содержание минеральных примесей. Наибольшее количество примесей имеет твердое топливо. Примеси попадают в топливо главным образом при его добыче из окружающих пород и состоят в основном из глины $Al_2O_3\ 2SiO_2\ 2H_2O$, силикатов SiO_2 и железного колчедана FeS_2. В состав примесей, кроме того, входят сульфаты кальция и железа, оксиды различных металлов, фосфаты, щелочи, хлориды и т.п.

При сжигании топлива минеральные примеси в зоне высоких температур ядра факела претерпевают ряд превращений, в процессе которых образуется зола. 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. Свойства золы играют большую роль в организации работы КУ. Часть золы, расплавленной в ядре факела, в условиях турбулентного перемешивания объединяется (слипается) и, становясь крупными тяжелыми частицами, выпадает в нижнюю часть топочной камеры 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 является наличие в ней ванадия, интенсифицирующего образование плотных отложений на поверхности нагрева. Оксиды ванадия, кроме того, в определенной зоне температур вызывают коррозию этих поверхностей.

3) *Влагосодержание*, как и зольность топлива, относится к его балласту и снижает теплоту сгорания. 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 $W_{внш}$ атмосферные условия, при которых хранится или перевозится топливо. $W_{внт}$ входит в органическое вещество топлива.

Принято внутреннюю влагу называть гигроскопической $W^{гu}$ (в бурых углях - 10÷13 %, в каменных углях 3÷8 %, в антрацитах и полуантрацитах 1,5÷2,5 %). В жидком топливе (мазуте) влага присутствует обычно в небольшом количестве (1÷3 %), а в отдельных случаях (обводненные мазуты) - до 12 %, что связано с разогревом вязких мазутов перед их сливом высокотемпературным паром путем непосредственного ввода пара в массу мазута. В природных газах практически нет влаги, газ обезвоживается перед поступлением его в газопровод. Наличие влаги в топливе $\downarrow Q^{p}_{н}$, что ведет к $\uparrow$ его расхода. При этом $\uparrow$ объемы продуктов сгорания, $\uparrow$ потери теплоты с уходящими газами, расход энергии на 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.

4) *Серосодержание (сернистость).* Сера имеет невысокую теплоту сгорания, а продукты ее сгорания (оксиды серы SO_2 и SO_3) оказывают вредное воздействие на окружающую среду и рабочие поверхности котельной установки. Сера в твердом топливе находится частично в составе органической массы, в горючей массе в форме сульфата железа (колчедана FeS_2), а также входит в минеральную часть (в виде сульфатов типа $CaSO_4$, Na_2SO_4 и т.д.). Сульфатная сера полностью окислена и в процессе горения не участвует. 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 (0,5÷1,5 %) и высокосернистые (1,5÷3,5 %). В природном газе сера присутствует в основном в форме газообразного сероводорода H_2S, количество которого достигает в отдельных случаях 0,8 % объема газа.

5) *Приведенные характеристики топлива*. С увеличением балласта уменьшается горючая часть топлива и одновременно снижается его $Q^p_н$. Для обеспечения заданной паропроизводительности котла 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 $Q^p_н$, которое называется *приведенной характеристикой.*

В практике пользуются тремя характеристиками: *приведенная влажность* ($W^n = W^p/Q^p_н$), *зольность* ($A^n = A^p/Q^p_н$) и *сернистость* ($S^n = S^p/Q^p_н$).

2.1.3 Технические характеристики отдельных видов топлива.

Твердое топливо.

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 кислородосодержащих молекул топлива с образованием газообразных веществ, получивших название *летучие вещества* (*CO, H_2, CO_2, C_mH_n, H_2S, CN* и др.). Выход летучих веществ из твердого топлива происходит в интервале температур от 160 до 1100 °С и определяется содержанием кислорода в топливе:

$$V^р_л = V^г_л \cdot (100 - W^р - A^р)/100. \qquad (2.6)$$

Летучие вещества, выделившиеся из топлива, обеспечивают более раннее воспламенение оставшейся твердой частицы, так как летучие вещества воспламеняются при более низкой температуре (350÷600 °С), чем твердый остаток (950÷1000 °С), 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. В связи с этим выход летучих веществ оказывает непосредственное влияние на организацию топочного процесса, выбор объема топочной камеры, эффективность (полноту) сжигания топлива.

Структура кокса. Твердый остаток, который получается после нагревания топлива (без доступа окислителя) и выхода летучих веществ называется *коксом*. В состав кокса входят остаточный углерод и зола. При низких температурах в твердом остатке кроме золы может оказаться часть элементов (*C, H, $S_л$, N*). Тогда твердый остаток называется *полукоксом*.

По своим механическим свойствам кокс может быть порошкообразным, слабоспекшимся и спекшимся. В зависимости от выхода летучих веществ и характеристики кокса каменные угли разделяются на 10 марок: длиннопламенный – *Д*, газовый – *Г*, газовый жирный – *ГЖ*, жирный – *Ж*, коксовый жирный – *КЖ*, коксовый – *К*, коксовый второй – $К_2$, отощенный спекающийся – *ОС*, слабоспекающийся–*СС*, тощий – *Т*.

Температурные характеристики золы. Поскольку золовые частицы представляют собой смесь минералов с различной температурой их плавления, состояние золы при высокотемпературном нагреве характеризуется следующими температурными точками (рисунок 2.2): t_1 - начало деформации золовой пирамидки; t_2 - начало размягчения золы; t_3 - температура жидкоплавкого состояния золы; t_0 - температура истинно жидкого состояния.

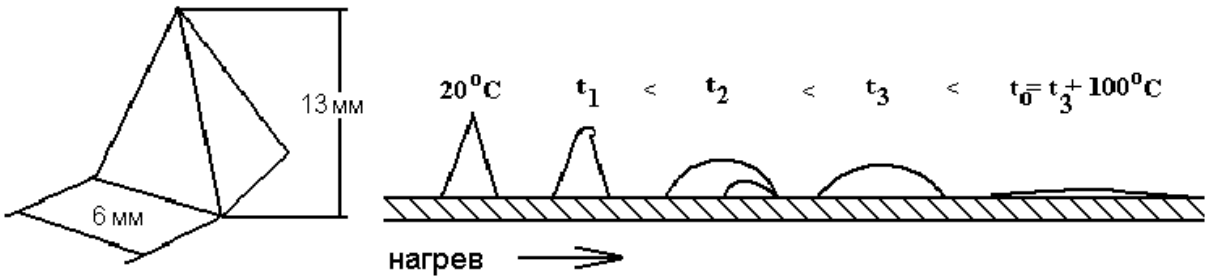


Рисунок 2.2 - Метод определения характерных температур плавкости золы

Мазут.

Важнейшей технической характеристикой, определяющей текучесть и условия применения мазута, является *вязкость*, которая существенно зависит от температуры и 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.

*Плотность***.** Обычно пользуются относительной плотностью мазута (плотностью по отношению к плотности воды при температуре 20°С), которая составляет ρ_{20} = 0,99÷1,06.

Температура вспышки и воспламенения - это температура, при которой пары мазута над поверхностью жидкой фазы кратковременно воспламеняются при поднесении источника огня.

Температурой воспламенения считается такая температура паров в смеси с воздухом, при которой после вспышки продолжается устойчивое горение не менее 5 сек. Эта температура обычно на 15÷20 °С выше, чем при вспышке. Мазут, сжигаемый на электростанциях, имеет температуру вспышки 135245°С, поэтому во избежание пожара температура подогрева мазута в открытых системах всегда должна быть ниже температуры вспышки (≤10°С).

Газ.

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

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

Токсичность. Под токсичностью понимают способность газового топлива вызывать отравление. Наиболее опасными в этом отношении компонентами являются оксид углерода (CO) и сероводород (H_2S).

Предельно допустимая концентрация CO в воздухе составляет 0,0024 % (0,03 мг/л), а опасна для жизни 0,4 % (при воздействии в течение 5÷6 минут). Сернистые соединения в большинстве природных газов практически отсутствуют. В природном газе все его компоненты перемешаны равномерно, и если состав газа известен, то концентрацию в воздухе вредных газов можно установить по присутствию в воздухе метана, процентное содержание которого определяют прибором - *метаномером*. Почти все природные газы совсем не имеют запаха или имеют весьма слабый запах. Для своевременного обнаружения утечки газа и принятия мер безопасности газовое топливо до поступления в газовую магистраль «*одорируют*», т.е. придают характерный острый запах введением сернистого соединения - меркаптана.

2.2 Горение топлива

Горение топлива – химическая реакция соединения горючих элементов топлива с окислителем при высокой температуре, сопровождающаяся интенсивным выделением теплоты:

$$C+O_2 \Rightarrow CO_2 + Q_c\uparrow; \quad 2H_2+O_2 \Rightarrow 2H_2O + Q_{H2}\uparrow; \quad S+O_2 \Rightarrow SO_2 + Q_{S2}\uparrow. \qquad (2.7)$$

Горение

полное (образуются продукты CO_2, H_2O, SO_2)

неполное (дополнительно образуются CO, H_2, CH_4)

Процессы горения разделяют на 2 группы: *гомогенное* горение (горение газообразных горючих) и *гетерогенное* горение (горение твердых и жидких горючих). Причины неполноты горения: локальный недостаток окислителя: $C+0,5O_2 \Rightarrow CO$; температура газов <1000 ºС, или >2000 ºС; недостаточный контакт горючих элементов и окислителя.

Процесс горения твердого топлива состоит из следующих стадий:

– подсушка топлива и нагревание до температуры начала выхода летучих веществ;

– воспламенение летучих веществ и их выгорание;

– нагревание кокса до воспламенения;

– выгорание горючих веществ из кокса.

Горение жидкого топлива.

Основным видом жидкого топлива, используемого в теплоэнергетике и промышленной теплотехнике, является мазут. В установках небольшой мощности также используют смесь технического керосина со смолами. Наибольшее применение получил метод сжигания в распыленном состоянии. Этот метод позволяет значительно ускорить его сгорание и получить высокие тепловые напряжения объемов топочных камер вследствие увеличения площади поверхности контакта топлива с окислителем.

Процесс горения жидкого топлива можно разделить на следующие стадии: нагревание и испарение топлива; образование горючей смеси; воспламенение горючей смеси от постороннего источника (искры, раскаленной спирали и т.п.); собственно горение смеси.

Горючие вещества топлива взаимодействуют с кислородом воздуха в определенном количественном соотношении. Расход кислорода и количество получающихся продуктов сгорания рассчитывают по *стехиометрическим уравнениям* горения:

– при полном сгорании углерода образуется: $C+O_2=CO_2 \Rightarrow$, исходя из молекулярной массы, получим: 1 кг C + 2,67 кг O_2 = 3,67 кг CO_2;

– при окислении (горении) водорода: $2H_2+O_2=2H_2O \Rightarrow$, исходя из молекулярной массы, получим: 1 кг H_2 +5,6 м^3 O_2= 11,2 м^3 H_2O;

– при горении серы образуется: $S + O_2 = SO_2 \Rightarrow$, исходя из молекулярной массы, получим: 1 кг S + 0,7 м^3 O_2 = 0,7 м^3 SO_2.

Теоретическое количество воздуха, необходимого для полного сгорания 1 кг топлива, определяется по следующей формуле:

$$V^o = 0,0889\,(C^p + 0,375S_л^p) + 0,265\,H^p - 0,033O^p, \text{ м}^3/\text{кг}. \qquad (2.8)$$

Теоретическое количество воздуха, необходимого для сжигания газа:

$$V^o = 0,0476\,(0,5CO + 0,5H_2 + 1,5H_2S + \sum(m + n/4)C_mH_n - O_2), \text{ м}^3/\text{м}^3, \qquad (2.9)$$

то есть V^o представляет собой минимальное количество воздуха, необходимое для обеспечения полного сгорания 1 кг (1 м^3) топлива при условии, что при горении используется весь содержащийся в топливе и подаваемый вместе с воздухом кислород.

В реальных условиях из-за технических трудностей ощущается местный недостаток или избыток окислителя (воздуха), в результате ухудшается полное горение топлива. Поэтому воздух подается в большем количестве по сравнению с его теоретическим количеством $V^o_в$.

Отношение действительного количества воздуха ($V_в$), подаваемого в топку, к теоретически необходимому количеству называется *коэффициентом избытка воздуха*:

$$\alpha = V_в / V^o_в \qquad (1{,}02 \div 1{,}7). \qquad (2.10)$$

Коэффициент избытка воздуха на выходе из топочной камеры обозначается $\alpha_т$. Доля избыточного воздуха в топке зависит от сорта топлива, способа его сжигания и конструкции топочного устройства.

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

$$\Delta\alpha_i = \Delta V_i / V^o_в, \qquad (2.11)$$

где ΔV_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:

$$\alpha_i = \alpha_m + \Sigma\Delta\alpha_i. \qquad (2.12)$$

В топочной камере также имеют место присосы воздуха $\Delta\alpha_т$, с учетом этого избыток воздуха в зоне горения будет составлять:

$$\alpha_{гор} = \alpha_m - \Delta\alpha_m. \qquad (2.13)$$

2.3 Выход и состав продуктов полного сгорания топлива

В общем случае для всех видов топлива теоретический суммарный выход продуктов полного сгорания ($м^3$/кг или $м^3/м^3$) можно представить в следующем виде:

$$1кг\,(м^3) + V_в = \frac{V_{CO_2} + V_{SO_2} + V_{H_2O}}{1} + \frac{V_{N_2} + V_{O_2} + V_{вп}}{2} + \frac{V_{CO} + V_{H_2} + V_{CH_4}}{3}. \qquad (2.14)$$

где $V_в$ - объем воздуха, использованного для сжигания 1 кг ($м^3$) топлива;

V_{CO_2}, V_{SO_2} - объемы отдельных газов в продуктах сгорания, $м^3$/кг ($м^3/м^3$).

Под цифрой (1) в (2.14) объединены объемы продуктов полного окисления горючих элементов топлива, которые состоят из объема трехатомных сухих газов $V_{RO_2} = V_{CO_2} + V_{SO_2}$ и объема водяных паров V_{H_2O} в результате окисления водорода топлива.

В составе V_{RO_2} всегда $V_{CO_2} >> V_{SO_2}$, поскольку содержание серы в топливе мало.

Под цифрой (2) в (2.14) объединены объемы азота и кислорода, представляющие собой остаток воздуха после горения топлива, и водяные пары $V_{N_2} >> V_{O_2}$, т.к. кислород в значительной мере израсходован на окисление). Объем водяных паров $V_{вп}$ включает в себя испарившуюся влагу топлива и влажность самого воздуха.

Под цифрой (3) в (2.14) объединены объемы продуктов неполного окисления горючих элементов топлива ($V_{CO} > V_{H_2} + V_{CH_4}$). Соотношение между объемами V_{CO} и V_{H_2} в среднем составляет 3:1.

Наличие в продуктах неполного сгорания объема 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* $V_{O_2} = 0$.

Теоретический объем продуктов сгорания определяется как:

$$V_Г^o = V_{CO_2} + V_{SO_2} + V_{H_2O}^o + V_{N_2}^o . \quad (2.15)$$

Теоретический объем сухих газов:

$$V_{СГ}^o = V_{CO_2} + V_{SO_2} + V_{N_2}^o = V_{RO_2} + V_{N_2}^o \quad (2.16)$$

и полный объем газов:

$$V_Г^o = V_{СГ}^o + V_{H_2O}^o . \quad (2.17)$$

Объем $V_{H_2O}^o$ включает полный объем водяных паров в продуктах сгорания $V_{H_2O}^o = V_{H_2O} + V_{ВП}$. 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 сек.).

Поэтому для обеспечения полноты сгорания топлива, удовлетворяющего экономическим показателям работы парового котла, действительный объем воздуха в зоне горения всегда поддерживают несколько больше теоретического:

$$V_{УХ} = V_Г^o + (\alpha_{УХ} - 1) \cdot V_B^o , \quad (2.18)$$

где $V_{ух}$ – действительный объем уходящих газов за последней поверхностью котла;

$V_Г^o$ - объем продуктов полного сгорания топлива;

$\alpha_{ух} = \alpha_т + \Delta\alpha_{пе} + \Delta\alpha_{вт} + \Delta\alpha_{эк} + \Delta\alpha_{вп}$ – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах.

Объем избыточного воздуха определяется по формуле:

$$\Delta V_{изб} = (\alpha_т - 1) \cdot V_B^o + \sum \Delta\alpha_i V_в^o , \quad (2.19)$$

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

Первое слагаемое в формуле (2.19) 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^{max}. Максимальное содержание сухих трехатомных газов в продуктах сгорания (при $\alpha = 1$ и $O_2 = 0$):

$$RO_2^{max} = \frac{21}{1+\beta_m}, \qquad (2.20)$$

где β_m - топливная характеристика, зависящая при сжигании в воздухе от состава топлива:

$$\beta_m = 2{,}35\frac{H^p - 0{,}126\cdot O^p + 0{,}038\cdot N^p}{C^p + 0{,}375\cdot S^p}. \qquad (2.21)$$

Для различных видов топлива RO_2^{max} составляет: для твердого топлива – 10 ÷ 20 %; для мазута – 16 ÷ 17 %; для природного газа – 11 ÷ 13 %.

Для определения избытка воздуха используется углекислотная формула:

$$\alpha = \frac{RO_2^{max}}{RO_2}. \qquad (2.22)$$

В составе газа RO_2 определяется ручным газоанализатором либо хроматографом. В реальных условиях в продуктах сгорания имеется избыточный кислород и возможен химический недожог топлива. Тогда значение RO_2^{max} становится переменным, и для его определения необходим полный химический анализ:

$$RO_2^{max} = \frac{21\cdot(RO_2 + CO + CH_4)}{21-(O_2 - 0{,}4\cdot CO - 0{,}2\cdot H_2 - 1{,}6\cdot CH_4)}. \qquad (2.23)$$

При этом использование формулы (2.23), в которой RO_2^{max} получено только по составу топлива, ведет к дополнительной ошибке. Поэтому указанная углекислотная формула определения α по (2.23) является приближенной. В последнее время наиболее широко применяется метод определения избыточного кислорода в потоке дымовых газов.

Контроль за избытком 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:

$$O_2 = \frac{0{,}21 \cdot (\alpha - 1) \cdot V_в^o}{V_{СГ}} \cdot 100. \quad (2.24)$$

С учетом ранее сказанного объем $V_{СГ} = \alpha_* V_в^o$, тогда:

$$O_2 = \frac{21 \cdot (\alpha - 1)}{\alpha} \quad (2.25)$$

и окончательно искомый избыток воздуха:

$$\alpha = \frac{21}{21 - O_2}. \quad (2.26)$$

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 (2.26) примет вид:

$$\alpha = \frac{21}{21 - (O_2 - 0{,}5 \cdot (CO + H_2))}, \quad (2.27)$$

где CO, H_2 - % содержания в газах продуктов недожога.

Их количество определяется методами газовой хроматографии. Кислородная формула (2.27) точна, когда теоретические объемы воздуха и сухих газов одинаковы.

Реально $V_{СГ}^o > V_В^o$ и определение α будет иметь небольшую ошибку, но в допустимых пределах для технических измерений при эксплуатации.

Контроль за α на котле осуществляют в двух точках газового тракта - в поворотной камере и за воздухоподогревателем. 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.

3 Эффективность использования теплоты топлива. Тепловой баланс и КПД котельной установки. Потери теплоты

3.1 Тепловой баланс котельной установки

Распределение теплоты, вносимой в котельную установку при сжигании топлива, на полезно использованную теплоту и тепловые потери носит название *теплового баланса*.

При сжигании 1 кг (или 1 м^3) рабочей массы топлива полное количество теплоты, которое может выделиться в топке, называют *располагаемой теплотой топлива*:

$$Q_P^P = Q_p^н + Q_{доп}, \quad (3.1)$$

где $Q_p^н$ - низшая удельная теплота сгорания топлива, кДж/кг;

$Q_{доп}$ – дополнительные источники теплоты при сжигании топлива, определяются как:

$$Q_{доп} = Q_{внш} + Q_{тл} + Q_п - Q_к, \quad (3.2)$$

где $Q_{внш}$ - теплота, поступившая в котел с воздухом при подогреве его вне агрегата;

$Q_{тл}$ - физическая теплота топлива, поступающего в горелки;

$Q_п$ - теплота пара для распыления мазута в горелках;

$Q_к$ - теплота, затраченная на разложение карбонатов рабочей массы сланцев, содержащей $CaCO_3$ и $MgCO_3$, с образованием газообразного CO_2[к].

Располагаемая теплота расходуется на получение некоторого количества рабочего тела с нужными параметрами, которое называют *использованным* и обозначают через Q_1, кДж/кг (кДж/м^3).

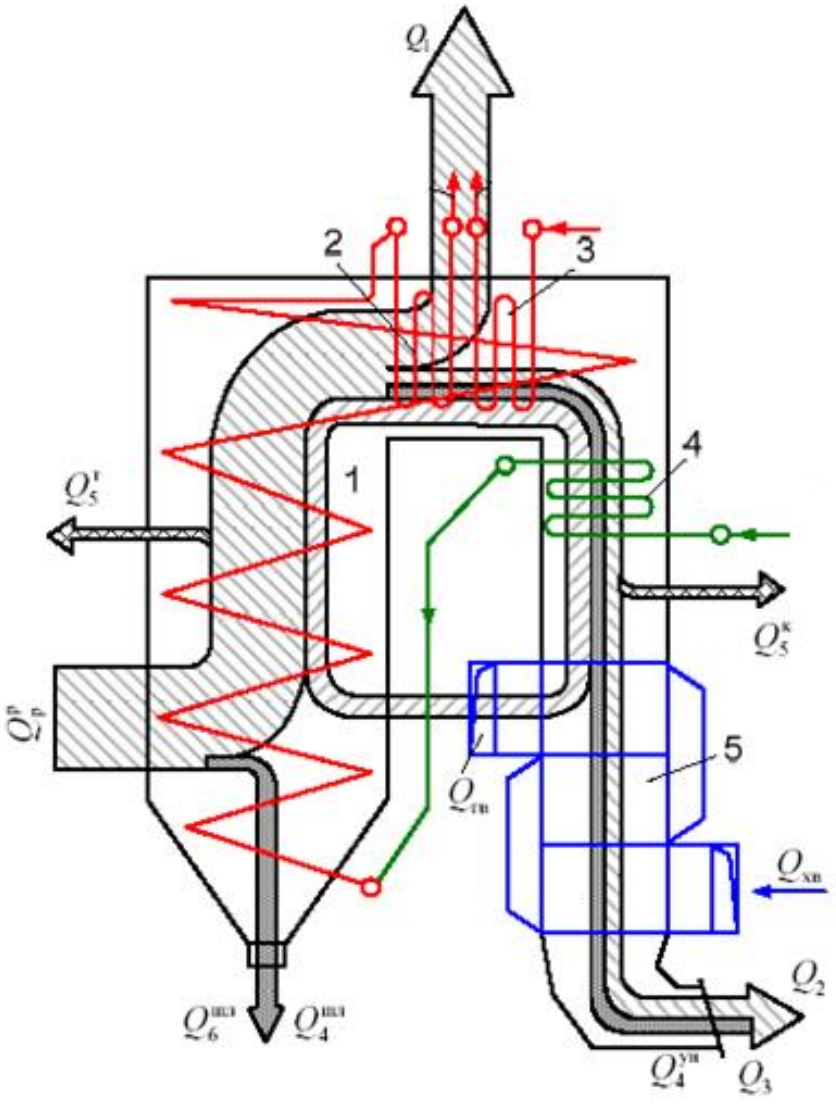


Рисунок 3.1 – Схема теплового баланса котельной установки

Для 1 кг (или 1 м^3) топлива, уравнение теплового баланса имеет вид (рисунок 3.1):

$$Q_P^{\ P} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6, \qquad (3.3)$$

где $Q_p^{\ p}$ – располагаемая теплота топлива;

Q_1 – полезно используемая теплота;

Q_2 – потери теплоты с уходящими газами;

Q_3 – потеря теплоты от химической неполноты сгорания топлива;

Q_4 – потеря теплоты от механической неполноты сгорания топлива;

Q_5 – потери теплоты от наружного охлаждения котла;

Q_6 – потери теплоты с физической теплотой шлака.

Если $q_i = \frac{Q_i}{Q_p^{\ p}} \cdot 100\ \%$, *то* $q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6 = 100\ \%$.

3.2 Коэффициент полезного действия и потери теплоты

КПД брутто котла можно определить по прямому балансу:

$$\eta_{ка}^{бр} = q_1 = \frac{Q_1}{Q_н^p} \cdot 100 = \frac{D_{пе} \cdot (h''_{пе} - h_{пв}) + D_{вт} \cdot (h''_{вт} - h'_{вт})}{B_p * Q_н^р} \cdot 100, \qquad (3.4)$$

где $D_{пе}$, $D_{вт}$ – расходы свежего и вторично перегретого пара, кг/с;

$h_{пе}$, $h_{пв}$, $h_{вт}''$ и $h_{вт}'$ - энтальпия перегретого пара, вторично перегретого пара на выходе и на входе в промежуточный перегреватель, кДж/кг;

B_p – расчетный расход топлива, кг/с;

$Q^p_н$ – низшая удельная теплота сгорания топлива, кДж/кг.

При балансовых испытаниях такой метод не находит применения из-за высокой погрешности. При подсчете по обратному балансу $\eta_{ка}^{бр}$ находится косвенным путем через потери тепла в виде:

$$\eta_{ка}^{бр} = 100 - \sum_{i=2}^{6} q_i\ ,\% . \qquad (3.5)$$

У котельных агрегатов большой мощности $\sum_{i=2}^{6} q_i$ = 8÷12 %.

Полезно используемая теплота Q_1 - это та теплота, которая расходуется на нагрев воды, парообразование и перегрев пара:

$$Q_1 = \frac{D_{пе}}{B}(h''_{пе} - h_{пв}) + \frac{D_{вт}}{B}(h''_{вт} - h'_{вт}) + \frac{D_{пр}}{B}(h'_{пр} - h_{пв}), \quad q_1 = \frac{Q_1}{Q^p{}_p} \cdot 100, \qquad (3.6)$$

где $D_{пе}$, $D_{вт}$, $D_{пр}$ – расходы свежего, вторично перегретого пара и продувочной воды из барабана котла, кг/с;

$h''_{пе}, h_{пв}, h'_{пр}$ - энтальпия перегретого пара, питательной воды и воды на линии насыщения при давлении в барабане, кДж/кг;

$h''_{вт}, h'_{вт}$ - энтальпии вторично перегретого пара на выходе из промежуточного перегревателя и на входе в него, кДж/кг.

1) Потери тепла с уходящими газами, Q_2.

Это теплота, уносимая газами через дымовую трубу в атмосферу (при t =120÷170 ºС).

$$Q_2 = J_{ух} - J_{х.в.} = (J^0{}_{ух} + (\alpha_{ух} - 1) \cdot J^0{}_{В}) - (\alpha_{ух} \cdot J^0{}_{х.в.}),\ q_2 = \frac{Q_2}{Q_p{}^p} \cdot 100 = 4 \div 10\ \%, \quad (3.7)$$

где $J_{ух}$, $J_{х.в.}$ - энтальпия уходящих из котлов газов и поступающего холодного воздуха, кДж/кг топлива.

Факторы, влияющие на величину q_2:

– температура уходящих газов (для ↓ $\upsilon_{ух}$ размещают дополнительные поверхности нагрева);

– присосы холодного воздуха (с ↑ $\Delta\alpha_i$, ⇒ ↑ объем и температура уходящих газов, соответственно возрастает их энтальпия, а значит, растет q_2);

– влажность топлива (с ↑ влажности, ↑ содержание воды в топливе следовательно ↑q_2);

– загрязнение поверхностей нагрева (с ↑ толщины загрязненного слоя ↓ коэффициент теплопередачи ⇒ ↓ $Q_{отд}$, ↑ $\upsilon_{ух}$ и как следствие ↑ q_2);

– паропроизводительность котла (с ↑ паропроизводительности ↑: $Q_{выд}$ - пропорционально D^1, $Q_{отд}$ - пропорционально $D^{0,6}$.

Меры по ↓ q_2: чистота поверхностей нагрева; устранение присосов.

2) Потеря теплоты от химической неполноты сгорания топлива, Q_3.

При сжигании топлива, кроме CO_2, H_2O и SO_2, образуются CO, H_2 и CH_4, сжигание которых за пределами топки невозможно в виду низких температур. Та теплота, которая выделилась бы при их сжигании, называется потерей от химического недожога - Q_3.

$$Q_3 = Q_{CO} \cdot V_{CO} + Q_{H_2} \cdot V_{H_2} + Q_{CH_4} \cdot V_{CH_4}, \quad (3.8)$$

где $V_{CO}, V_{H_2}, V_{CH_4}$ - объемы горючих газов в продуктах сгорания, м^3/кг;

$Q_{CO}, Q_{H_2}, Q_{CH_4}$ - объемная теплота сгорания горючих газов, кДж/ м^3.

Исходя из величины объемной теплоты сгорания горючих газов, удельная величина тепловых потерь определяется по формуле:

$$q_3 = (126{,}4 \cdot V_{CO} + 108 \cdot V_{H_2} + 358.2 \cdot V_{CH_4}) \cdot \frac{(100 - q_4)}{Q_p^p}, \quad q_3 = 0{,}1 \div 1\ \%. \quad (3.9)$$

Факторы, влияющие на величину q_3:

– коэффициент избытка воздуха $\alpha_т$ (при $\alpha_т < \alpha_{кр}$ появляются зоны с недостатком окислителя и как ⇒ образуются CO, H_2 CH_4, что ведет к ↑ q_3);

– температура в топке (при $t_т \le 1000^oC$ ↓ скорость реакции горения ⇒ ↑ содержание CO, H_2, CH_4 ⇒ ↑ q_3. Если $t_т > 2000\ ^oC$ - идет процесс диссоциации);

– тепловые напряжение топочного объема (при $q_V < 0{,}1$ ↓ расход топлива ⇒ ↓ температуре в топке ⇒ ↓ скорость горения ⇒ растет q_3. Если $q_V > 0{,}4$ ⇒ ↑ расход топлива, температура в топке, скорость горения ↓ $\tau_{преб}$, ⇒ растет q_3;

– паропроизводительность котла;

– скорость вторичного воздуха (при ↓ скорости вторичного воздуха ↓ скорость смесеобразования, а значит, ↑ CO, H_2, $CH_4 \Rightarrow$ растет q_3.

Меры снижения q_3: интенсивное предварительное смесеобразование при $\alpha_т$ - оптимальном, высокие температуры $\upsilon_2 = 1200 - 1700,^0 C$ - оптимальный расход для данной топки.

3) Потери теплоты от механической неполноты сгорания топлива, Q_4.

При сжигании топлива часть его не сгорает в топке и выносится за ее пределы с частицами золы и шлака. Теплота, которая выделилась бы при дожигании горючих в шлаке и уносе называется потерей теплоты с механическим недожогом:

$$Q_4 = Q_4^{шл} + Q_4^{ун} = \frac{Г_{шл}}{100} \cdot \frac{G_{шл}}{B} \cdot Q_{гор}^{шл} + \frac{Г_{ун}}{100} \cdot \frac{G_{ун}}{B} \cdot Q_{гор}^{ун}, \qquad (3.10)$$

с учетом золового баланса:

$$1 = a_{ун} + a_{шл} \Rightarrow Q_4 = \frac{Г_{шл}}{100 - Г_{шл}} \cdot \frac{A^p}{100} \cdot Q_{гор}^{шл} + \frac{Г_{ун}}{100 - Г_{ун}} \cdot \frac{A^p}{100} \cdot Q_{гор}, \quad (3.11)$$

где $Г_{шл}$ и $Г_{ун}$ – содержание горючих в шлаке и уносе;

$G_{шл}$ и $G_{ун}$ – расход шлака и золовых частиц;

$Q_{гор}^{шл}$ и $Q_{гор}^{ун}$ – теплота сгорания горючих в шлаке и уносе.

$$q_4 = \frac{Q_4}{Q_p^p} \cdot 100 = 0{,}5 \div 6 \ \%.$$

Факторы, влияющие на q_4:

– марка топлива (с ↑$V^г$ ↓ время воспламенения и ↑ пористость ⇒ ↓ q_4);

– зольность (с ↑ зольности ухудшается доступ O_2 к горючим и ↑q_4;

– размер частицы топлива (с ↑ размер частицы ↑ толщина золовой оболочки ⇒ ↓ доступ кислорода, растет q_4);

– тепловое напряжение топки; паропроизводительность котла;

– коэффициент избытка воздуха (если $\alpha_т$<1,2 ⇒, q_4 растет из-за нехватки окислителя, а если $\alpha_т$>1,2 ⇒, q_4 растет из-за увеличения скорости газов и снижения времени пребывания топлива в камере сгорания).

4) Потери теплоты от наружного охлаждения котла, Q_5.

Это потеря определяется тем, что обмуровка и обшивка котла и его элементы, имея более высокую температуру, чем окружающий воздух помещений, отдают часть теплоты во вне:

$$Q_5 = F_{ст} \cdot (\alpha_к + \alpha_л) \cdot (t_{ст} - t_{окр}) / B, \qquad q_{т\,п.} = 200 \div 300, \frac{Вт}{м^2}; \qquad (3.12)$$

$$q_5 = \frac{Q_5}{Q_p^p} \cdot 100 \le 0{,}2 \ \%.$$

5) Потери с физической теплотой шлака, Q_6.

При сжигании твердого топлива образуется шлак, который выводится из топки при t = 600÷1500 ºС), данное тепло передается воде, находящейся в шлаковой ванне, и безвозвратно теряется.

$$Q_6 = \alpha_{шл} \cdot A^p (c\vartheta)_{шл}, \; q_6 = \frac{Q_6}{Q_p^{\;p}} \cdot 100 = 0{,}5 \div 1{,}5\ \%, \qquad (3.13)$$

где $\alpha_{шл}=1-\alpha_{ун}$ - доля шлакоудаления в топочной камере;

$(c\vartheta)_{шл}$ - энтальпия удаляемого шлака, включая теплоту плавления шлака при температуре выше 1300°С, кДж/кг.

Значение потерь q_6 существенно зависит от способа удаления шлаков из топки. При организации твердого шлакоудаления принимают долю $\alpha_{шл}=0{,}05$, температура шлаков при этом составляет 600 ÷ 700°С. Учет этих потерь при твердом шлакоудалении производится только для многозольного топлива ($A^p>2{,}5\ Q^p_н$).

В случае жидкого шлакоудаления температура вытекающего шлака определяются значением температуры плавления $t_{шл}=t_c+100\ °C$ и в среднем составляет 1400÷1600°С, доля шлакоудаления также возрастает до $\alpha_{шл}=0{,}15 \div 0{,}3$. В этом случае потери q_6 становятся заметными (q_6 до 1,5 %) и их учитывают обязательно.

4 Общие сведения о системе топливоприготовления. Сжигание твердого, жидкого и газообразного топлива. Схемы. Характеристики угольной пыли. Основное оборудование схем топливоприготовления

4.1 Приготовление к сжиганию твердого топлива

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 к сжиганию происходит в следующей последовательности:

– разгрузка топлива (размораживание в зимнее время);

– дробление кусков топлива в дробилках до максимального размера частиц 15÷25 мм (дробленка);

– сушка и размол в углеразмольных мельницах до мельчайшей угольной пыли (пылеприготовление);

– подача топлива к горелкам котла.

Классификация систем пылеприготовления.

1) По принципу обеспечения котлов топливом системы пылеприготовления разделяются на *центральные* и *индивидуальные* (рисунок 4.1).

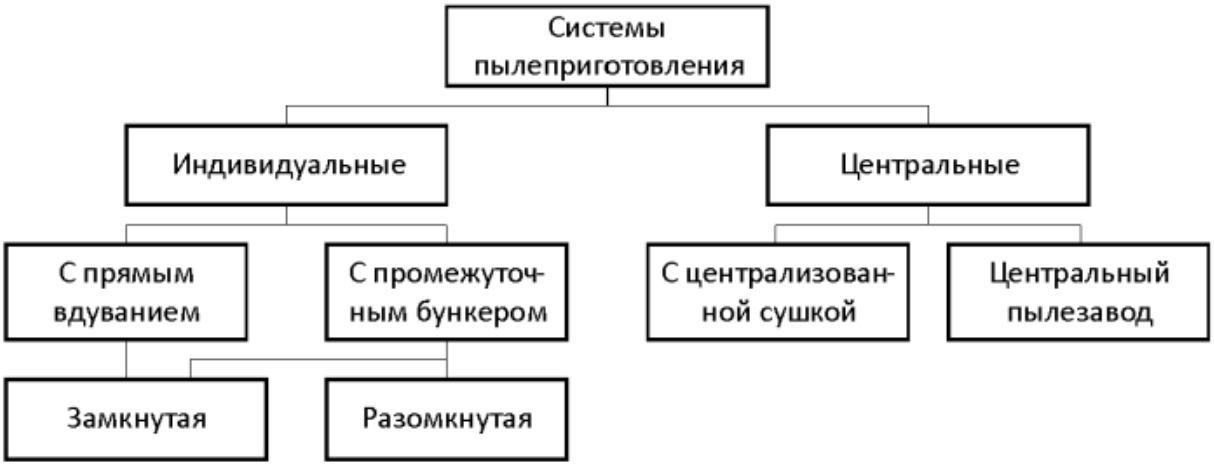


Рисунок 4.1 – Квалификационная схема систем пылеприготовления

2) По способу сушки: *воздушная* сушка (сушильный агент = горящий воздух + присадки холодного воздуха); *газовоздушная* (сушильный агент = продукты сгорания + горячий воздух); *газовая* (сушильный агент = горячие газы + холодные газы).

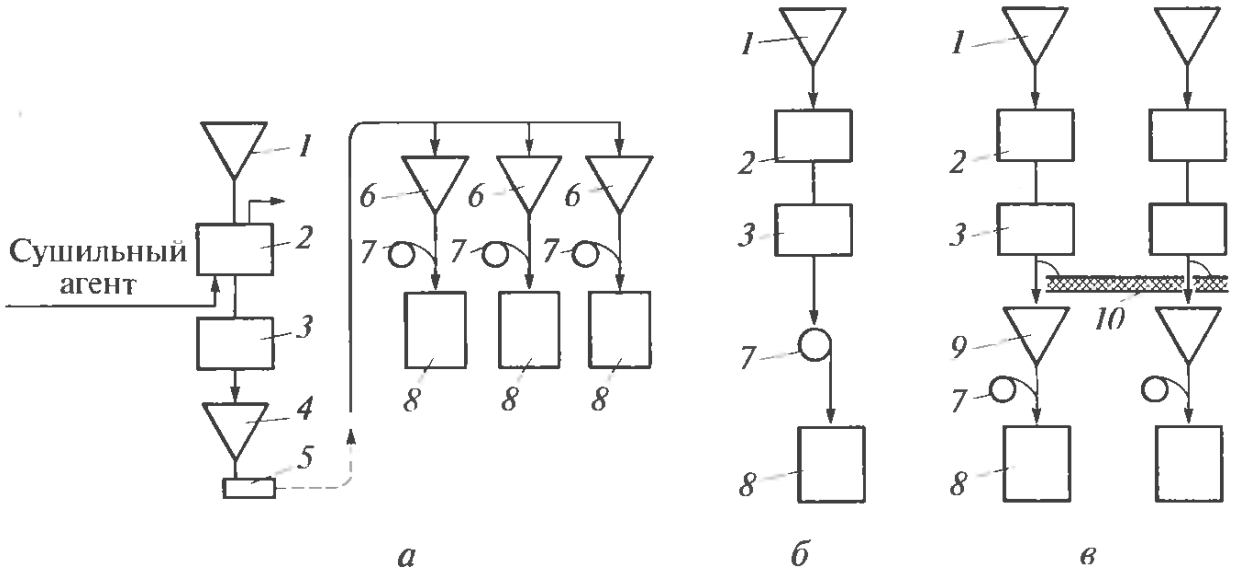
3) По типу транспортировки среды: транспортировка пыли *отработанным сушильным агентом* (ОСА); транспортировка пыли *горячим воздухом* и транспортировка пыли горячим воздухом и ОСА.

4) По способу подачи пыли в топку: пылесистема с *прямым вдуванием* (вся пыль из мельниц подается сразу в горелки котла, при этом расход топлива на котел равен суммарной производительности мельниц); пылесистема с *промбункером* (пыль, вырабатываемая мельницами сначала попадает в промбункер, а затем оттуда пылепитателями подается в пылепроводы и уносится транспортирующей средой в котел).

5) По способу использования основного сушильного агента: *замкнутые* пылесистемы (сушильный агент поступает в топку через основные горелки); *полуразомкнутые* пылесистемы (сушильный агент сбрасывается в топку через специальные сбросные горелки выше зоны активного горения, при этом удается дожечь пыль, оставшуюся в ОСА и одновременно разгрузить зону активного горения от влаги, испаренной в пылесистеме); *разомкнутые* пылесистемы (весь ОСА очищается от пыли в рукавных фильтрах и сбрасывается в атмосферу вместе с испаренной в пылесистеме влагой. Сброс происходит в газовый тракт котла перед дымососом).

Центральные пылесистемы (центральные пылезаводы). Индивидуальные пылесистемы.

В *центральной* системе пылеприготовления пыль получают для всех котлов электростанции в оборудовании, установленном в отдельном здании (центральном пылезаводе), а транспорт пыли к паровым котлам обеспечивается по пылепроводам (рисунок 4.2, а).



1 - бункер сырого угля; 2 - сушилка; 3-мельница; 4 - бункер готовой пыли; 5 - насос для пыли; 6 - расходные бункера, 7-вентиляторы; 8 - топочные камеры котлов; 9 - промежуточный бункер; 10 - шнек для пыли. а) центральная; б) индивидуальная с прямым вдуванием; в) индивидуальная с промежуточным пылевым бункером.

Рисунок 4.2 – Схемы пылеприготовления

В *индивидуальной* системе пылеприготовления (рисунок 4.2, б, в) - пыль получают в оборудовании, размещенном непосредственно у каждого котла. При этом предусматривается также возможность передачи пыли к соседним агрегатам, что повышает надежность пылеобеспечения котлов.

Выбор системы пылеприготовления для электростанции является важной технико-экономической задачей. Центральные пылесистемы оказываются более экономичными, особенно при подготовке влажных бурых углей, однако они имеют сложное оборудование высокой стоимости и еще недостаточно надежны в эксплуатации. Индивидуальные системы пылеприготовления используются на электростанциях как более простые и надежные.

Индивидуальные системы пылеприготовления в свою очередь разделяют: на *замкнутые* с прямым вдуванием пыли в топочную камеру; замкнутые с промежуточным бункером пыли; *разомкнутые* с подачей пыли горячим воздухом.

Центральные схемы пылеприготовления всегда *разомкнуты* по сушке (т.е. отработанный сушильный агент вместе с некоторым количеством неуловленного топлива сбрасывается в атмосферу).

Индивидуальная система пылеприготовления с *прямым* вдуванием (рисунок 4.2, б) отличается жесткой связью мельничного оборудования с котлом. Изменение нагрузки котла требует изменения и режима работы мельничного оборудования. Такая система пылеприготовления находит применение при сжигании высокореакционных бурых и каменных углей, допускающих наиболее грубый помол.

В индивидуальной системе пылеприготовления с *промежуточным пылевым бункером* (рисунок 4.2, в) работа оборудования не зависит от работы котла, что является основным достоинством этой системы. Наличие промежуточного пылевого бункера повышает надежность установки. Этому способствует связь мельничных устройств отдельных котлов, обеспечивающая возможность с помощью пылевого шнека передавать пыль в случае необходимости от одного котла другому. Индивидуальная система пылеприготовления с промежуточным бункером применяется для мощных котлов при работе на тощих и малореакционных топливах, требующих тонкого помола.

4.2 Оборудование схем пылеприготовления

В системе пылеприготовления, кроме основного оборудования (мельниц), имеется ряд вспомогательных элементов: сепараторы, циклоны, клапаны-мигалки, пылепитатели, пылеотделители, влияющие на равномерность выдачи пыли в горелочные устройства топки. К важным элементам системы пылеприготовления относятся также взрывные клапаны.

Разгрузка топлива. Уголь на ТЭС доставляется преимущественно железнодорожным транспортом. Груженые вагоны взвешиваются на железнодорожных весах и подаются в разгрузочное устройство. В зимнее время они предварительно проходят размораживающее устройство.

После разгрузки топливо проходит узел пересыпки и поступает либо на угольный склад, либо направляется в котельное отделение для сжигания.

Оборудование и сооружения системы разгрузки топлива: полувагоны, вагоноопракидыватели, размораживающие устройства (тепляки), бурорыхлительные машины, приемный бункер (подземные, надземные), расходный склад, дробильный корпус, металоуловители.

Хранение топлива на ТЭЦ. Склады: *расходный* (коротковременный, предназначен для систематического выравнивания расхождения в количествах прибывшего и подаваемого в бункеры котельной топлива); *резервный* (более 2 мес.); *базисный* (несколько ТЭС). Вместимость склада: 30- суточный расход топлива (СНиП II-58-75).

Транспортировка угля: ленточные конвейеры (два концевых барабана (приводной и хвостовой), эластичная лента (резинотросная, стальная обрезиненная).

Применяется двухленточная система (1- резерв), угол наклона 12, 18, для избежание увлажнения + возможность подогрева – закрытые галереи.

Бункеры: сырого угля (БСУ) и пыли (БП), расположенный внутри здания. БСУ полезная вместимость: для каменных углей – 8 часов запаса. Размеры выпускных отверстий и углы наклона стенок бункера рекомендуется выбирать с учетом сыпучи свойств топлива (угол 60÷75, размер выходного сечения 1,1÷1,8 м.).

Дробильный корпус. По пути в котельное отделение топливо проходит через дробильное помещение, где измельчается до кусков с линейными размера не более 10÷15 мм, а также из топлива удаляются инородные включения (металл, щепа и др.). После этого оно повторно взвешивается на конвейерных автоматических весах, и из него берется проба на химический анализ и на определение теплоты сгорания в отборнике.

Типы дробилок: роторная (билы), молотковая (молотки), конусная.

Сушка топлива. Для улучшения размола топлива, хранения и транспортирования пыли, а также для интенсификации ее зажигания и горения топливо подсушивают. Сушка топлива может осуществляться по *замкнутой* и *разомкнутой* схемам. Для относительно сухих углей при внешней влажности, не превышающей 10 %, сушку топлива ведут одновременно с размолом в мельничном устройстве путем подачи внутрь мельницы горячего воздуха или продуктов сгорания. Для влажных топлив (15÷20 %) частичная предварительная подсушка может осуществляться по замкнутой схеме непосредственно перед мельничным устройством в коротких сушильных трубах. Окончательная подсушка топлива выполняется в мельнице в процессе размола.

Для высоковлажного топлива (более 20 %) возможно применение предварительной сушки топлива в отдельном сушильном устройстве с разомкнутой схемой сушки. Для предварительной подсушки топлива перед мельницей применяют различные *типы сушилок*: газовые барабанные, паровые трубчатые, пневматические (трубы-сушилки), с кипящим слоем и т.д. Значение конечной влажности пыли определяется по условиям самовозгорания и взрывобезопасности.

Сепараторы пыли предназначены для выделения готовой пыли из поступающего мельничного продукта (разделение фракций пыли). Сепараторы делятся на: *центробежные, инерционные, гравитационные*.

Циклоны служат для отделения готовой пыли от сушильного агента (системы с промежуточным бункером). Циклоны бывают: *прямоточные и противоточные, с тангенциальным, винтовым, спиральным входом*.

Мельницы для приготовления пыли.

Все мельницы можно классифицировать по нескольким направлениям:

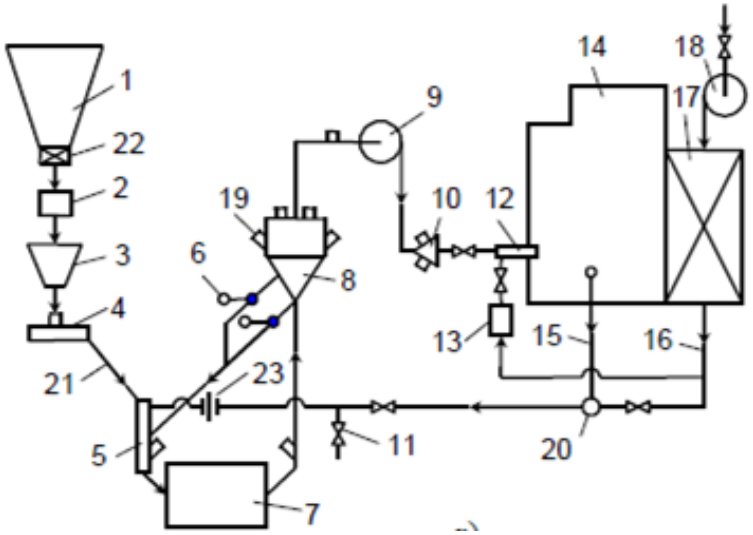
– по принципу измельчения топлива: удар мелящих органов по частицам; истирание частиц между мелющими органами; комбинированный (удар + истирание);

– по частоте вращения мелющих органов: быстроходные мельницы; среднеходные мельницы; тихоходные мельницы;

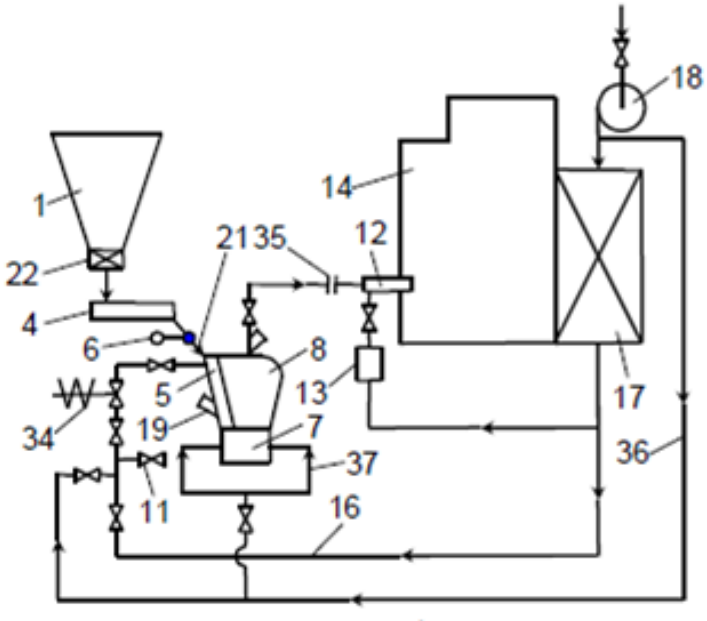
– по конструкции: система пылеприготовления комплектуется из мельниц: *шаробарабанные мельницы*, среднеходные мельницы, которые бывают *валковые и шаровые мельницы*, и быстроходные ударные мельницы, которые бывают *молотковые мельницы и мельницы - вентиляторы*.

Таблица 4.1 – Характеристики углеразмольных мельниц

№	Тип мельницы	Частота вращения, об/мин	Принцип действия	Классификация по частоте вращения
1	Шаровые барабанные мельницы (ШБМ)	16..24	Удар + истирание	тихоходная
2	Молотковые мельницы (ММ)	600..1000	Удар + истирание	быстроходная
3	Среднеходные мельницы (СМ)	50..300	истирание	среднеходная
4	Мельницы вентиляторы (МВ)	600..1500	Удар (практически)	быстроходная



а) с шаробарабанной мельницей;



б) с молотковой мельницей.

1- бункер сырого угля;
2 – автовесы;
3 – весовой бункер;,
4 – питатель угля;
5 – устройство для исходящей сушки;
6 – мигалка;
7 – мельница;
8 – сепаратор;
9 – мельничный вентилятор;
10, 13 - короба первичного и вторичного воздуха;
11 – клапан присадки холодного воздуха;
12 – горелка;
14 – котел;
15 – газопровод;
16 – воздухопровод горячего воздуха;
17 – воздухоподогреватель;
18 – дутьевой вентилятор;
19 – взрывной клапан;
20 – смесительная камера;
21 – течка сырого угля;
22 – отсекающий шибер;
23 – расходомер;
34 – шибер;
35 – заглушка;
36 – трубопровод аварийной присадки холодного воздуха;
37 - трубопровод холодного воздуха для уплотнения вала мельницы.

Рисунок 4.3 – Индивидуальные системы пылеприготовления с прямым вдуванием

Выбор типа мельницы производится в зависимости от вида топлива, его коэффициента размолоспособности, выхода летучих, требуемой тонкости пыли, паропроизводительности и количества котлов.

Шаровая барабанная мельница **(**ШБМ) представляет собой цилиндрический барабан (d=1.5÷4 м, l=2,5÷12 м), выложенный внутри волнистыми броневыми плитами из марганцовистой стали толщиной около 100 мм (рисунок 4.4). Барабан заполняется на 15-30 % своего объема стальными шарами диаметром от 25 до 70 мм. Размол топлива происходит при вращении барабана за счет массы металлических шаров.

Факторы, влияющие на размол:

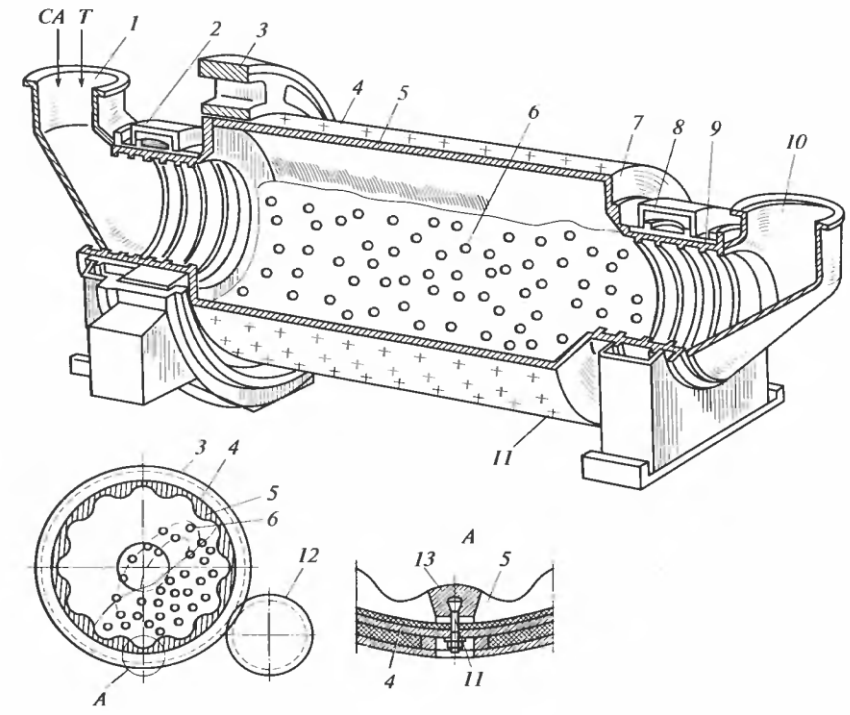
– частота вращения барабана (с $\uparrow n \Rightarrow \uparrow B_м$, но при $n > n_{кр} = 42{,}3/\sqrt{D_б}$ все шары прижмутся к внутренней поверхности барабана $\Rightarrow B_м = 0, \Rightarrow n_{раб} = 0{,}75 \cdot n_{кр}$;

– доля шаровой загрузки: $\Psi = V_{шар}/V_{бар} \cong 0{,}25$;

– диаметр шаров (при $\downarrow D_ш \Rightarrow \downarrow B_м$). Износ шаров 150÷300 грамм/тут;

– скорость вентиляции $W_б = 1 \div 3\ м/с$;

– удельные энергозатраты на помол $Э_м = N_м/B_м$; $N_м = N_{хх} + b \cdot B_м, кВт$.



1- патрубок подачи топлива и сушильного агента;
2, 8 - опорно-упорный и опорный подшипник;
3 - зубчатый венец;
4 - барабан;
5 - броневые плиты;
6 - стальные шары;
7 - торцевая стенка;
9- цапфы;
10 - патрубок готовой пыли.

Рисунок 4.4 – Конструкция ШБМ

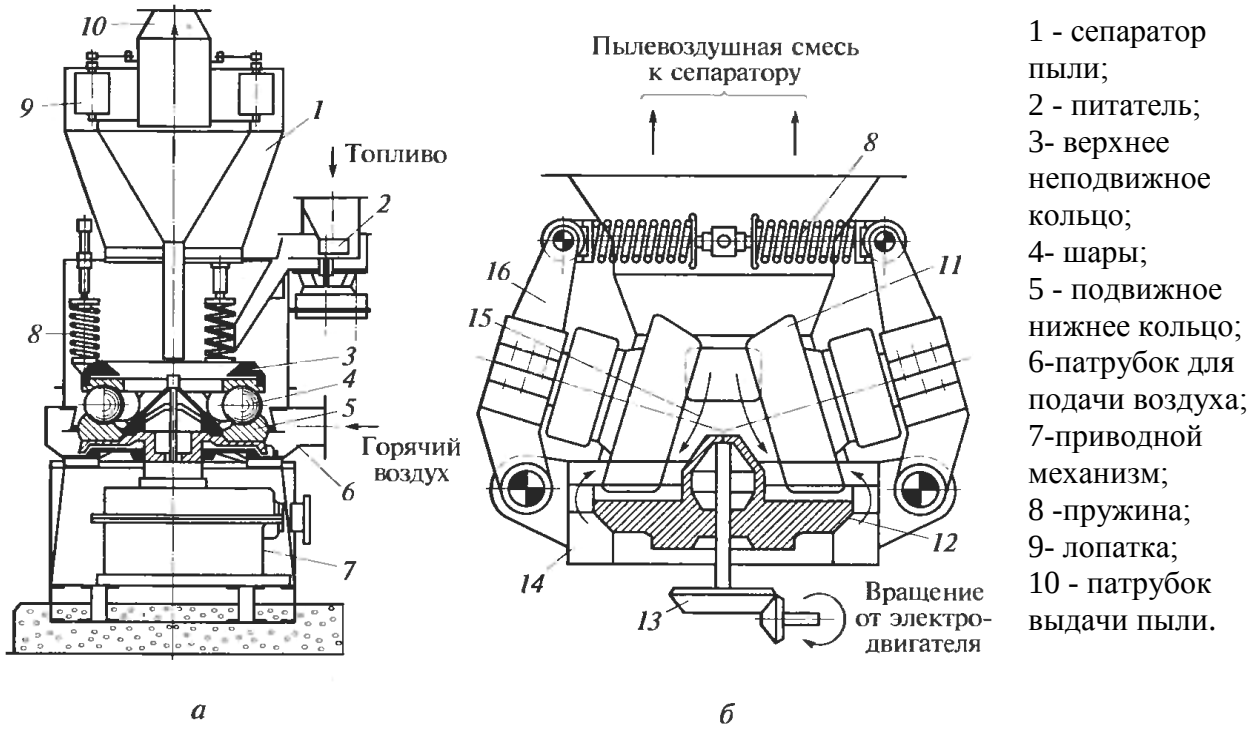
Достоинства: наиболее универсальными из всех типов мельниц. ШБМ пригодна для размола с одновременной сушкой как мягких топлив, так и твердого топлива. В ШБМ можно получить пыль любом тонкости помола; возможно достижение большой единичной мощности (30 т/ч). Наибольшее применение находят ШБМ в индивидуальных системах пылеприготовления с промежуточным бункером.

Недостатки: громоздкость и сложность оборудования, больший расход энергии на размол и пневмотранспортировку пыли, по сравнению с другими видами мельниц (25÷35 кВт·ч/т), и в связи с этим имеют более низкие экономические показатели пылеприготовления.

Шаровая и валковая среднеходные мельницы.

Среднеходные мельницы выполняются шаровыми (МШС) либо валковыми (МВС). Измельчение топлива в *среднеходных мельницах* происходит раздавливанием кусков угля на вращающемся радиальном столе под действием сил раздавливания прижимаемых к столу вращающихся стальных шаров в МШС и конических валков в МВС (рисунок 4.5). Производительность составляет: МШС - 3,5÷50 т/ч, МВС - 3,8÷14 т/ч.

Валковые среднеходные мельницы (СМ) применяются для размола каменных и маловлажных бурых углей в пылесистемах с прямым вдуванием.



1 - сепаратор пыли;
2 - питатель;
3- верхнее неподвижное кольцо;
4- шары;
5 - подвижное нижнее кольцо;
6-патрубок для подачи воздуха;
7-приводной механизм;
8 -пружина;
9- лопатка;
10 - патрубок выдачи пыли.

Рисунок 4.5 - МШС (а) и МВС (б) мельницы

Достоинства: меньшие энергозатраты (по сравнению с ШБМ); компактность, успешное применение на размоле высокозольных каменных углей типа экибастузскпх, минеральная часть которых слабоабразивна.

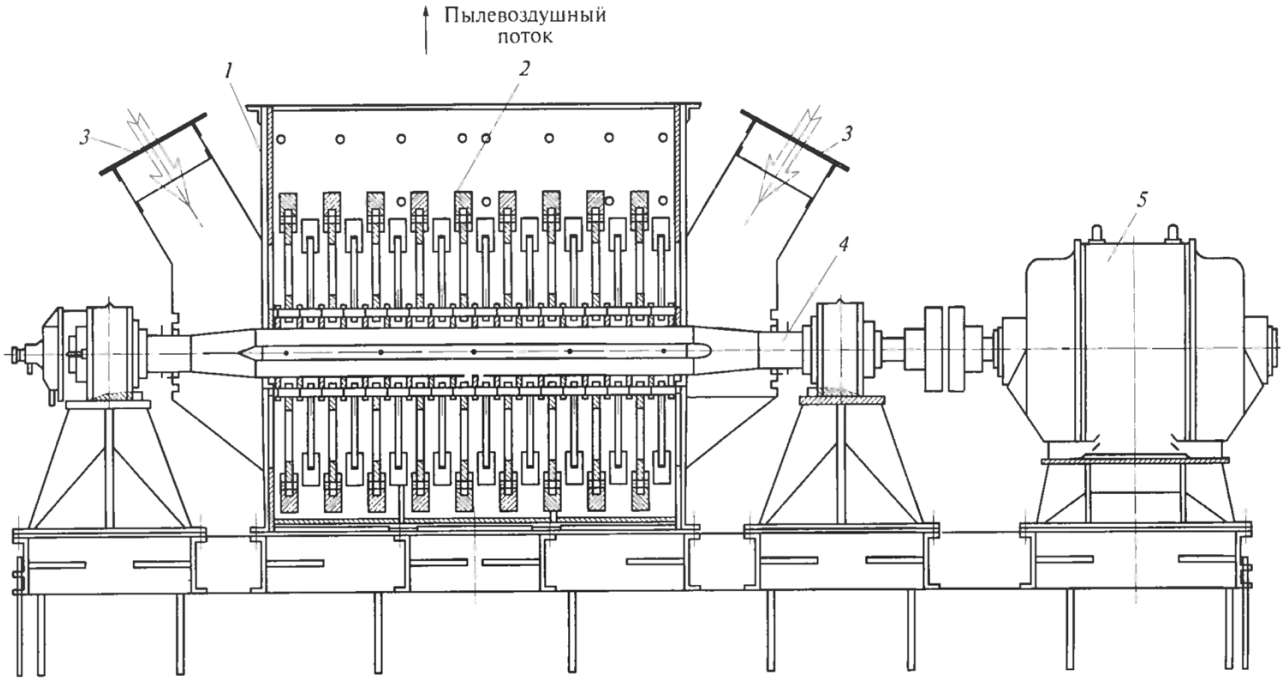
Недостатки: при работе недопустимо попадание с топливом металлических включений и предметов повышенной прочности, так как раздавливание при этом существенно ухудшается, ↑ доля крупных кусков, ↓ вынос пыли ⇒ производительность мельницы ↓. Влажные зольные угли в этих мельницах слипаются и спрессовываются под размольными органами, в результате чего их размол ухудшается.

Молотковые мельницы (ММ) размалывает топливо билами при большой скорости вращения ротора мельницы (735÷980 об/мин). Мельницы данного типа относятся к классу быстроходных. Мельница состоит из стального корпуса толщиной 10÷15 мм, покрытого изнутри гладкими броневыми плитами толщиной 20÷30 мм.

Мельницы устанавливаются непосредственно у топок в индивидуальных системах пылеприготовления с прямым вдуванием. Рациональным является использование в ней бурых и каменных углей средней и малой твердости при допустимом для сжигания грубом размоле топлива. В зависимости от способа подвода горячего сушильного агента к мельнице различают: молотковые мельницы аксиальные ММА, молотковые мельницы тангенциальные, молотковые мельницы с комбинированным подводом воздуха ММАТ. Производительность мельниц ММА: 2,7÷24 т/ч.

Достоинства: ММТ более компактны, отличаются меньшим удельным расходом энергии на помол (5÷12 кВт·ч/т) и более равномерным износом бил, имеют высокие экономические показатели при относительно грубом размоле топлива (R > 40 %) с высоким выходом летучих (бурые угли и каменные при > 28 %). Они используются в системах с прямым вдуванием топлива и могут работать под наддувом.

Недостатки: основными недостатками молотковых мельниц является сравнительно быстрый износ бил ⇒, замены через 300÷600 ч. работы.



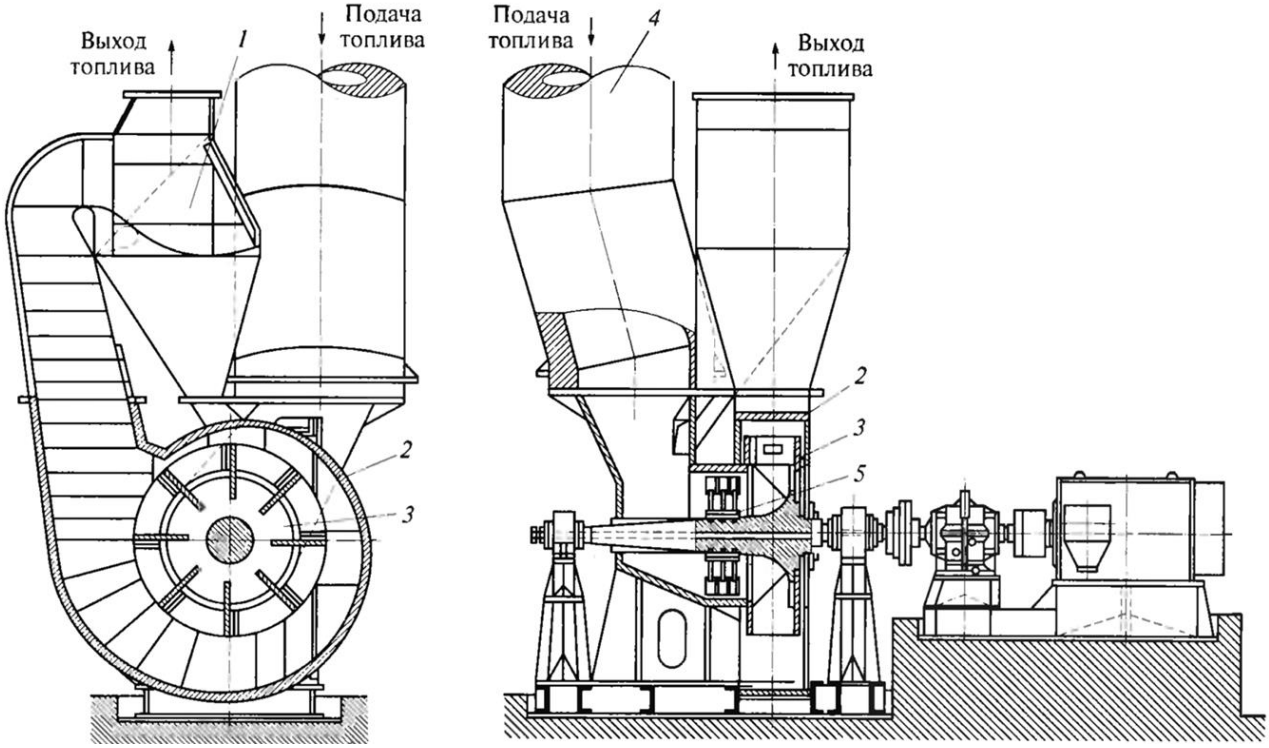
1 – корпус; 2 – билы; 3 – патрубки для сушильного агента;
4 – ротор; 5 – электродвигатель.

Рисунок 4.6 – Конструкция мельницы типа ММА

Мельница-вентилятор. Для размола сильновлажных и мягких бурых углей применяется *мельница - вентилятор* (МВ), 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 ÷ 1000°С) и напор в пылепроводе для подачи топлива в горелки.

МВ имеет стальной корпус, покрытый изнутри броневыми плитками (рисунок 4.7). Ротор состоит из мелющего колеса-вентилятора с лопатками. К лопаткам мелющего колеса крепятся броневые била. Для повышения производительности мельниц, экономичности размола, уменьшения износа лопаток и диска используется двухступенчатый размол топлива с предвключенной бильной частью. Последняя представляет собой несколько рядов молотков, расположенных на валу МВ. Под действием центробежных сил частично размолотое в первой ступени топливо отбрасывается к наружной поверхности бильной части корпуса и с сушильным агентом по кольцевому зазору поступает равномерно по всей окружности приемной части вентилятора. Благодаря этому лопатки вентиляторного колеса равномерно нагружаются.

Суммарный напор, развиваемый МВ, составляет 1÷2 кПа. Единичная производительность МВ составляет > 100 т/ч. Расход энергии: 6÷10 кВт·ч/т.



1- инерционный сепаратор; 2 – корпус; 3 – мелющее колесо-вентилятор;
4 – канал подвода топлива и сушильного агента; 5 – предвключенная бильная часть.

Рисунок 4.7 – Конструкция МВ с предвключенной бильной частью

4.3 Характеристики угольной пыли

Угольная пыль представляет собою сухой тонкий полидисперсный порошок с размерами частиц от самых мелких (0,1 мкм) до 300 ÷ 500 мкм.

1) Малая насыпная плотность ($\rho_{пл}^{нас}$=400÷500 кг/м^3). За 3-6 часов пыль слеживается ($\rho_{пл}$=900 кг/м^3), теряет сыпучесть $\Rightarrow$ стенки бункера под 60 º.

2) Влажность пыли: влажная – слеживается, сухая – взрывоопасна. Оптимальная влажность для антрацита 1÷2 %, для каменного угля - 5÷10 %, для бурого угля - 10÷20 %, для торфа - 30÷35 %.

3) Полидисперсность (1÷1000 мкм). Фракционный состав определяют путем рассева пыли на ситах с ячейками: x = 90, 200, 500, 1000 мкм.

4) Оптимальная тонкость помола. С ↑ диаметра частицы ↑ масса горючих веществ, $\Rightarrow$ ↑ время горения. С ↑ $V^г$ ↓ время воспламенения и ↓ время горения. С ↑ размера частицы ↑ R_{90}, q_4 $\Rightarrow$ ↓ КПД котла $\Rightarrow$ ↑ расход топлива. Для снижения размера частицы, необходимо снизить R_{90} $\Rightarrow$ увеличатся затраты на помол: $R_{90}^{опт} = 4 + 0{,}8 \cdot V^Г$, %.

Топливо	Антацит, Т	Каменный уголь	Бурый уголь
$R_{90}^{опт}$, %	7-8	20-35	50-60

Топливо с высоким $V^г$, быстро воспламеняется и полнее сгорает, поэтому допускает более грубый помол.

5) Механическая прочность углей, которая влияет на: энергозатраты на помол; производительность мельниц; износ мелющих органов. Коэффициент размолоспособности $K_{ло} = (Э_{Ант} / Э_{иссл.в-во}) > 1$. Для рабочего топлива вводятся поправки на влажность и дробление $K_{рт} = K_{ло} \cdot (П_{вл} / П_{др})$ (для каменных углей: $К_{рт}$ = 1,2÷1,8, для бурых углей - $К_{рт}$ >2). По $К_{рт}$ проектируют мельницы.

6) Абразивность твердого топлива: $K_{абр} = G_{ст3} / \Delta Э = 0{,}3 - 0{,}8, г/кВт \cdot ч$, где числитель – износ металла (сталь 3), а знаменатель – энергозатраты. По $К_{абр}$ судят о продолжительности межремонтной компании.

7) Взрываемость угольной пыли. Предельное значение O_2, при котором взрыв не происходит: $O_2^{пред}$ = 16 % (торф), 18 % (бурый уголь), 19 % (каменный уголь). Вероятность взрываемости повышается: с ↑ $V^г$; при ↓ $W_{пл}$; при ↓ R_{90}; с ↑ $t_{аэросмеси}$ (поэтому $t_{аэр}^{пред}$ =70 ^{0}С (бурый уголь), 100 ^{0}С (каменный уголь), 130 ^{0}С (антрацит). Для защиты от возможного взрыва пылесистемы оборудованы взрывными клапанами.

4.4 Приготовление к сжиганию жидкого и газообразного топлива

Мазут хранится на электростанции в мазутных баках, откуда подается в главный корпус к котлам после ряда операций его подготовки. Приготовление мазута к сжиганию (рисунок 4.8, а) состоит в удалении из него мелких твердых фракций и волокон (фильтрация), нагреве его в паровых теплообменниках (t=100÷150 °С) для транспортировки и распыления в

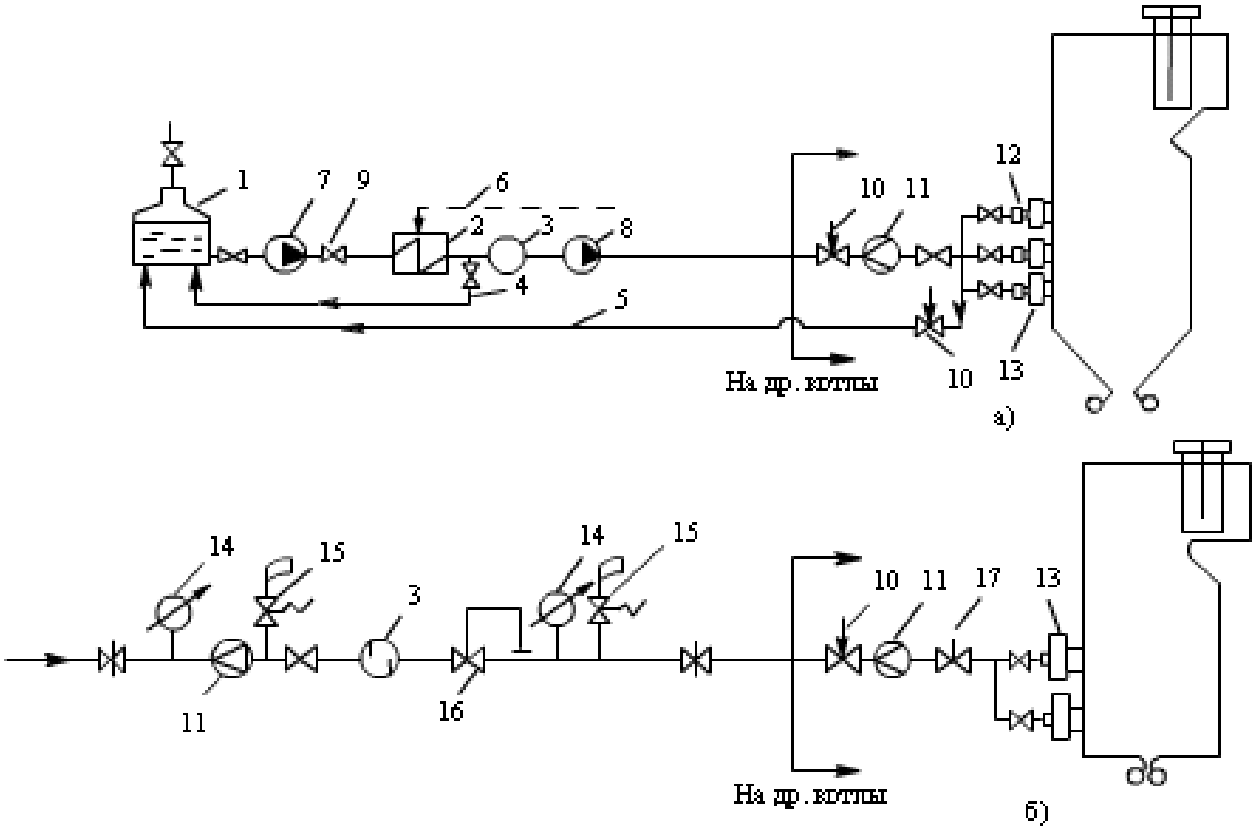
горелках. Транспорт мазута из баков - хранилищ к горелкам котла обеспечивается двумя группами мазутных насосов (давление до 4 МПа).

Первая группа насосов прокачивает мазут через установки его нагрева и очистки, вторая - подает мазут по трубопроводу в котельное отделение.

Для поддержания текучести мазута (70÷80 °С) в баки - хранилища постоянно поступает нагретый мазут, а также возвращается избыточный мазут от котлов.

Подготовка к сжиганию природного газа: газ поступает в газорегуляторный пункт (ГРП), где проходит фильтрацию, затем его давление снижается от давления в центральной магистрали (5÷7,5 МПа) до необходимого давления в газопроводах котельного отделения (0,15÷0,2 МПа) в дроссельных регуляторах давления (рисунок 4.8, б).

Во избежание прекращения подачи газа на станцию при выходе из строя регулятора основная магистраль имеет вторую (байпасную) линию с таким же набором аппаратуры.



1-мазутохранилище; 2 - паровой теплообменник; 3-фильтр; 4,5 - линии рециркуляции мазута; 6- подвод пара к теплообменнику; 7,8 - насосы 1 и 2 ступеней давления; 9 - обратный клапан; 10-регулятор расхода; 11- измеритель расхода; 12-мазутная форсунка; 13-горелка; 14 - измеритель давления газа; 15 - предохранительный клапан; 16 - регулятор давления «после себя»; 17 - быстродействующий клапан.

Рисунок 4.8 - Технологическая схема подготовки к сжиганию жидкого (мазута) и газообразного топлива

5 Общие сведения о топочных устройствах котлов. Слоевое и камерное сжигание топлива. Типы топок. Характеристики топочных устройств

5.1 Общие сведения о топочных устройствах котлов. Типы топок

Топка – один из основных элементов котельного агрегата, где происходит процесс горения, при котором химическая энергия топлива преобразуется в тепловую энергию продуктов сгорания, передаваемую далее воде и пару. По виду сжигаемого топлива различают топки для *твердых, жидких* и *газообразных* видов топлива. Существующие топочные устройства можно разделить на *слоевые и камерные* (рисунок 5.1).

Слоевые топки предназначены для сжигания твердого топлива в слое на колосниковой решетке.

Камерные топки предназначены для сжигания твердого топлива во взвешенном состоянии в виде пыли и дробленых частиц, а также жидкое, распыляемое с помощью форсунок, и газообразное.

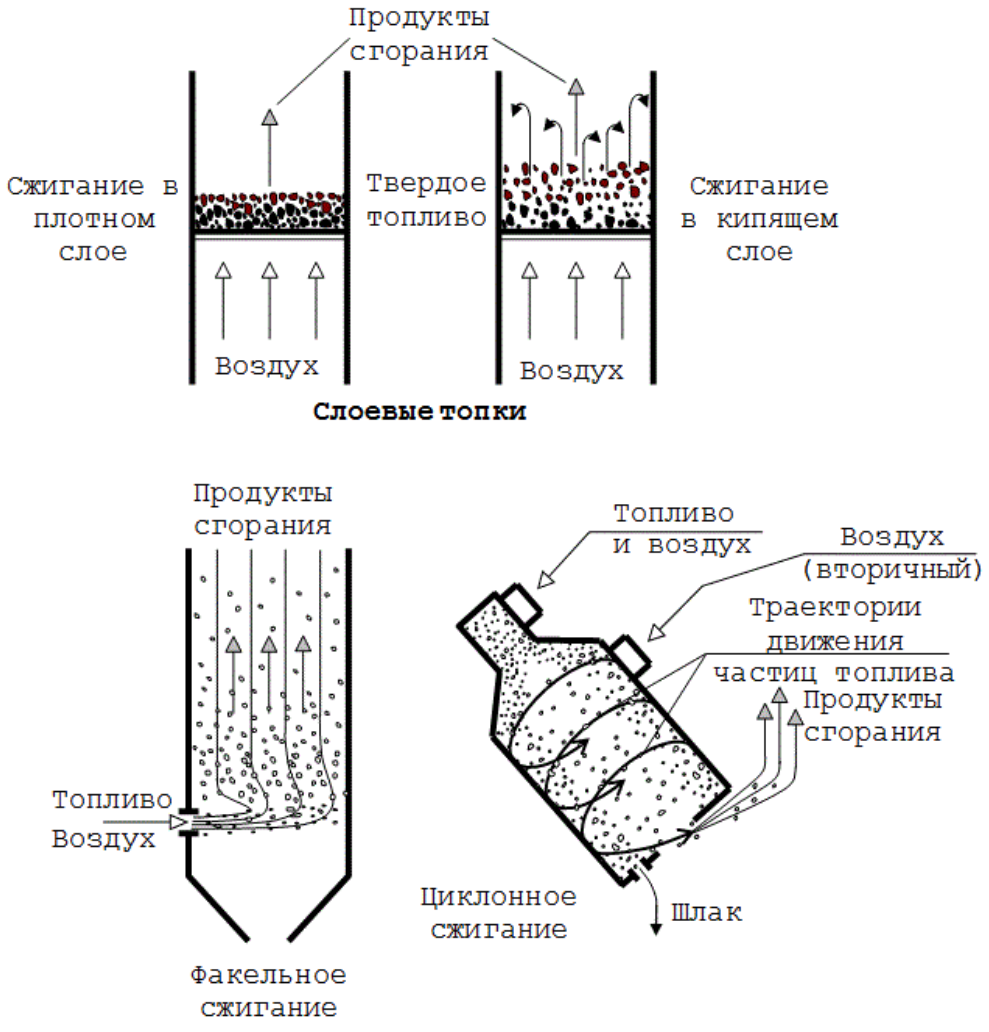


Рисунок 5.1 – Схемы способов сжигания твердого топлива

5.1.1 Слоевое сжигание твердого топлива.

Слоевые топки предназначены для сжигания твердого кускового топлива в котлах малой и средней мощности. Слоевые топки подразделяются на: *топки с плотным слоем и топки с кипящим слоем.*

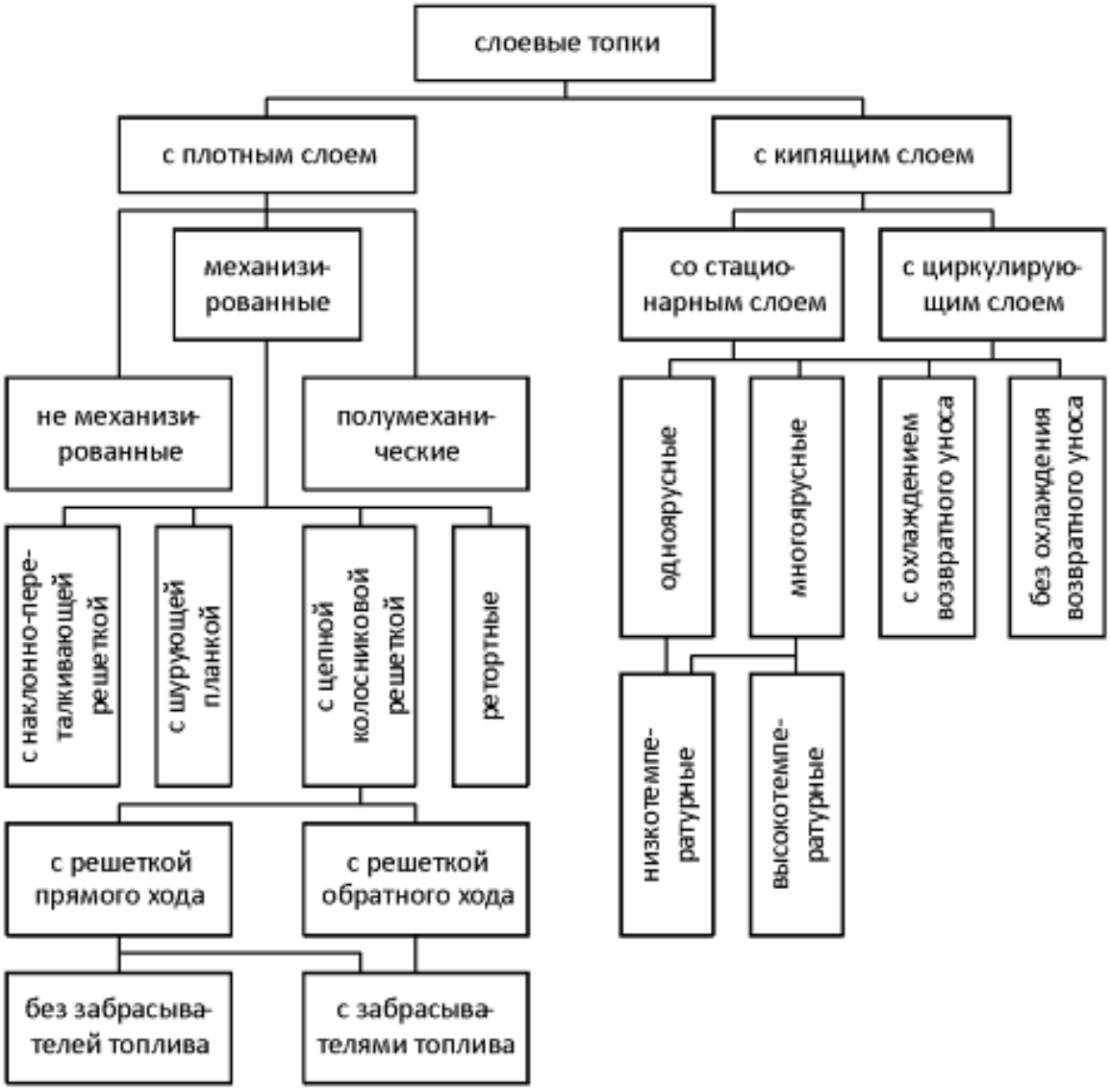
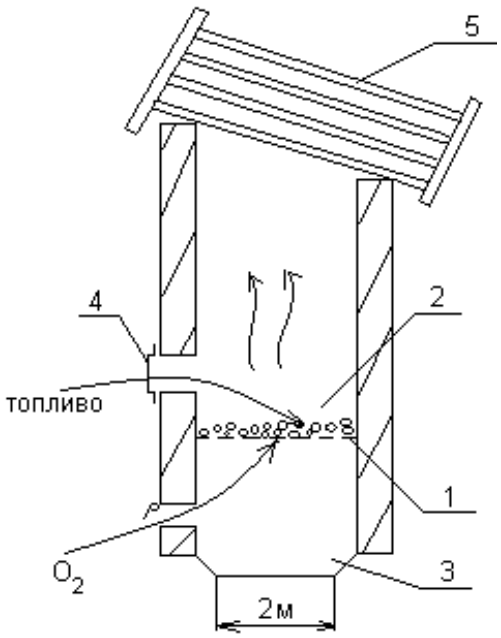


Рисунок 5.2 – Классификация слоевых топок

1) Топки с плотным слоем.

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

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



1 – решетка колосниковая;
2 – топочный объем; 3 – зольник;
4 – загрузочное окно;
5 – испарительный пучок.

Рисунок 5.3 – Схема немеханической топки

Немеханизированная топка (до D<2,5 т/ч) с ручной периодической подачей топлива на колосниковую решетку представлена на рисунке 5.3. Колосниковая решетка поддерживает сжигаемое топливо и одновременно служит для распределения воздуха, поступающего через нее в слой. Доля живого сечения немеханической топки составляет $\omega = \frac{f_{отв}}{R} \cdot 100\,\% = 10 \div 24\%$.

Достоинства: просты в эксплуатации, пригодны для различных сортов топлива, могут работать со значительными колебаниями тепловой нагрузки, отличаются относительно небольшим расходом энергии на собственные нужды, не требуют дорогостоящих пылеприготовительных устройств.

Недостатки: тяжелый физический труд; небольшая производительность, цикличность процесса; сложность регулирования топливо - воздух.

Полумеханические топки. (D=4÷6,5 т/ч). Частичная механизация ручной топки может быть достигнута установкой *поворотных* или *качающихся колосников,* а механизацией загрузки топлива на решетку с применением различных *забрасывателей: механические, пневматические* и *пневмомеханические* (рисунок 5.4).

Достоинства: механизированный процесс подачи топлива $\Rightarrow$, возрастает производительность, топки пригодны для различных сортов топлива.

Недостатки: рост расхода энергии на собственные нужды, цикличность процесса; сложность регулирования «топливо – воздух».

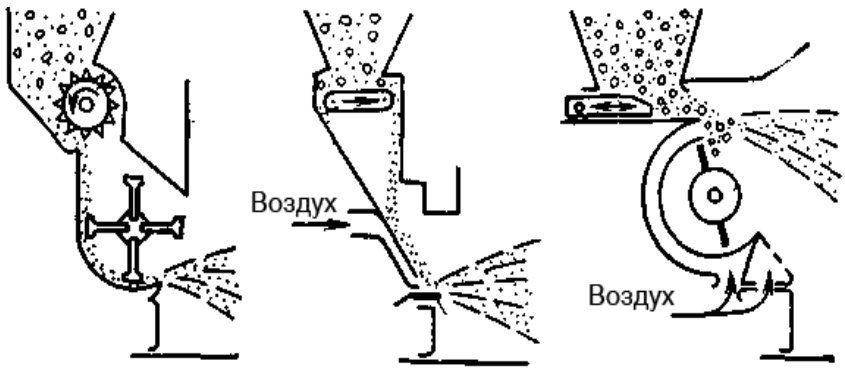
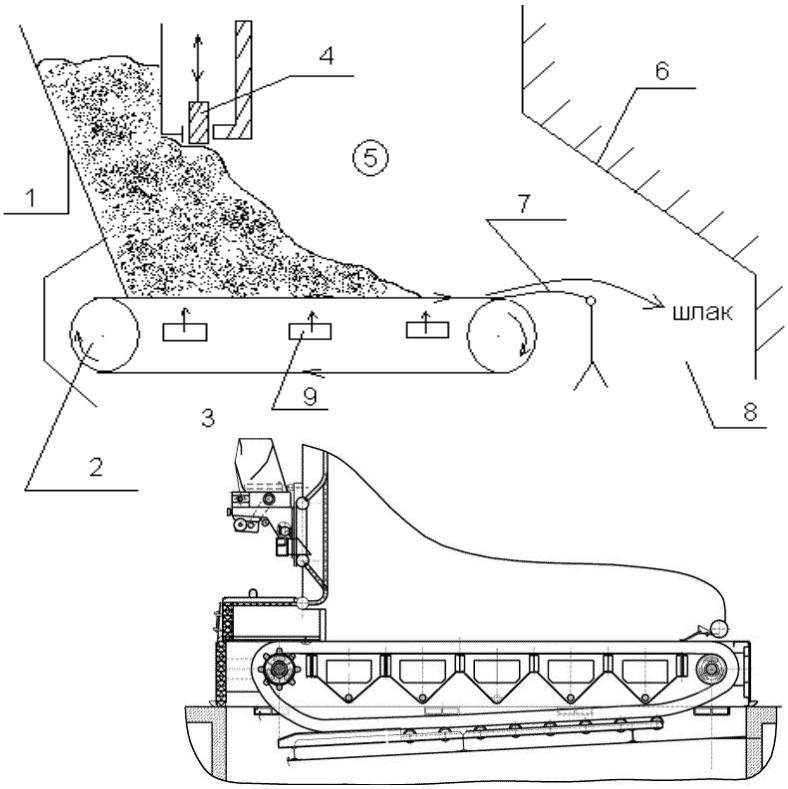


Рисунок 5.4 – Схема полумеханической топки

Механические топки (D=6,5 ÷ 20 т/ч) применяются для сжигания углей марки АС и АМ (рисунок 5.5). Применение находят механические топки с колосниковыми решетками *прямого и обратного хода*.

В топке с решеткой прямого хода полотно с топливом перемещается от фронта топки к задней стенке, а в топке с решеткой обратного хода - от задней стенки к фронту. Применяемые колосниковые полотна бывают *чешуйчатого и ленточного типов.*



1 - бункер топлива; 2 - зубчатое колесо; 3 - цепная решетка; 4 - шибер; 5 - топка; 6 – огнеупорный свод; 7- шлакосниматель;8 -шлаковый бункер; 9 - воздушные каналы.

Рисунок 5.5 - Схема механической топки

Достоинства: механизированный процесс подачи топлива и удаления шлака приводит к увеличению производительности, такие топки пригодны для различных сортов топлива.

Недостатки: сложность регулирования системы «топливо – воздух», рост расхода энергии на собственные нужды.

2) Топки с кипящим слоем.

При достижении критической скорости дутья сила давления газового потока в слое становится равной силе тяжести частиц. Слой начинает расширяться, и при дальнейшем увеличении скорости воздуха частицы приходят в движение. Объем слоя увеличивается в 1,2÷1,8 раза.

Эффективное сжигание твердого мелкозернистого топлива (0÷20 мм) может быть достигнуто при использовании принципа *кипящего (псевдоожиженного) слоя* (рисунок 5.6). В отличие от плотного (неподвижного) слоя, аэродинамическое сопротивление которого с увеличением интенсивности дутья возрастает по степенному закону, в кипящем слое сопротивление от этого фактора не зависит. При малой скорости дутья слой остается неподвижным и работает как фильтрующий.

Сопротивление кипящего слоя с изменением интенсивности дутья не изменяется, т.к. увеличивается проходное сечение для газа. При чрезмерном увеличении скорости дутья весь слой переходит во взвешенное состояние и может быть вынесен из рабочей камеры.

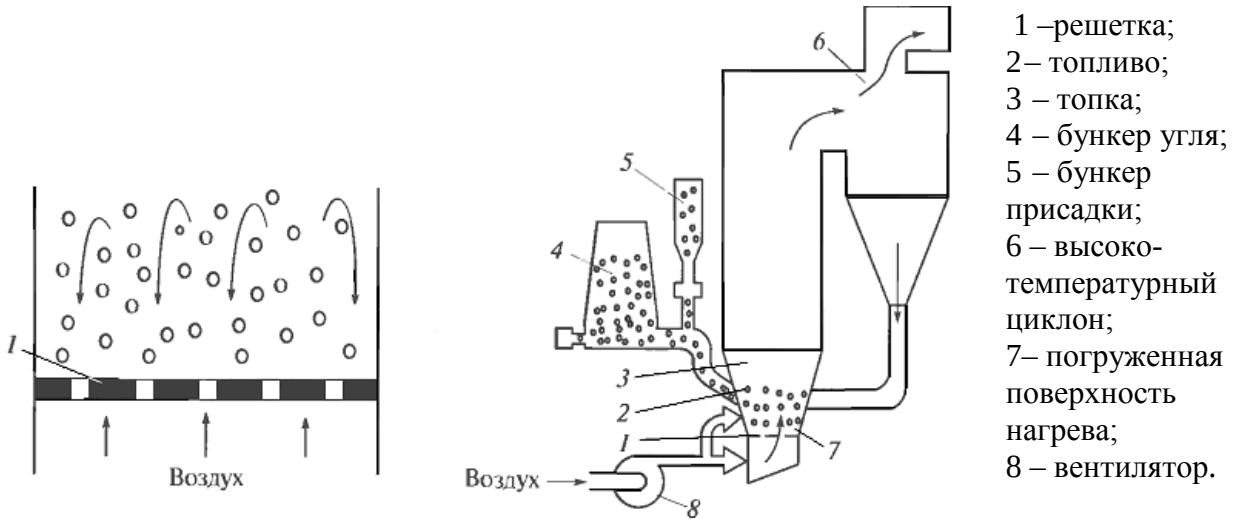


Рисунок 5.6 - Топка для сжигания в кипящем слое

5.1.2 Камерное сжигание топлива.

В мощных котельных установках применяется сжигание всех видов топлива: газового, жидкого и твердого в смеси с воздухом в камерных топках. Камерные топочные устройства бывают *пылеугольные и газомазутные* (рисунок 5.7).

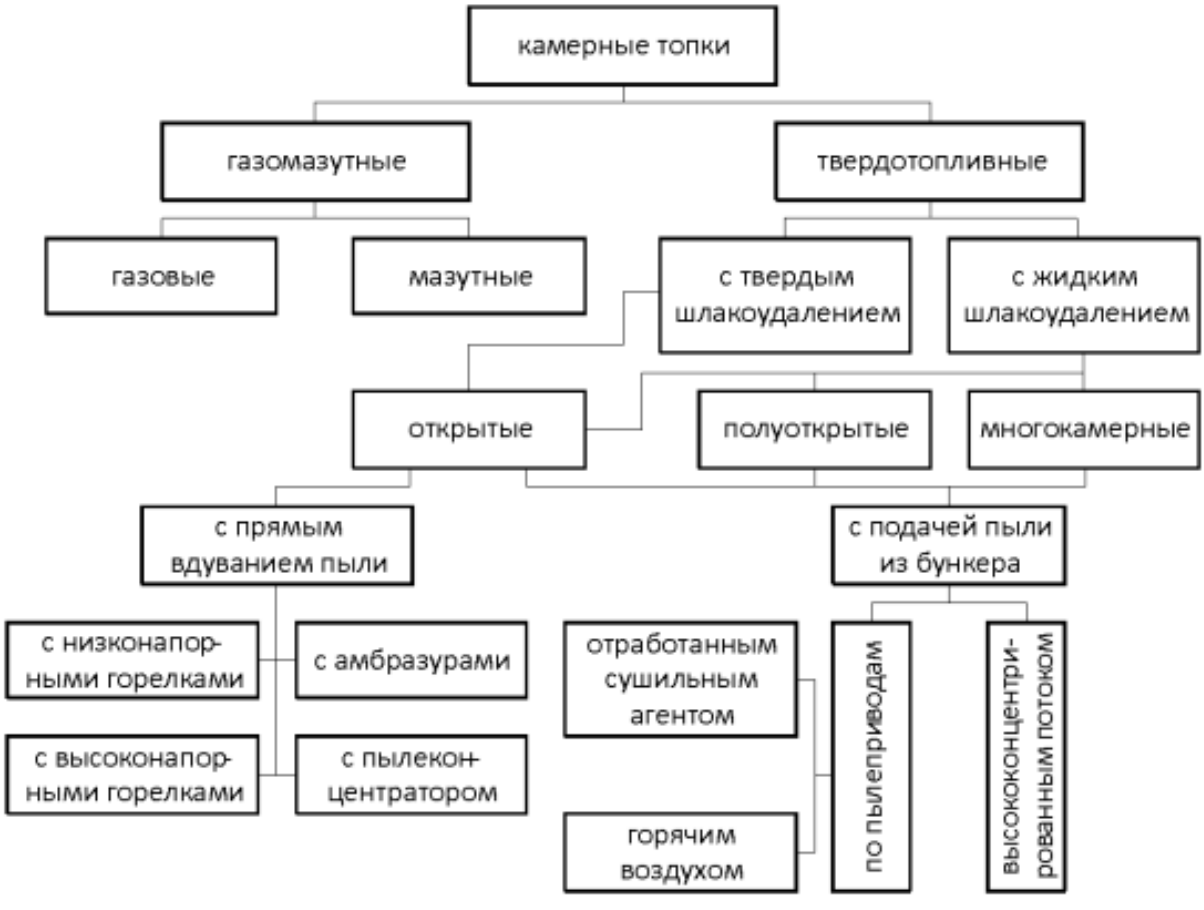
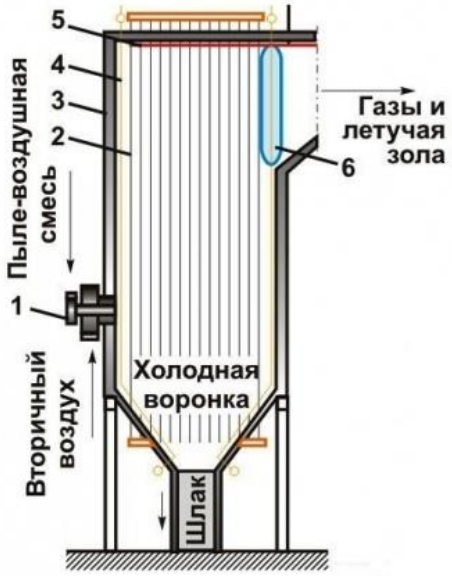


Рисунок 5.7 – Классификация камерных топок

1) Камерное сжигание твердого топлива.

Камерная топка - топка парового котла, выполненная обычно в виде прямоугольной призматической камеры (рисунок 5.8), в которой топливо сгорает в струе *воздух*а (в факеле). В таких топках сжигают твёрдое пылевидное топливо под котлами от 50 до 2500 т/ч и более. Устанавливают камерную топку и к крупным водогрейным котлам. В камерных топках твердое топливо сжигается непосредственно в топочном объеме. Для того чтобы частицы топлива в течение своего короткого пребывания в топочном объеме успели полностью сгореть, необходимо подавать их в топочную камеру в тонко измельченном виде, чем достигается увеличение поверхности соприкосновения топлива с воздухом. Измельчение топлива до пылевидного состояния осуществляется в угольных мельницах.



1 - горелка;
2 - топочная камера;
3 - обмуровка;
4- топчный экран;
5 - потолочный радиационный пароперегреватель;
6 - фестон.

Рисунок 5.8 - Схема камерной топки

Камерные топки подразделяются на *факельные и вихревые (циклонные)*.

При *факельном* способе сжигания топливо (рисунок 5.9) предварительно размалывается в мельницах, и пыль вместе с воздухом (аэросмесь) попадает в топку. Такие топки используют в котельных агрегатах средней (10÷42 кг/с) и большой (42 кг/с) производительности.

Циклонный способ сжигания основан на использовании закрученных топливовоздушных потоков. Транспорт топлива осуществляется воздухом. Топливные частицы циркулируют по определенным траекториям в течение времени, необходимого для завершения их сгорания. Под действием центробежных сил частицы движутся в виде уплотненного пристенного слоя, интенсивно перемешиваясь с воздухом. Время пребывания частиц в циклонной камере выбирается достаточным для выгорания грубой пыли (200 мкм) или дробленого топлива (размер частиц до 5 мм).

Основные преимущества камерных топок заключаются в следующем: возможность экономичного использования практически всех сортов угля; хорошее перемешивание топлива с воздухом, что позволяет работать с небольшим избытком воздуха (α=1,2÷1,25); возможность повышения единичной мощности котельного агрегата; относительная простота регулирования режима работы и, следовательно, возможность полной автоматизации топочного процесса.

На рисунке 5.10 представлены наиболее распространенные виды топочных камер для сжигания твердого топлива.

Топочные камеры называются *открытыми*, если топочный объем имеет вертикальные плоские стены (рисунок 5.10, а).

Топочные камеры с *пережимом* получаются, когда одна или две стены на определенной высоте имеют выступ внутрь топочного объема (рисунок 5.10, б), который условно разделяет топку на камеру сгорания и камеру охлаждения.

В практике находят применение двухкамерные топки, когда обе камеры (камера горения топлива и камера охлаждения газов) разделены поверхностью нагрева или перемычкой с узким проходом (рисунок 5.10, в).

По принципу вывода шлаков в нижней части топки топочные камеры разделяются на топки *с твердым шлакоудалением* (рисунок 5.10, а) *и жидким шлакоудалением* (рисунок 5.10, б, в).

Двухкамерные топки с циклонным способом сжигания топлив применяются редко из-за технологической сложности выполнения топок и повышенного образования вредных газов в зоне высоких температур горения (рисунок 5.10, в).

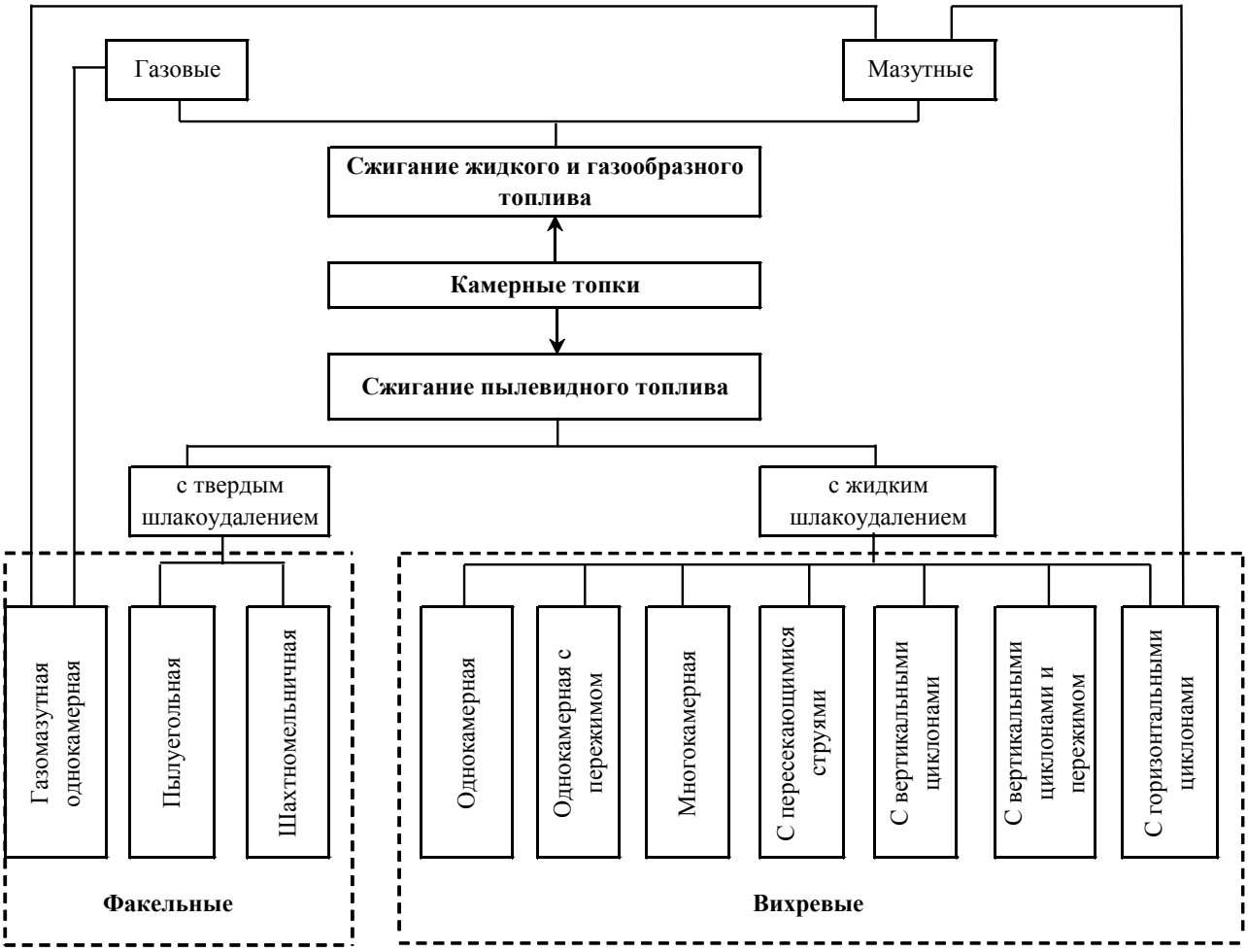
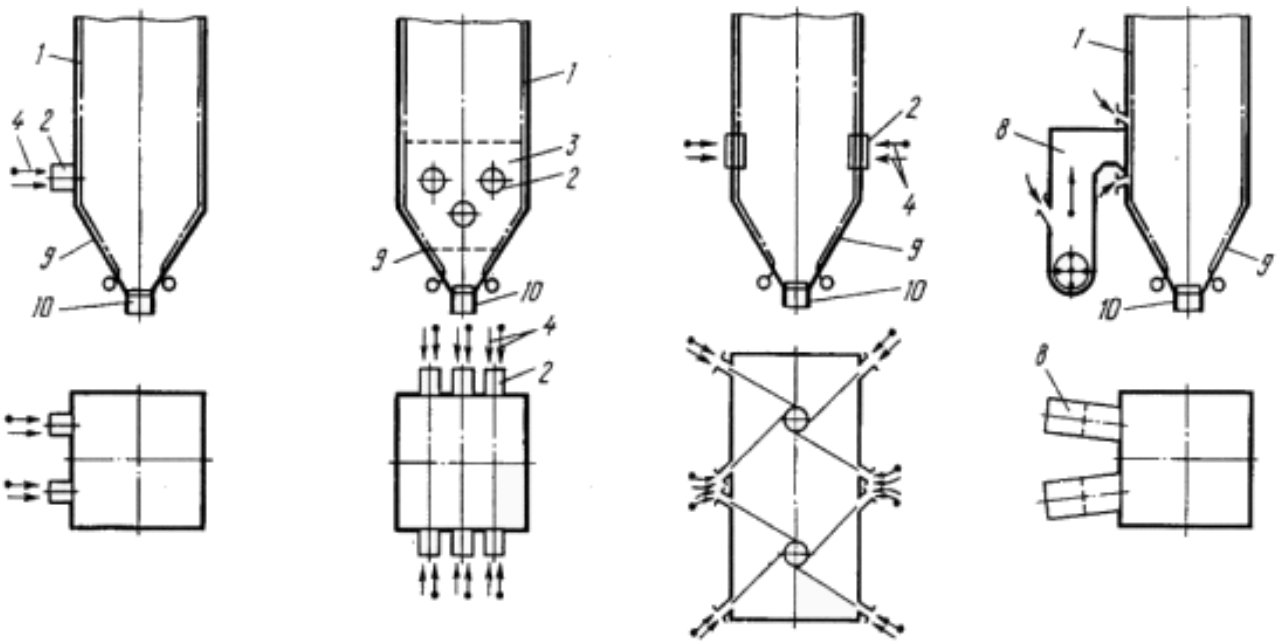
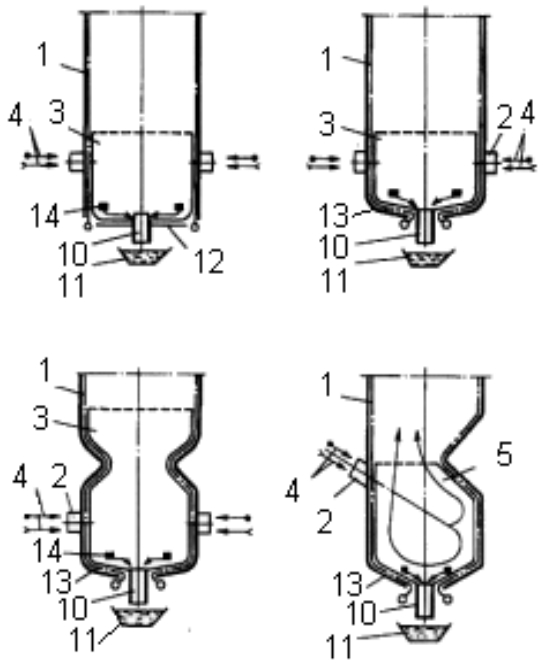


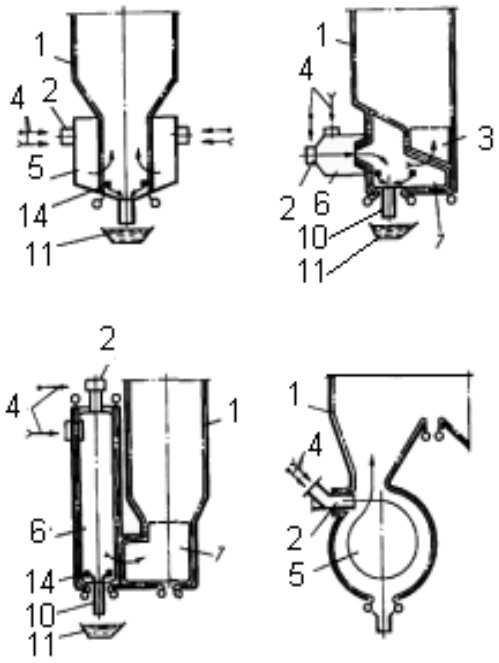
Рисунок 5.9 – Подразделение камерных топок на факельные и вихревые



а) однокамерные топки с твердым шлакоудалением;



б) однокамерные открытые топки с пережимом для жидкого шлакоудаления;



в) двухкамерные топки с циклонным методом сжигания топлива и жидким шлакоудалением.

Рисунок 5.10 - Виды топочных камер для сжигания твердого топлива

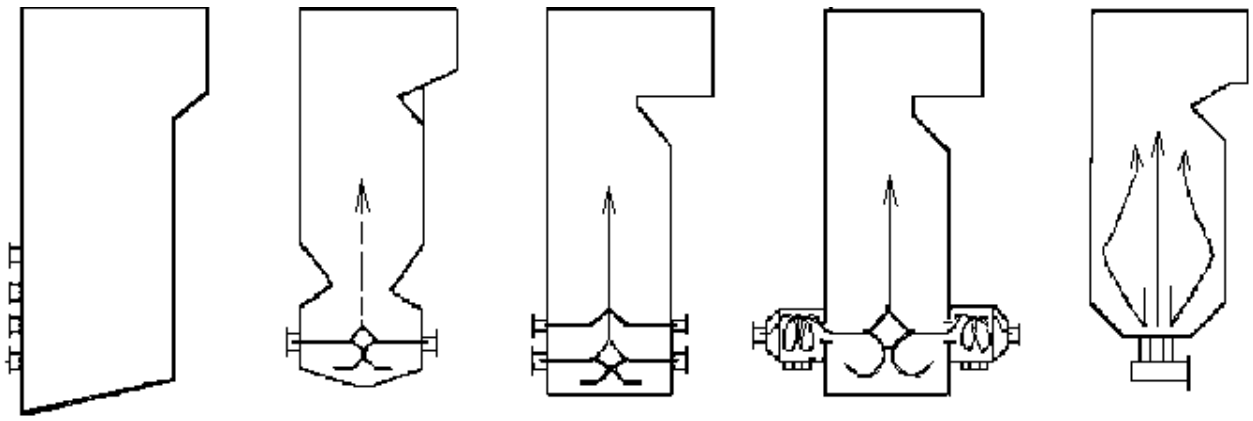
2) Камерное сжигание жидкого и газообразного топлива.

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

Горение мазута и газа происходит в парогазовом состоянии (гомогенная среда) по законам цепных разветвленных реакций. Интенсивность горения в обоих случаях определяется условиями перемешивания, а максимально допустимые тепловые напряжения топочного объема имеют близкие значения (300 кВт/м^3 - для мазута и 350 кВт/м^3 - для природного газа).

Практическое отсутствие золы исключает вероятность шлакования настенных экранов и необходимость в шлакоудалении.

В связи с чем, для обоих видов топлива под топки выполняют горизонтальным или слабонаклонным с выполнением лазов для ремонтных работ (рисунок 5.11).



а) открытая топка с однофронтальным многоярусными горелками; б) топка с пережимом и встречным расположением горелок; в) открытая топка с встречным двухъярусным расположением горелок; г) топка с встречными циклонными предтопками; д) топка с подовыми горелками прямоточного или вихревого типа.

Рисунок 5.11 - Виды топочных камер для сжигания газа и мазута

5.2 Характеристики топочных камер

Геометрически топочная камера характеризуется линейными размерами (рисунок 5.12): *шириной фронта* $a_т$, *глубиной* $b_т$ и *высотой* $h_т$, размеры которых определяются тепловой мощностью топки, тепловыми и физико-химическими характеристиками топлива.

Произведение $f_т=a_т \cdot b_т$, м^2, - сечение топочной камеры.

Ширина фронта топки ($a_т$=9,5÷31 м) зависит от вида сжигаемого топлива, тепловой мощности парового котла.

С увеличением мощности парового котла размер $a_т$ растет, но не пропорционально росту мощности, характеризуя, таким образом, увеличение тепловых напряжений сечения топки и скорости газов в ней.

Оценочно *ширину фронта* $a_Т$, м можно определить по формуле:

$$a_m = m \cdot D^{0,5}, \qquad (5.1)$$

где D - паропроизводительность котла, кг/с;

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

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

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

$$h_m^{гор} = w_г \cdot \tau_{преб}, \qquad (5.2)$$

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

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

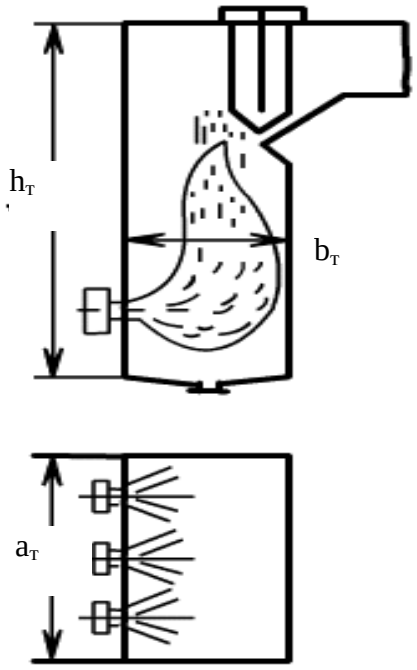


Рисунок 5.12 - Основные размеры топочной камеры

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

$$Q_m = B \cdot (Q_н^p + Q_{доп} + Q_{гв}), \text{ кВт.} \qquad (5.3)$$

Интенсивность процесса сжигания характеризуется следующими показателями:

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

$$q_v = \frac{B \cdot Q_н^p}{V_m}, \text{ кВт/м}^3, \qquad (5.4)$$

где V_m - объем топочной камеры, м^3;

q_v=140÷180 кВт/м^3 - при сжигании углей с твердым шлакоудалением и q_v=180÷210 кВт/м^3 - при жидком шлакоудалении.

2) На уровне расположения горелок выделяется наибольшее количество теплоты, здесь расположено ядро факела и резко растет температура топочной среды.

Если отнести все тепловыделение в растянутой по высоте топки зоне горения к сечению топки на уровне горелок, то получим важную расчетную характеристику - *тепловое напряжение сечения* топочной камеры:

$$q_f = \frac{B \cdot Q_н^р}{f_т}, \text{ кВт/м}^2, \quad (5.5)$$

где $f_т$ – поперечное сечение топочной камеры, м^2.

Максимально допустимые значения q_f нормируются в зависимости от вида сжигаемого топлива, расположения и типа горелок и составляют от 2300 кВт/м^2 - для углей с повышенными шлакующими свойствами, до 6400 кВт/м^3 - для углей с высокими температурами плавления золы.

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

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

$$q_л = \frac{B \cdot Q_л}{F_{ст}^э}, \text{ кВт/м}^2, \quad (5.6)$$

где $F_{ст}^э$ - поверхность стен топки, закрытая экранами, м^2;

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

$$Q_л = Q_т - H_т'' - Q_{пот} = (Q_т - H_т'') \cdot \varphi, \quad (5.7)$$

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

6 Тепловосприятие поверхностей нагрева. Парообразующие поверхности нагрева паровых котлов (топочные экраны, пароперегреватели). Конструкции экранов, пароперегревателей

6.1 Тепловосприятие поверхностей нагрева

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.

Таблица 6.1 – Распределение теплоты между поверхностями нагрева

Давление перегретого пара, МПа	Температура перегретого пара, °С	Температура питательной воды, °С	Распределение теплоты между поверхностями нагрева котла, %		
			парообразующие	пароперегревательные	экономайзерные
4	440	145	62	19	19
10	540	215	49	30	21
14	570	230	32-39	46-36	22-25
25,5	565/570	260	-	58	42

Характеристики поверхностей нагрева.

Для произвольной поверхности:

1) Тепловосприятие: $Q=(D/B)\cdot(i''-i') = \varphi\cdot(\text{Y}''-\text{Y}')$.

2) Уравнение теплопередачи: $Q_m = \dfrac{k\cdot\Delta t\cdot H}{B}$.

3) Общее тепловосприятие: $Q_p^p\cdot\eta_к^{бр} = \sum_1^n Q_б^i$.

4) Температура стенки трубы поверхности нагрева:

$$q=\frac{\lambda_{ст}}{\delta_{ст}}\cdot(t_{ст}-t_o)=q=\alpha_2\cdot(t_o-t_{р.ср.})=>t_{ст}=t_{р.ср.}+q\cdot(\frac{\delta_{ст}}{\lambda_{ст}}+\frac{1}{\alpha_2}).$$

Для чистых труб $\delta_{ст}/\lambda_{ст}\approx 3\cdot10^{-3}/40\approx 0=> t_{ст}=t_{р.ср.}+q/\alpha_2$.

Основная задача эксплуатации сводится к тому, чтобы $t_{ст} < t_{метал}^{допуст}$.

Требования к компоновке:

1) Поверхности с высокой температурой рабочей среды размещать в месте с высокой температурой газов ($\uparrow t_{р.с.} \rightarrow \uparrow \vartheta_г$).

2) Осуществлять противоточную схему движения ($\Delta t_{прот.} > \Delta t_{прям.}$).

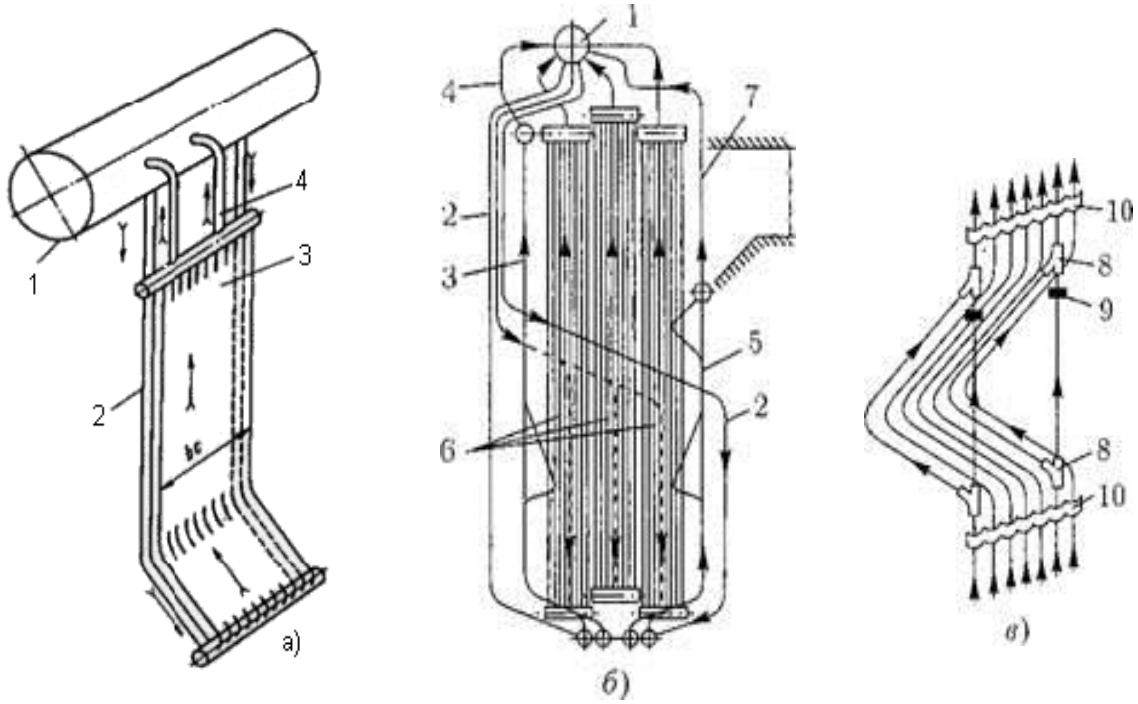
3) Выполнять требования, обусловленные надёжностью работы металла труб ($t_{ст} < t_{металла}^{допуст}$).

6.2 Топочные экраны котлов

Вертикальные топочные экраны котлов с естественной циркуляцией.

Обычно топочные экраны выполняются в виде нескольких *вертикальных панелей (секций)* шириной $b_с$, которые полностью закрывают все стены топки и имеют только подъемное движение рабочей среды (рисунок 6.1, а). Трубы имеют $d_н$=83-76-60 мм с $\delta_{ст}$=3,5÷5,0 мм, а для котлов $P_п$>10 МПа используются трубы меньшего диаметра, но с $\delta_{ст}\geq 5$ мм. Экранные трубы секции, как правило, объединяются нижним и верхним коллекторами и отводящими трубами большего диаметра, чем экранные (рисунок 6.1, б).

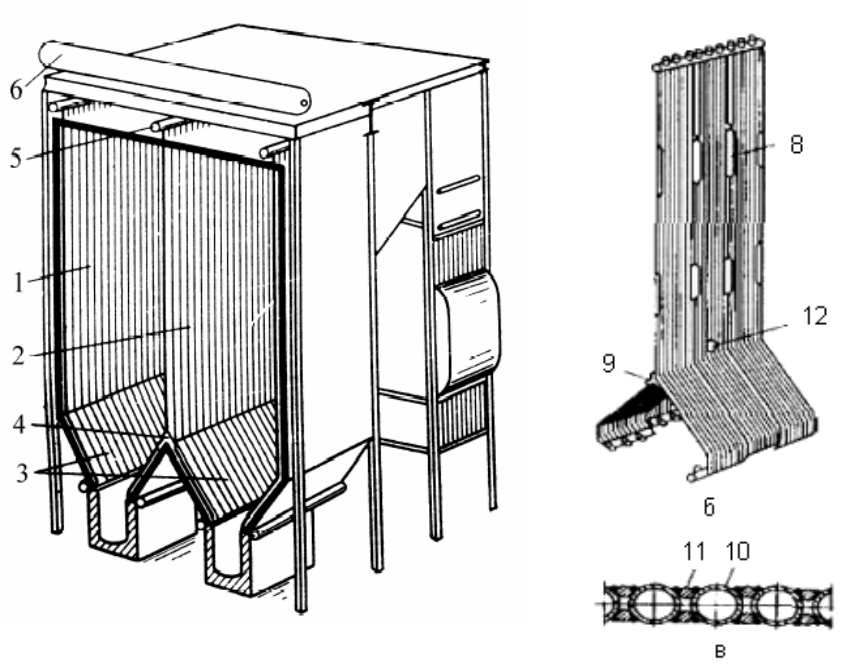
Плотность экранирования стен ($s_Э$=s/*d*) составляет 1,07÷1,1.



1 - барабан; 2 –опускные трубы; 3 - фронтовой экран; 4 - отводящие трубы; 5 - задний экран; 6 - секции бокового экрана; 7 - разреженные отводящие трубы заднего экрана; 8 - развилка труб; 9 - дроссельная шайба в трубе; 10 - скоба для крепления труб секции

а) - секция фронтового экрана; б) - циркуляция в экранных секциях топки;
в) - выполнение нижнего выступа из экранных труб.

Рисунок 6.1 - Схемы экранов пылеугольного котла с естественной циркуляцией



1 – левый боковой экран;
2 – двух-светный экран;
3 – холодная воронка;
4 –развилки в нижней части двухсветного экрана;
5 – верхняя камера двухсветного экрана;
6 – барабан;
7 - ШПП; 8 - окно для выравнивания давления;
9 - тройник;
10 - труба;
11 - приварной пруток;
12 - ремонтный лаз;
а) - установка экрана в топке;
б) - общий вид экрана;
в) - узел сварки труб экрана.

Рисунок 6.2 - Выполнение двусветного экрана

Экранные трубы заднего экрана в отличие от других экранов должны пересечь газовое окно на выходе из топки в горизонтальный газоход, для чего трубы заднего экрана разведёны в 3÷4 ряда (эта конструкция получила название *фестон*). Экранные секции закрепляются вверху, верхний коллектор опирается на горизонтальные балки потолочного перекрытия каркаса котла. Тепловое расширение экранной секции предусмотрено вниз.

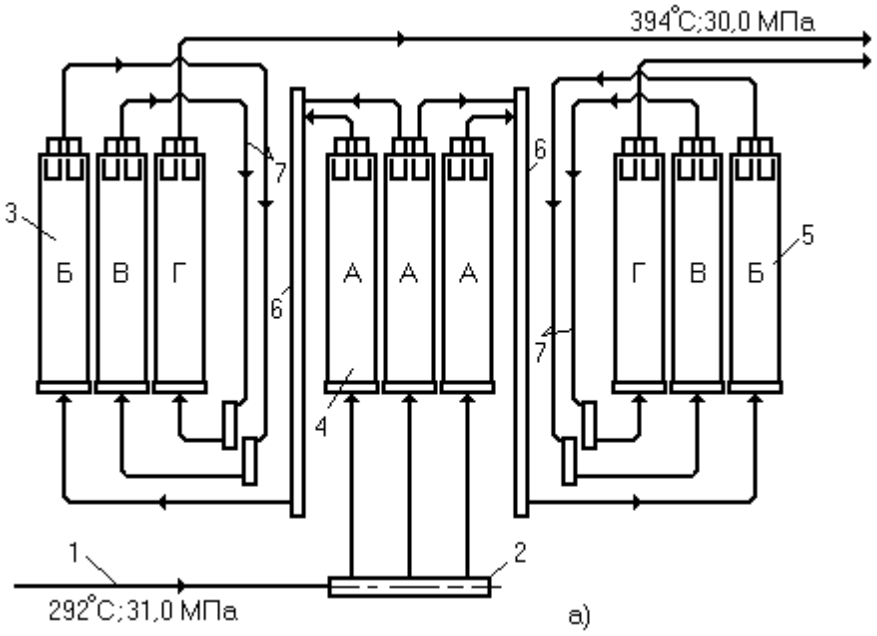
Для повышения прочности экрана и исключения вибрации при пульсирующем давлении в топке экраны укрепляют установленными по горизонтали двутаврами - поясами жесткости. В котлах большой мощности в отдельных случаях по середине топки установлен *двухсветный экран* (рисунок 6.2, а), разделяющий топку на две полутопки.

Топочные экраны прямоточных котлов.

В прямоточных котлах кратность циркуляции рабочей среды в экранах равна 1, при этом скорость рабочей среды примерно в 2 раза выше, чем при естественной циркуляции. В связи с чем, необходимое сечение для пропуска рабочей среды прямоточного котла в 20÷40 раз меньше, чем при естественной циркуляции и той же паропроизводительности. Здесь весь поток рабочей среды проходит только через 24 параллельных секции шириной 2÷3 м (называемые лентами или панелями), состоящими из 40÷60 труб. Поскольку движение рабочей среды в этих экранах принудительное, то уменьшение диаметра труб за счет роста сопротивления не скажется на снижении скорости движения, как это имеет место при естественной циркуляции, где дальнейшее уменьшение диаметра труб менее 60 мм нежелательно. Топочные экраны прямоточных котлов выполняются из труб $d_н$=32÷42 мм с $\delta_{ст}$=4÷6 мм. Увеличение тепловой мощности котла и уменьшение диаметра труб приводят к заметному увеличению ширины ленты, а чем шире лента, тем больше влияние неравномерности обогрева параллельных труб, образующих ленту. Поэтому при малом диаметре труб в мощных паровых 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 топки применяются различные схемы панелей и их расположение.

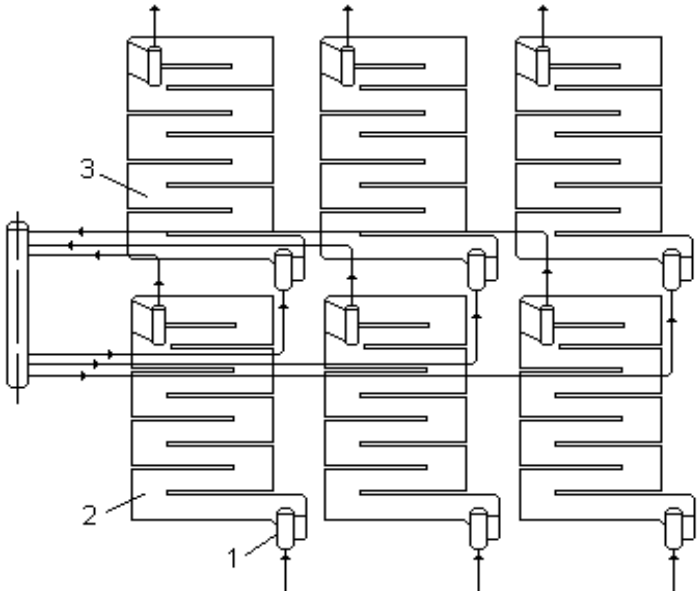
В *нижней радиационной части* топки (НРЧ), где характерны высокие тепловые потоки, падающие на экраны, применяют вертикальные экранные панели с подъемным движением рабочей среды (рисунок 6.3). Полная экранизация стен НРЧ достигается при большом числе параллельных панелей, включенных по рабочей среде последовательно, но тогда конструкция экрана усложняется.

Средняя и верхняя радиационная части топки (СРЧ и ВРЧ) экранированы плоскими горизонтально - подъемными панелями, закрывающими по высоте часть стены топки или ее половину (рисунок 6.4).



1 – подвод воды;
2 – раздающий коллектор;
3, 4, 5 – фронтовые, боковые и задние настенные панели;
6 – опускной смесительный коллектор;
7 – перепускные трубы.

Рисунок 6.3 - Вертикальные панели экранирования НРЧ в прямоточных котлах

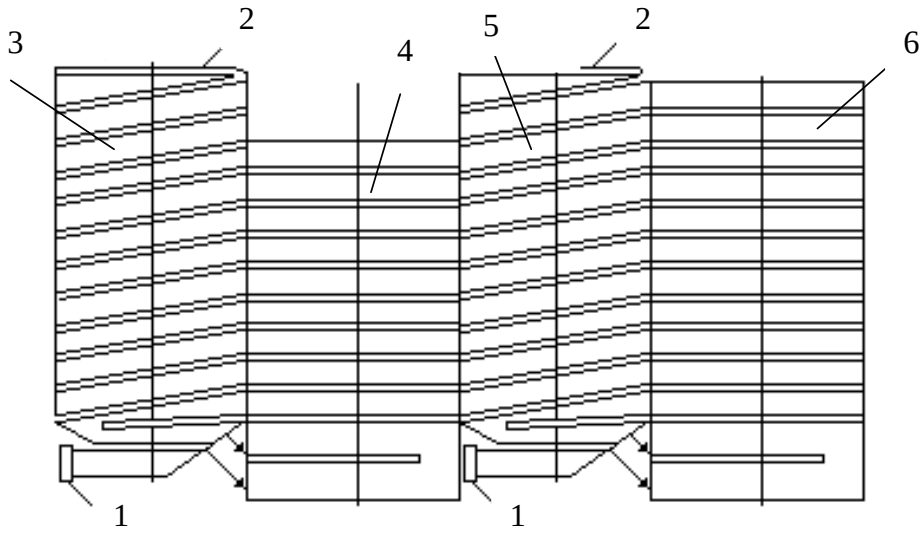


1 – коллектор;
2, 3 – нижняя и верхняя секции панели.

Рисунок 6.4 - Панели с горизонтально-подъемным движением в СРЧ прямоточного котла

Горизонтально - наклонная навивка трубных лент по стенам топки, предложенная проф. Л.К. Рамзиным (рисунок 6.5), отличается наименьшей тепловой разверткой между трубами в секции. Рабочая среда движется от нижнего коллектора ленты до верхнего, многократно опоясывая топочную камеру. Такая навивка имеет минимальное количество коллекторов и гидравлически устойчивые характеристики движения при любом рабочем давлении.

Недостаток навивки - невозможность конструктивного выполнения в виде готовых плоских настенных панелей, необходимость выполнения большого числа сварных стыков труб при монтаже, что ограничивает их применение на мощных паровых котлах.



1 - входной коллектор;
2 - выходной коллектор;
3 – левый боковой экран;
4 – задний экран;
5 – правый боковой экран;
6 – фронтовой экран.

Рисунок 6.5 - Развертка топочного экрана котла с навивкой Рамзина

Конструкции топочных экранов.

Топочные экраны получают до 50 % всего тепловосприятия рабочей среды и находятся в зоне наиболее высоких температур газов, что требует тщательного конструктивного выполнения для обеспечения надежной работы металла труб. По конструкции различают экраны *гладкотрубные*, *газоплотные* (которые могут быть выполнены двух типов: из таких же гладких труб, но с вваренными между ними проставками шириной 6÷12 мм или с применением плавниковых труб, сваренных между собой (рисунок 6.6)). Экраны из таких сваренных между собой панелей образуют монолитную цельносварную газоплотную конструкцию, их называют *мембранными*.

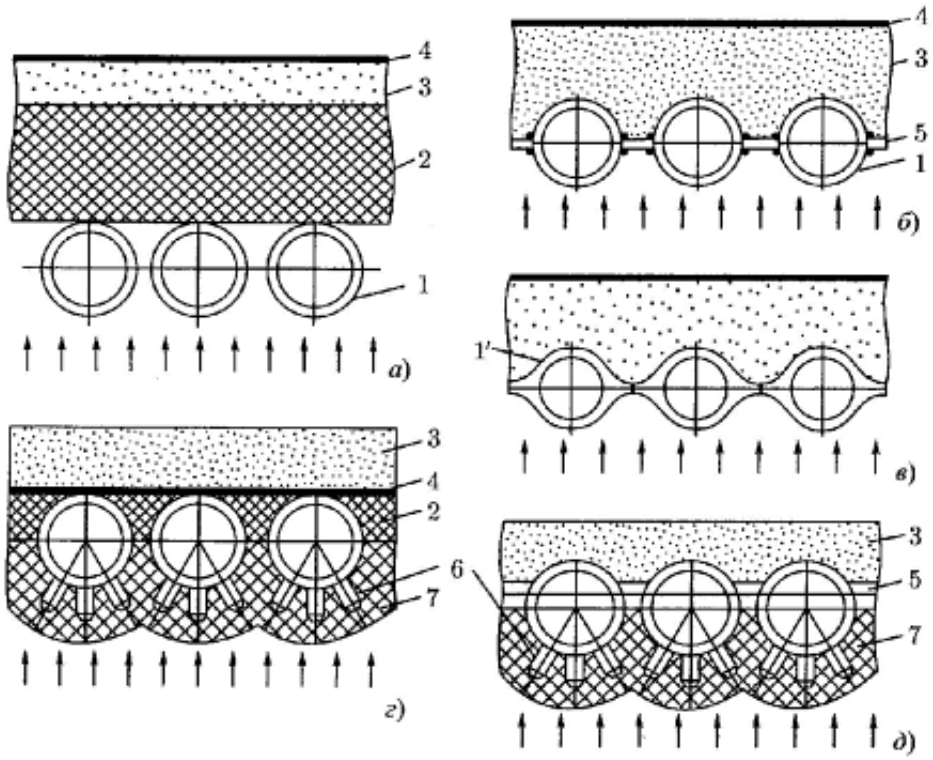
Для создания в топке зоны устойчивого воспламенения малореакционных топлив, требующих высокой температуры для их интенсивного горения, экраны всех типов на соответствующих участках покрывают огнеупорной массой с закреплением ее на приваренных к трубам шипах. Такие экраны называются *футерованными экранами* (рисунок 6.6, г, д).

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 вертикально и в отдельных случаях круто наклонно. Парообразующие поверхности нагрева прямоточных котлов выполняют вертикальными, горизонтальными и подъемно-опускными, поскольку здесь

есть возможность организации движения пароводяной смеси со скоростью, предотвращающей нарушение гидравлических режимов.

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.

Футерованные экраны применяются в топках циклонных и с жидким шлакоудалением (рисунок 6.6, г, д). Для создания футерованного экрана к трубам приваривают шипы (прутки) d=10 мм и h=15÷25 мм. Шипы являются каркасом для крепления набивной массы из огнеупорного материала, отводящим от нее теплоту к экранным трубам.



1 - труба;
1' - плавниковая труба;
2 - огнеупорный бетон;
3 - тепловая изоляция;
4 – уплотнительный слой;
5 - металлическая проставка;
6 - приварные шипы;
7 - огнеупорная масса.

а) гладкотрубные экраны; б) гладкотрубные экраны с сварными проставками; в) газоплотные экраны из плавниковых труб; г) футерованный гладкотрубный экран; д) футерованный мембранный экран.

Рисунок 6.6 - Конструкции топочных экранов

6.3 Пароперегреватели котлов

Теплообменные устройства, служащие для нагрева пара, выходящего из котлоагрегата, до температуры, превышающей температуру насыщения при давлении в котле ($t_{пп}$=440÷560 ^{o}C), называют *пароперегревателем*.

По *тепловосприятию и конструкции* различают пароперегреватели:

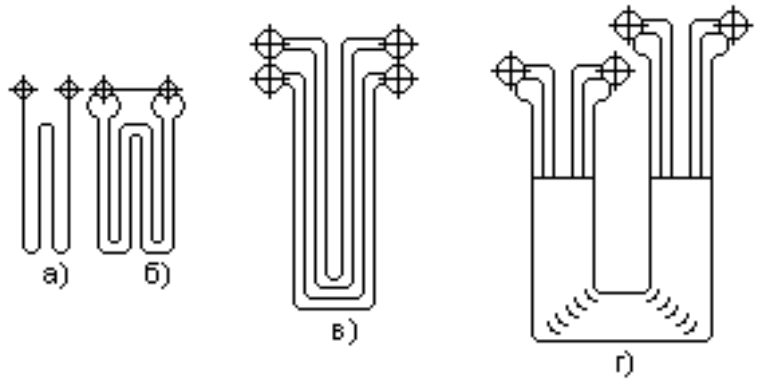
– *конвективные* (размещаемые в конвективных газоходах котла и получающие теплоту, главным образом, конвекцией);

– *радиационные* (размещаемые на стенах, потолке топочной камеры, в горизонтальном газоходе и получающие теплоту радиацией от газов);

– *полурадиационные* (размещаемые в верхней части топки на входе в горизонтальный газоход).

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

Конвективные пароперегреватели (КПП) выполняются из стальных труб $d_н$=32÷42 мм ($\delta_{ст}$=5÷7 мм) (рисунок 6.7). В промежуточных пароперегревателях используют $d_н$=42÷50 мм ($\delta_{ст}$=4÷5 мм).



а) - однорядный;
б) - двухрядный;
в) - четырехрядный;
г) - многорядный (ленточный).

Рисунок 6.7 - Типы конвективных змеевиков пароперегревателя

Для пароперегревателей применяются гладкие трубы, из которых образуются *змеевики* с радиусами гибов труб не менее (1,9·d).

Концы змеевиков приварены к коллекторам круглого сечения. Расстояние между рядами змеевиков составляет s_1=(2÷5)·d.

Змеевики выполняются одно - двух и многорядные и отличаются числом параллельных труб, образующих змеевик. При большой мощности котла пароперегреватели выполнены обычно в 3÷4 ряда труб.

Количество тепла, воспринятого в конвективном пароперегревателе:

$$Q_{\text{кпп}} = \frac{D_{пе}}{B_p}(h_{пе} - h'_{кп}) - Q^{л}_{\text{кпп}}, \text{ кДж/кг}, \qquad (6.1)$$

где $D_{\text{пе}}$ – расход перегретого пара, кг/с;

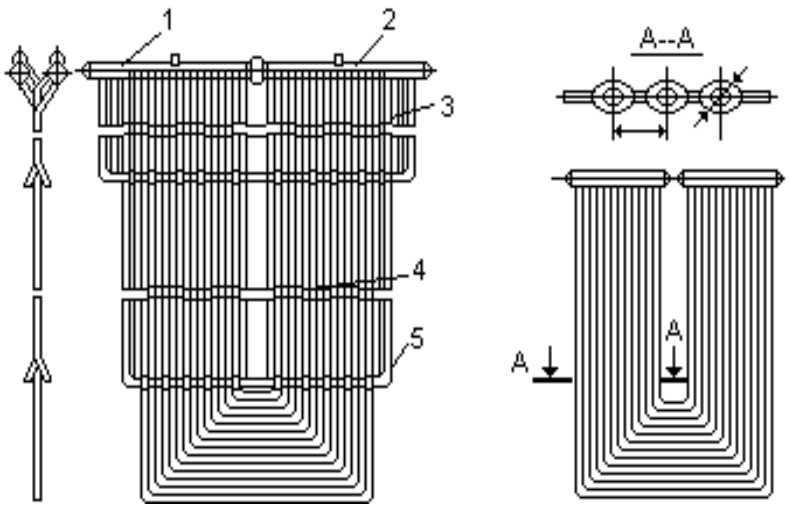
$Q^{л}_{\text{кпп}}$ – переизлучение теплоты из топки, кДж/кг, принимаем, что вся энергия излучения топочного объема, прошедшая ширмы, поглощается в конвективном пароперегревателе $\Rightarrow Q^{л}_{\text{кпп}} = Q^{л}_{вых}$;

$h'_{\text{кп}}$, $h_{\text{пе}}$ – энтальпии пара на входе и на выходе из конвективного пароперегревателя, кДж/кг.

Ширмовые пароперегреватели (ШПП) являются *радиационно - конвективными* поверхностями, их тепловосприятие складывается из значительной доли радиационного излучения и доли конвективного теплообмена, так как газы омывают ширмы продольно - поперечным потоком со скоростью 5÷8 м/с.

ШПП представляют собой систему из большого числа вертикальных труб (14÷50 шт.), образующих широкую плоскую ленту, которая имеет один гиб на 180° (рисунок 6.8). Ширмы размещаются на выходе из топочной камеры с шагом s = (17÷22)·d. Для исключения выхода отдельных труб из плоскости ширмы выполняется перевязка труб ширм в двух уровнях по высоте за счет вывода из ряда двух крайних (лобовых) труб и пропуска их с двух сторон снаружи ленты горизонтально за последний подъемный ряд труб.

На горизонтальном участке эти трубы связаны между собой проставками и строго фиксируют остальные трубы в одной плоскости.



1 - входной коллектор;
2 - выходной коллектор;
3, 5 - обвязочные трубы верхнего и нижнего уровней;
4 - трубы ширмы.

Рисунок 6.8 - Конструкция ширмового пароперегревателя

Тепло, полученное прямым излучением из топки, учитывает взаимный теплообмен между топкой, ширмовым пароперегревателем, потолочным пароперегревателем в районе ширм и поверхностью нагрева за ширмами:

$$Q^{л}_{шпп} = Q^{л}_{вх} - Q^{л}_{вых} = \left(\frac{\beta_ш \eta_в q_л F_{вок}}{B_р}\right) - \left(\frac{Q^{л}_{вх}(1-\alpha_ш)\varphi_ш}{\beta_ш} + \frac{5{,}67\cdot 10^{-11}\alpha_ш F^{л}_{вых} T^4_{ср}\varepsilon_п}{B_р}\right), \quad (6.2)$$

где $Q^{л}_{вх}$ - теплота, полученная ширмовой поверхностью прямым излучением из топки, определяется интенсивностью теплового потока в верхней части топки, величиной плоскости входного сечения ширм и конструктивной характеристикой ширм, кДж/кг;

$Q^{л}_{вых}$ - тепло излучения из топки и ширм на поверхность нагрева, расположенную за ширмами (конвективный пароперегреватель), кДж/кг;

$\eta_в$ - коэффициенты неравномерности тепловосприятия по высоте топки;

$\beta_ш$ – коэффициент, учитывающий взаимный теплообмен между объемом топки и ширмовой поверхностью;

$q_л$ – среднее тепловое напряжение теплообменной поверхности, кВт/м^2;

$F_{вок}$ – лучевоспринимающая поверхность входного сечения ширм со стороны топки (площадь выходного окна топки), м^2;

B_p – расчетный расход топлива, кг/с;

$\varphi_ш$ – угловой коэффициент ширм;

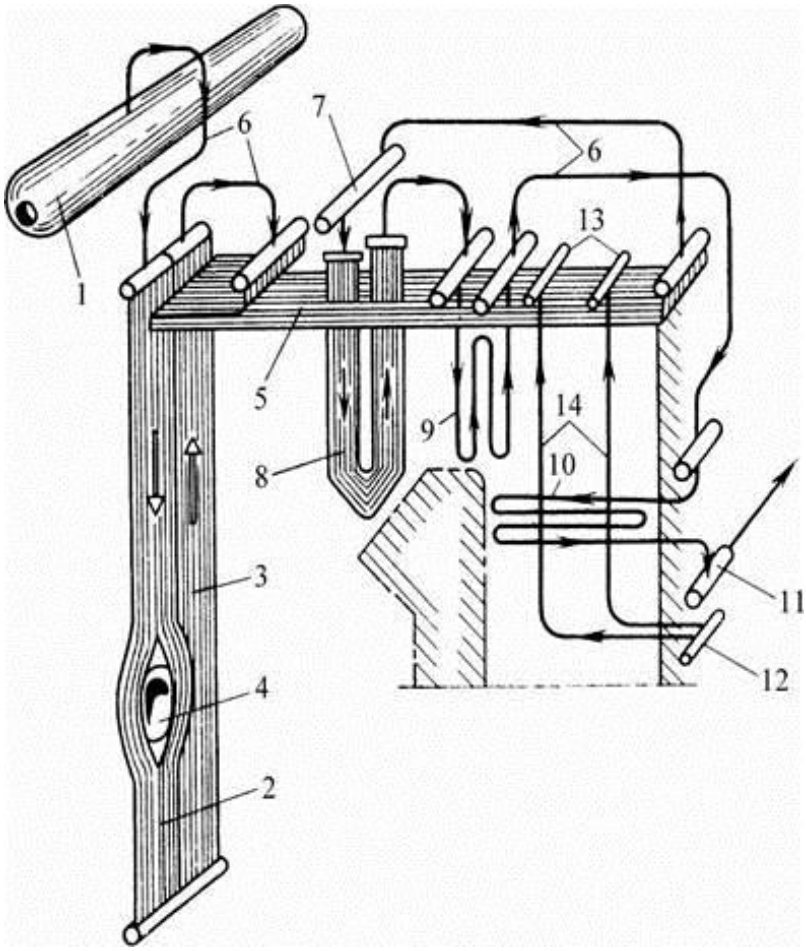
$\beta_ш$ – коэффициент, учитывающий взаимный теплообмен между объемом топки и ширмовой поверхностью;

$F^л_{вых}$ – выходная излучающая поверхность ширм определяется как произведение высоты выходного окна за ширмами на ширину газохода, м^2;

$\varepsilon_п$ – поправочный коэффициент (для жидких топлив – 0,5, газа – 0,7);

$T_{ср}$ – средняя температура газов в ширмах, К.

Радиационные пароперегреватели (РПП) располагаются на стенах и потолке топочной камеры, воспринимают лучистую теплоту и по конструкции мало чем отличается от экранов - состоят из труб, приваренных к коллекторам круглого сечения. РПП барабанного парового котла обычно занимает потолок топки, а если этого недостаточно, то его размещают и на вертикальных ее стенах (рисунок 6.9). Настенные перегреватели, выполненные в виде панели на всю высоту топки. Из-за сложного режима металла труб настенного перегревателя при сниженных нагрузках РПП располагают поверх экранных труб в верхней части топки.



1 - барабан;
2 - опускные трубы панели радиационной части пароперегревателя;
3 - подъемные радиационные трубы панелей;
4 - проем для горелки;
5 - потолочные трубы панели;
6 - необогреваемые перепускные трубы;
7 – пароохладитель;
8 - ширмы;
9, 10 - змеевики вертикального и горизонтального пакетов конвективной части пароперегревателя;
11 - коллектор перегретого пара;
12 и 13 - входной и выходной коллекторы подвесных труб;
14 - подвесные трубы.

Рисунок 6.9 - Схема движения пара в котле с естественной циркуляцией

В прямоточных паровых котлах РПП обычно полностью занимают верхнюю часть топки, потолок и стены горизонтального газохода.

Суммарное тепловосприятие РПП определяется как:

$$Q_{рпп}=Q_{гг}+ Q_{пк}= (\frac{q_0(\ddot{T}_{ГГ}/1273)^2 F_{ГГ}}{B_p}) + (\frac{q_0(s_{пк}/2{,}8)^{0,25}(\ddot{T}_{пк}/1273)^2 F_{пк}}{B_p}), \quad (6.3)$$

где $Q_{гг}$ - тепловосприятие поверхностей нагрева, расположенных в горизонтальном газоходе, кДж/кг;

$Q_{пк}$ - тепловосприятие поверхностей в поворотной камере, кДж/кг;

q_o - удельное теплонапряжение поверхности, кВт/м^2;

$\ddot{T}_{ГГ}$ - средняя температура газов в горизонтальном газоходе, К;

$F_{ГГ}$ - площадь поверхности стен горизонтального газохода, закрытых экранами, м^2;

B_p - расчетный расход топлива, кг/с;

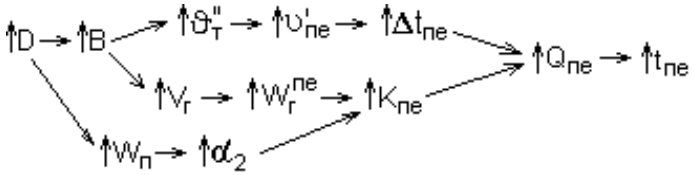
$s_{пк}$ - эффективная толщина излучения объема газов в поворотной камере, м.

Факторы, влияющие на температуру пара.

Температуру пара ($t_{пе}$) зависит:

1) от паропроизводительности (рисунок 6.10):

а) конвективный пароперегреватель:



б) радиационный пароперегреватель:

↑D → ↑B → но $T_ф^{max} \approx$ const ($T_ф = f(Q_н^р)$)

→ $Q_л \sim T_ф^4 \approx$ const → $\downarrow \frac{Q_л}{D}$ → ↓$t_{пе}$;

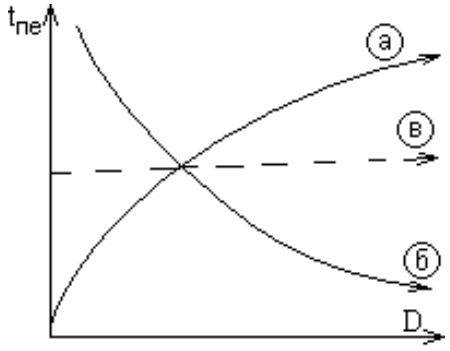


Рисунок 6.10 – Зависимость $t_{пе}$ от D

в) комбинированный пароперегреватель;

2) от температуры питательной воды:

при ↓$t_{п.в.}$ → ↑B (для догрева воды до $t_{нас}$) →$V^г$ → ↑$W_г^{пе}$ → ↑$k_{пе}$ → ↑$t_{пе}$;

3) от коэффициент избытка воздуха: ↑$\alpha_т$ → ↑$V^г$ → ↑$W_г^{пе}$ → ↑$t_{пе}$;

4) от влажности топлива: ↑$W^р$ → ↑V_{H_2O} → ↑$V^г$ → ↑$W^{пе}$ → ↑$t_{пе}$;

5) от загрязнения экранов: ↓$\psi_{экр}$ → ↓$Q_л$ → ↑$\vartheta''_т$ → ↑$\vartheta'_{пе}$ → ↑$\Delta t_{пе}$ → ↑$t_{пе}$;

6) от загрязнения перегревателя: ↓$\psi_{пе}$ → ↓$Q_{пе}$ → ↓$t_{пе}$.

Методы регулирования температуры пара.

По ГОСТ 3619-76 установлены небольшие допустимые отклонения $t_{пп}$ от номинального значения: от +5 до -10°С. Даже комбинированные радиационно-конвективные пароперегреватели в эксплуатационных условиях

не обеспечивают постоянства $t_{пп}$ в пределах допустимых отклонений, в связи с чем, каждый паровой котел оборудуют устройствами для регулирования $t_{пп}$.

Регулирование $t_{пп}$ при изменении нагрузки котла зависит от характеристики пароперегревателя:

– у *радиационных* поверхностей с ↑ нагрузки ↑ расход пара, а тепловосприятие растет незначительно. В результате температура на выходе из пароперегревателя будет снижаться по мере увеличения нагрузки;

– у *конвективного* пароперегревателей всё иначе: количество проходящих через него продуктов сгорания ↑пропорционально ↑ нагрузки, одновременно ↑ температура газов на выходе из топки, ↑ температурный напор ⇒ температура на выходе из конвективного пароперегревателя с ↑ нагрузки увеличивается.

При правильном сочетании РПП и КПП можно получить такую регулировочную характеристику, при которой изменение нагрузки котла потребует включения средств регулирования $t_{пп}$. Кроме изменения нагрузки, на $t_{пп}$ влияют и другие факторы: например, ↓ $t_{пв}$ в барабанных котлах приводит к ↓ $D_п$ ⇒ ↑ температура, т.к. поверхность пароперегревателя фиксированная. У прямоточных котлов ↓ температуры питательной воды уменьшает и ↓ $t_{пп}$.

Значительное изменение избытка воздуха или поступление более влажного топлива ↑ расход газов через КПП, а следовательно - и $t_{пп}$. Такой же эффект может наблюдаться при подшлаковке топочных экранов (при этом повышается температура газов на выходе из топки). Но в тех случаях, когда происходит шлакование самого пароперегревателя, температура пара, наоборот, снижается. Каковы бы ни были причины изменения $t_{пп}$, котельная установка должна выдавать пар требуемых параметров с допустимым отклонением от паспортных данных.

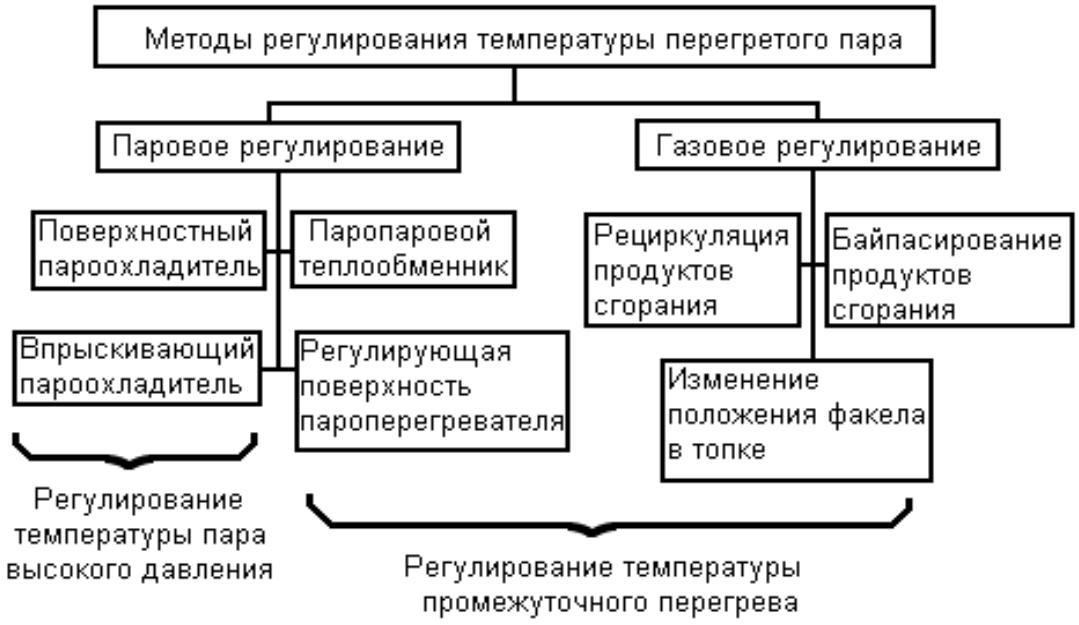


Рисунок 6.11 - Методы регулирования температуры пара

1) *Паровое регулирование* основано на снижении энтальпии пара либо путем отбора от него части теплоты и передачи этой теплоты питательной воде, либо путем впрыска в него обессоленной воды и ее испарения. Эти методы обычно применяются для регулирования температуры свежего пара. Для регулирования температуры вторично-перегретого пара также применяют паровое регулирование, однако обычно оно основано на перераспределении теплоты между свежим и вторично-перегретым паром.

Для реализации данного метода регулирования $t_{пп}$ устанавливаются поверхностные пароохладители или осуществляется впрыск чистого конденсата (рисунок 6.12).

В первом случае (он чаще встречается на котлах малой производительности) пар поступает в трубчатый теплообменник, охлаждающей средой в котором служит питательная вода.

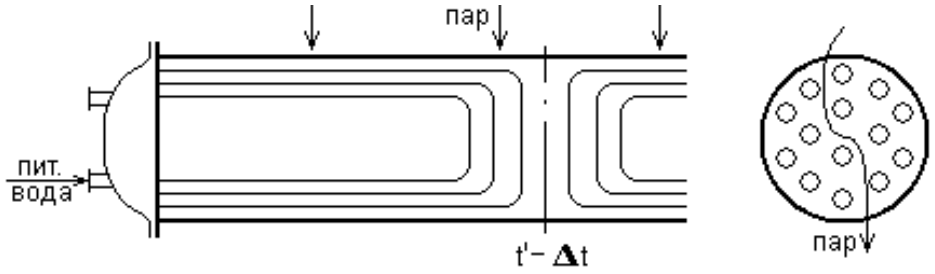


Рисунок 6.12 – Схема поверхностного пароохладителя

Схемы установки пароохладителей.

Пароохладители устанавливают (рисунок 6.13):

а) за перегревателем (⇒ пережог выходных петель);

б) до перегревателя (⇒высокая инерционность);

в) в рассечку (устраняет недостатки предыдущих схем включения).

В крупных котлах чаще используют впрыскивающий пароохладитель, представляющий собой участок коллектора с защитной рубашкой и встроенной форсункой (рисунок 6.14), через которую в поток перегретого пара впрыскивается конденсат в количестве, необходимом для достижения нужной температуры пара. В некоторых котлах устанавливают 2-3 впрыскивающих пароохладителя, предназначенных для поддержания нужной температуры не только на выходе из пароперегревателя, но и в промежуточных зонах.

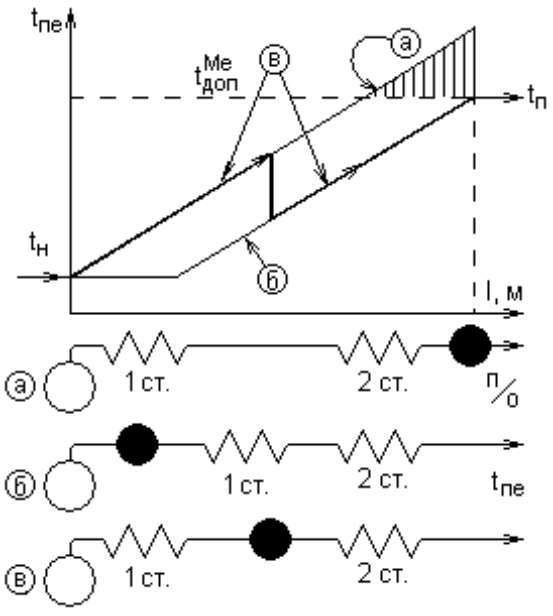
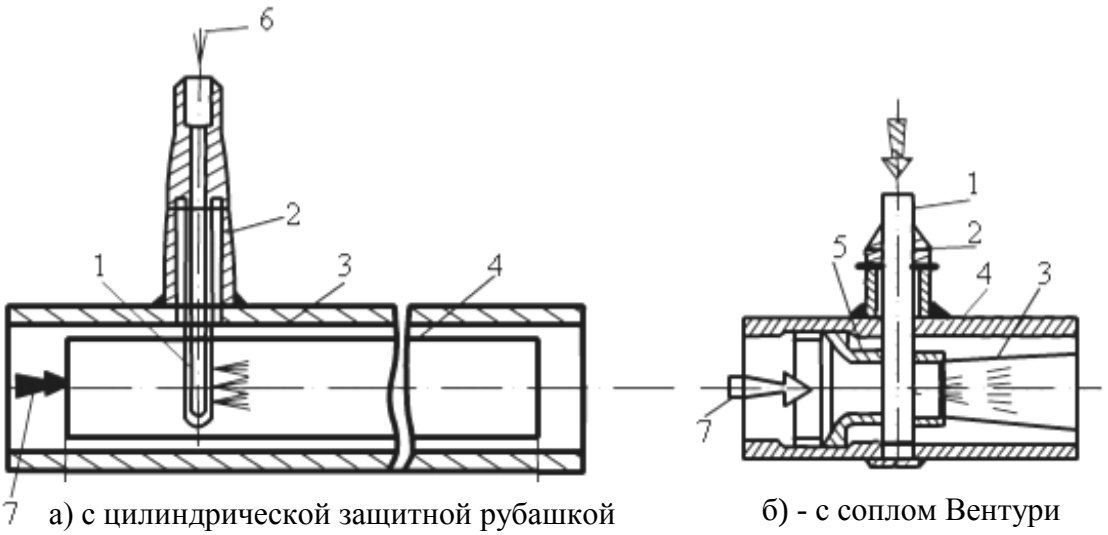


Рисунок 6.13 – Схемы установки пароохладителей

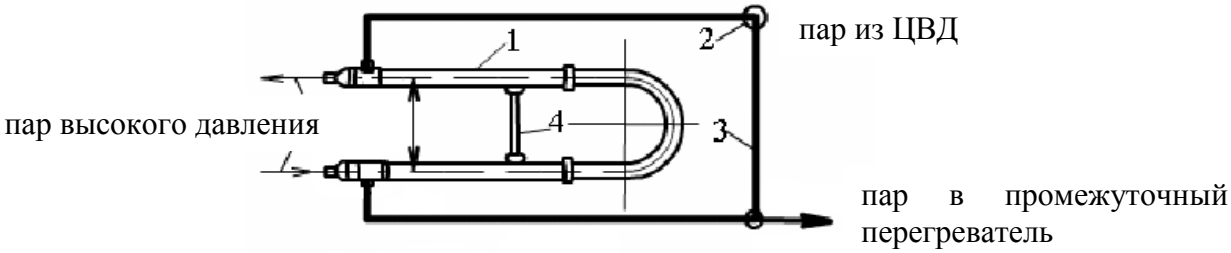


а) с цилиндрической защитной рубашкой б) - с соплом Вентури

1 - водяная форсунка; 2 - штуцер; 3 – защитная рубашка; 4 - корпус пароохладителя; 5 - сопло Вентури; 6 - вход охлаждающей воды; 7 - вход пара.

Рисунок 6.14 - Впрыскивающий пароохладитель

На энергоблоках с вторичным перегревом пара часто применяют паро-паровые теплообменники (ППТО) для перераспределения теплоты между свежим паром и паром промежуточного перегрева (рисунок 6.15). В ППТО часть теплоты пара высокого давления передается пару, поступающему на вторичный перегрев. Первая часть пароперегревателя высокого давления, находящаяся до ППТО, обладает в основном радиационной характеристикой, а промежуточный перегреватель является конвективным.



1 - корпус секции; 2- регулирующий клапан; 3 - байпасная линия;
4 - дистанционирующее крепление.

Рисунок 6.15 – Схема паро-парового теплообменника

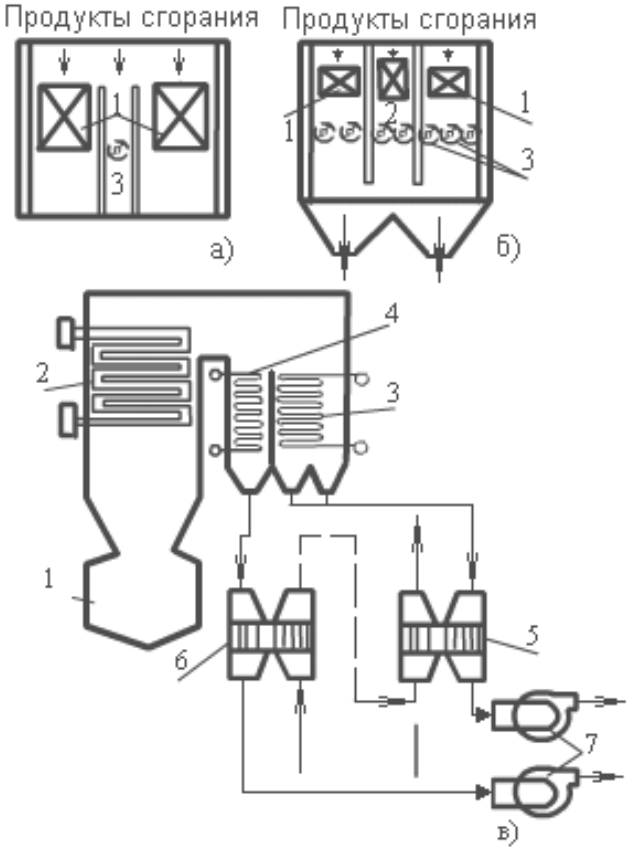
2) *Газовое регулирование*. От описанных выше способов регулирования температуры пара принципиально отличаются *газовое регулирование*, которое основано на изменении тепловосприятия поверхности нагрева с газовой стороны до значения, необходимого для получения заданного уровня температуры перегретого пара.

К этим методам относятся: *байпасирование* части потока продуктов сгорания мимо поверхности нагрева пароперегревателя, *рециркуляция продуктов сгорания*, изменение положения факела в топочной камере (использование *поворотных горелок, переключение ярусов горелок).*

Газовое регулирование применяется для регулирования температуры вторично-перегретого пара, а при его отсутствии иногда и для регулирования температуры свежего пара. Газовое регулирование вызывает дополнительные расходы энергии на тягу и потерю теплоты с уходящими газами, а также оказывает влияние на температуру перегретого пара, что усложняет эксплуатацию. Требуемая температура перегретого пара не обеспечивается газовым регулированием, а потому в современных котлах его применяют совместно с паровым.

При наличии промежуточного пароперегревателя неизбежно применение двух независимых методов регулирования:

а) *бойпасирование газов* осуществляется за счет изменения степени расхолаживания газов. Регулирование температуры перегретого пара байпасированием продуктов сгорания выполняют в трех вариантах: изменением расхода продуктов сгорания через холостой газоход между пакетами пароперегревателя и распределением продуктов сгорания по параллельным газоходам, в которых расположены различные поверхности нагрева «расщепленный газоход» (рисунок 6.16);



а) - через холостой газоход;

б) - распределением газов по заполненным газоходам;

1 - пакеты промежуточного перегревателя;

2 - экономайзер;

3 - регулирующая заслонка;

в) - разделением газоходов:

1 - топка;

2 - основной перегреватель;

3 - промперегреватель;

4 - экономайзер;

5,6 - основной и предвключенный воздухоподогреватель;

7 - дымососы.

Рисунок 6.16 - Схемы регулирования температуры пара байпасированием продуктов сгорания

б) *рециркуляция продуктов сгорания*. Отбираемые из конвективной шахты при температуре 250÷350°С (обычно после экономайзера) продукты сгорания рециркуляционным дымососом (ДРГ – дымосос рециркуляции газов) нагнетаются в топочную камеру, что позволяет перераспределить теплоту между отдельными поверхностями нагрева в зависимости от принятого коэффициента рециркуляции (рисунок 6.17).

В точке ввода газов:

$$\vartheta_г^{рец} = \frac{\vartheta_г^{без\ рец}}{1+r}, \qquad (6.4)$$

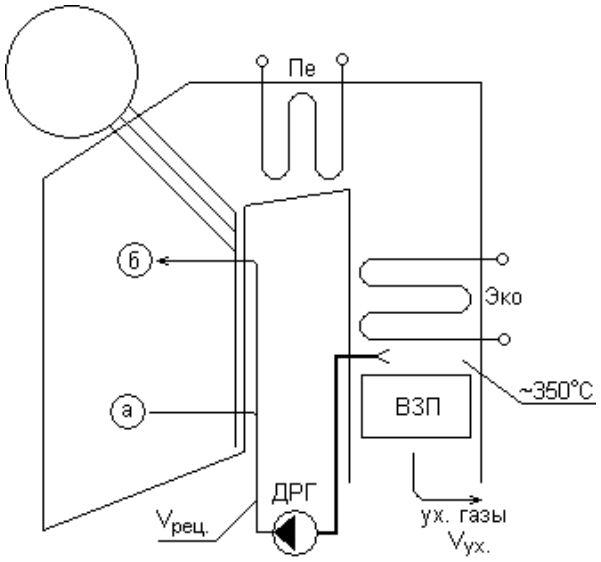
где $r = V_{рец} / V_{ух} = 5 \div 25\%$ – доля рециркуляционных газов:

- рециркуляция в низ топки (применяют при ↓ нагрузках котла):

$\uparrow r_{низ} \rightarrow \downarrow \vartheta_ф \rightarrow \downarrow Q_п \sim T^4 \rightarrow \uparrow \vartheta''_т \rightarrow \uparrow \rightarrow \uparrow \Delta t_{пе}$;

$\uparrow r_{низ} \rightarrow \uparrow V_г = V_г + V_{рец} \rightarrow \uparrow W_г^{пе}$
$\rightarrow \uparrow k_{пе} \rightarrow \uparrow \Delta t_{пе}$;

- рециркуляция в верх топки (применяют при ↑ нагрузке котла $(0{,}9 \div 1) \cdot D_{ном}$ и для снижения шлакования поверхностей на выходе из топки): $\uparrow r_{верх} \rightarrow \downarrow \vartheta''_т \rightarrow \downarrow \vartheta'_{пе} \rightarrow \downarrow \Delta t_{пе} \rightarrow \downarrow Q_{пе} \rightarrow \downarrow t_{пе}$;



а) рециркуляция в низ топки;
б) рециркуляция в верх топки.

Рисунок 6.17 – Схема рециркуляции продуктов сгорания

в) *регулирование поворотными горелками* осуществляется за счет конструктивной возможности горелок изменять угол наклона факела. Тепловосприятие топочных экранов определяется не только уровнем температуры в топке, но и характером ее распределения, при этом изменяя положение факела, можно увеличить или уменьшить тепловосприятие в топке (рисунок 6.18):

1) $+15^o \rightarrow \downarrow \tau_{пребывания\ газов} \rightarrow \downarrow Q_л \rightarrow \uparrow \vartheta''_т \rightarrow \uparrow \vartheta'_{пе} \rightarrow \uparrow t_{пе}$;

2) $-15^o \rightarrow \uparrow \tau_{пребывания\ газов} \rightarrow \uparrow Q_л \rightarrow \downarrow \vartheta''_т \rightarrow \downarrow \vartheta'_{пе} \rightarrow \downarrow t_{пе}$;

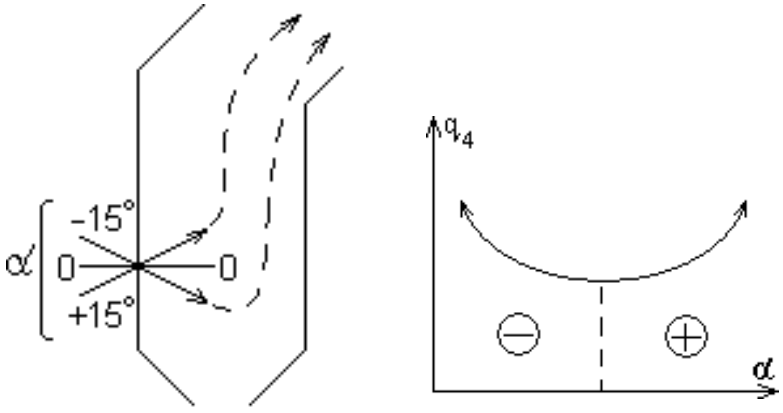


Рисунок 6.18 – Схема регулирования температуры перегретого пара поворотными горелками

г) *переключение ярусов горелок.* Положение факела изменяют также переключением горелок, расположенных в несколько ярусов (рисунок 6.19). Если при трех ярусах суммарный расход топлива через них соответствует паропроизводительности котла выше номинальной, то включение любых двух ярусов обеспечивает работу котла со 100%-ной нагрузкой. Поэтому при большой нагрузке, когда перегрев пара растет, включают нижние ярусы горелок, а при малой нагрузке, наоборот - верхние.

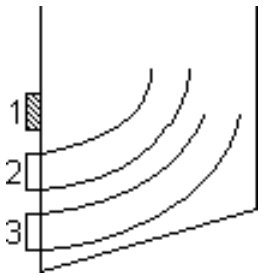


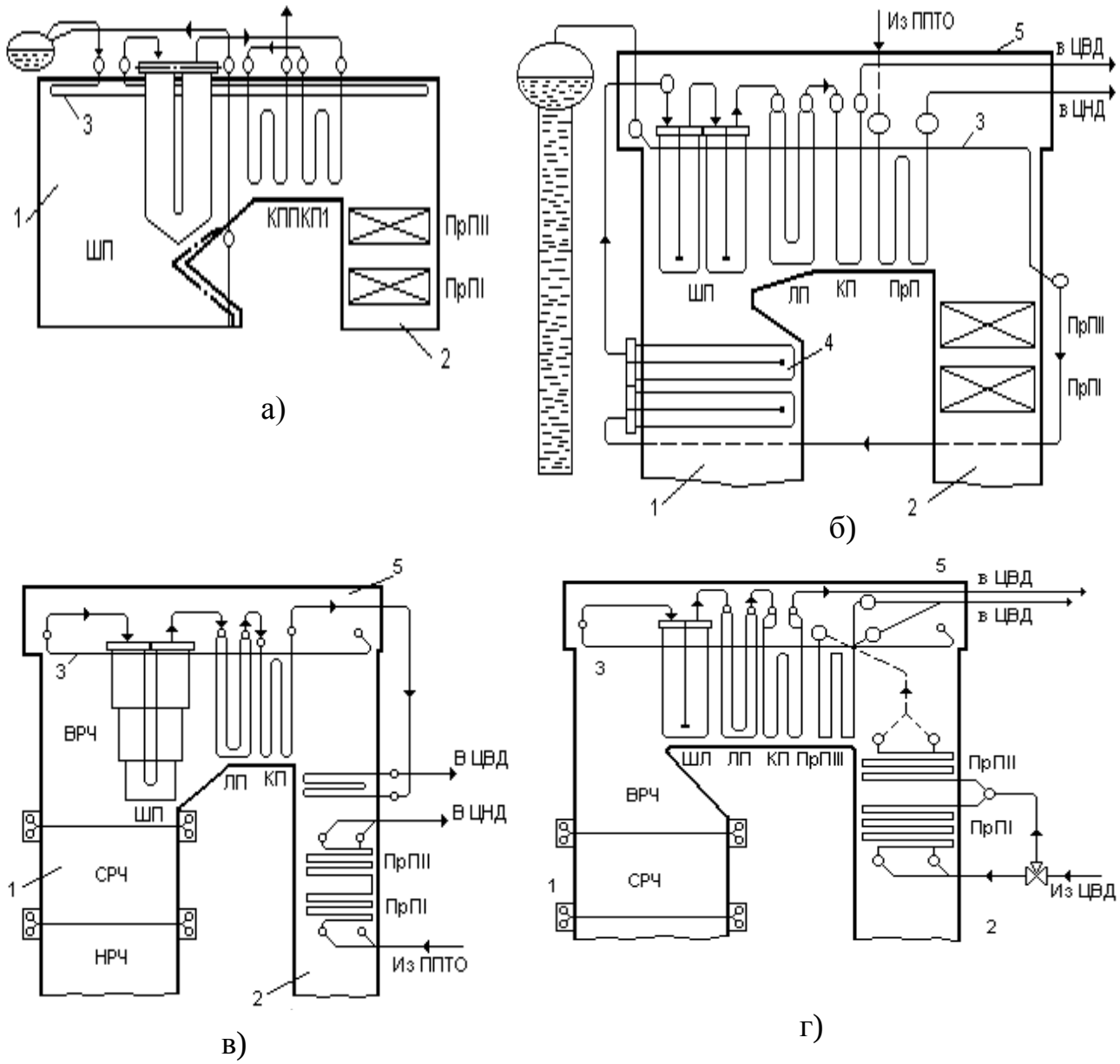
Рисунок 6.19 – Схема регулирования $t_{пп}$ переключением ярусов горелок

Компоновка пароперегревателей.

Пароперегреватели имеют в котлах сравнительно большие размеры поверхности нагрева и располагаются как в области радиационного, так и конвективного теплообмена. Пароперегреватели высокого давления современного котла являются комбинированными, т.е. состоят из радиационной (настенные или потолочные экраны), полурадиационной (ширмовые и ленточные поверхности на выходе из топки) и конвективной (конвективные змеевиковые поверхности в горизонтатьном газоходе и верхней части конвективной шахты) частей.

Для обеспечения надежности работы металла поверхностей следует учитывать, что РПП размещается в области топки, где высокие тепловые потоки и их неравномерность определяют заметное превышение температуры наружной поверхности труб по отношению к температуре проходящего по ней пара и разверку температур в отдельных (более сильно обогреваемых) трубах по сравнению со средней расчетной. В итоге наиболее высокое значение температуры стенки трубы РПП отличается от средней расчетной температуры пара на выходе из него примерно на 60÷80 °С. Поэтому обычно радиационная часть пароперегревателя используется на начальном этапе перегрева пара, когда его температура еще невелика, что облегчает условия работы металла. Также с достаточно высокими средними тепловыми напряжениями и в условиях заметной неравномерности температур газового потока и, следовательно, интенсивности теплообмена работают полурадиационные поверхности, которые обычно располагают в средней зоне перегрева пара. Завершающий этап перегрева осуществляют 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 стали, будет чрезмерно большой. Часто первый конвективный («холодный») пакет устанавливают в зоне умеренных температур газов.

Это позволяет использовать для выполнения пакета более дешевую углеродистую сталь (< 450 °С). На рисунке 6.20 приведены характерные типы компоновок пароперегревательных поверхностей для барабанных котлов высокого давления пара и прямоточных котлов сверхкритического давления.



1-топочная камера; 2-конвективная шахта; 3-радиационный потолочный пароперегреватель; 4–настенный радиационный перегреватель; 5–уплотнительный короб потолка котла (шатер); ШП – полурадиационный ширмовый пароперегреватель; ЛП – ленточный пароперегреватель; КП - змеевиковый конвективный пароперегреватель; ПрП – промежуточный пароперегреватель; НРЧ - нижняя радиационная часть; СРЧ - средняя радиационная часть; ВРЧ - верхняя радиационная часть; ЦВД - цилиндр высокого давления турбины; ЦНД - цилиндр низкого давления турбины;

а) в барабанных котлах при $D_п$ < 420 т/ч; б) в барабанных котлах при $D_п$ = 670 т/ч; в) в прчямоточных котлах при сжигании твердого топлива; г) в прямоточных котлах при сжигании газа и мазута.

Рисунок 6.20 - Компоновка пароперегревателей

7 Низкотемпературные поверхности нагрева. Схемы. Конструкции и компоновка экономайзеров и воздухонагревателей. Водяные экономайзеры. Воздухоподогреватели

7.1 Низкотемпературные поверхности нагрева. Схемы

Экономайзеры и *воздухонагреватели* являются низкотемпературными поверхностями нагрева и располагаются в конвективной шахте котла.

Компоновка: *одноступенчатая* и *двухступенчатая* (рисунок 7.1).

При *одноступенчатой* компоновке экономайзер и воздухонагреватель располагаются в газовом тракте последовательно, и работают они по противоточной схеме. При этом ограничивается возможность подогрева воздуха в воздухоподогревателе (250÷350°С).

Для подогрева воздуха до 350÷450°С воздухоподогреватель выполняют *двухступенчатым,* располагая экономайзер между этими ступенями. Сущность двухступенчатой схемы заключается в увеличении температурного напора на горячем конце воздухоподогревателя в результате переноса его горячей (второй) ступени в область более высокой температуры продуктов сгорания. Это позволяет сохранить температуру уходящих газов на достаточно низком уровне.

Водяные экономайзеры.

Теплообменное устройство, служащее для подогрева воды продуктами сгорания топлива перед поступлением воды в котел, называют *водяным экономайзером.*

В зависимости от температуры, до которой ведется подогрев воды, экономайзеры подразделяются на: *некипящие* (подогрев воды ведется до температуры на 20°С ниже температуры насыщенного пара в паровом котле или температуры кипения воды) и *кипящие* (происходит не только подогрев воды, но и частичное ее испарение). В зависимости от материала экономайзеры разделяются на *чугунные* (барабанные котлы не более 2,4 МПа) и *стальные.*

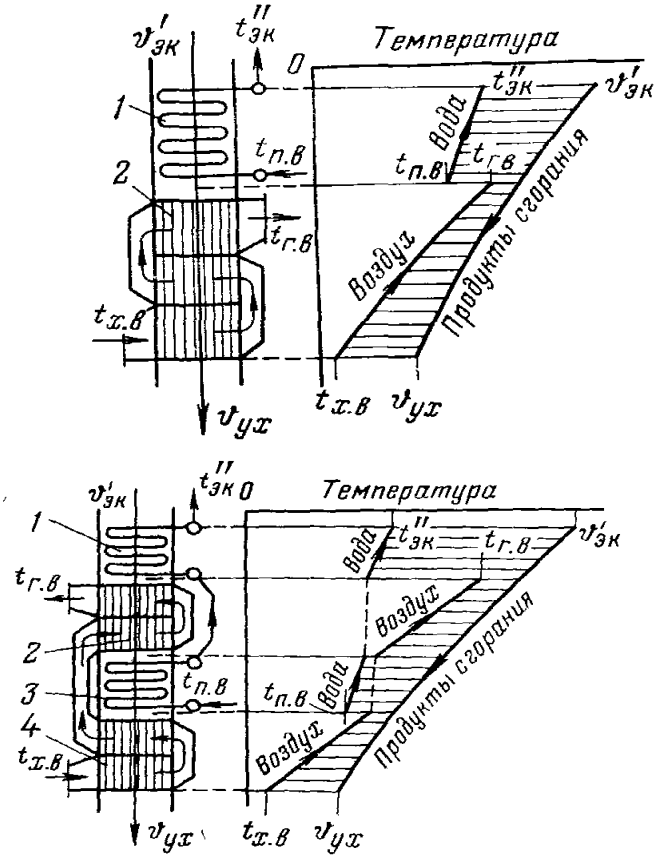
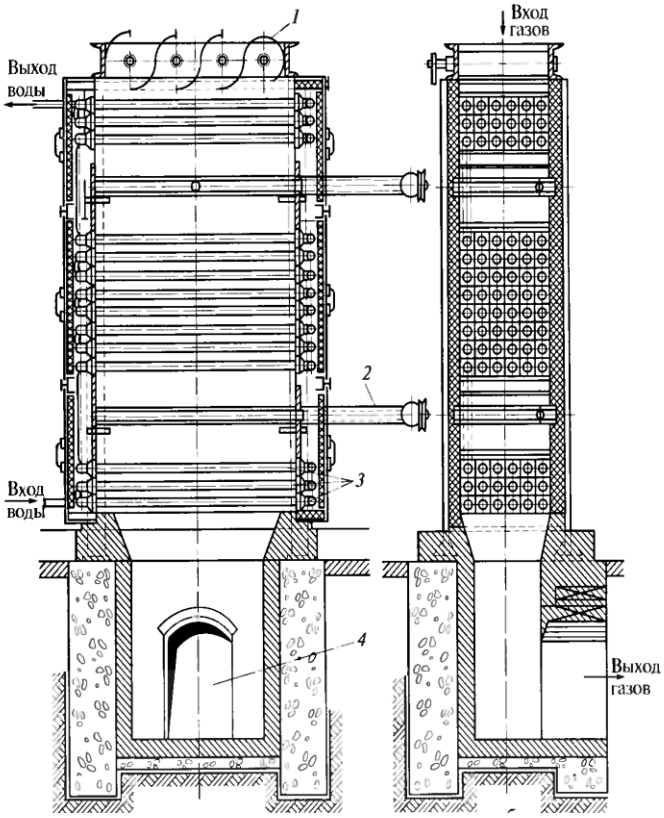


Рисунок 7.1 – Схемы компоновки низкотемпературными поверхностями нагрева

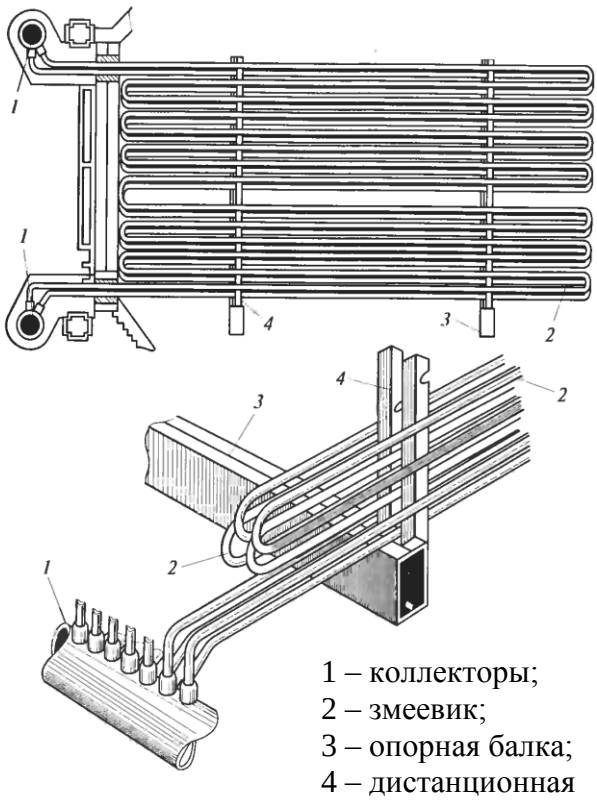
Чугунные экономайзеры (рисунок 7.2) выполняются из сребренных труб *3*, соединяемых между собой посредством калачей. Питательная вода проходит последовательно по трубам снизу вверх, а продукты сгорания проходят через зазоры между ребрами труб. В чугунных экономайзерах недопустимо кипение воды, т.к. это приводит к гидравлическим ударам и разрушению экономайзера. Для очистки поверхности нагрева водяные экономайзеры имеют обдувочные устройства.

Стальные экономайзеры (рисунок 7.3, а) изготовляются из труб $d_н$=28÷38 мм, которые изгибают в змеевики, вваренные в коллекторы, размещаемые за пределами газохода. 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. С целью увеличения тепловосприятия с газовой стороны и повышения компактности к змеевикам приваривают прямоугольные плавники, в этих целях также используют трубы: с поперечным оребрением (кольцевым, спиральным) или мембранные. Такие экономайзеры могут использоваться на топливах с золой, не дающей спекающихся отложений.



1 – заслонка; 2 – обдувочное устройство;
3 – чугунные оребренные трубы; 4 – газоход.

Рисунок 7.2 – Одноколонковый чугунный экономайзер



1 – коллекторы;
2 – змеевик;
3 – опорная балка;
4 – дистанционная гребенка.

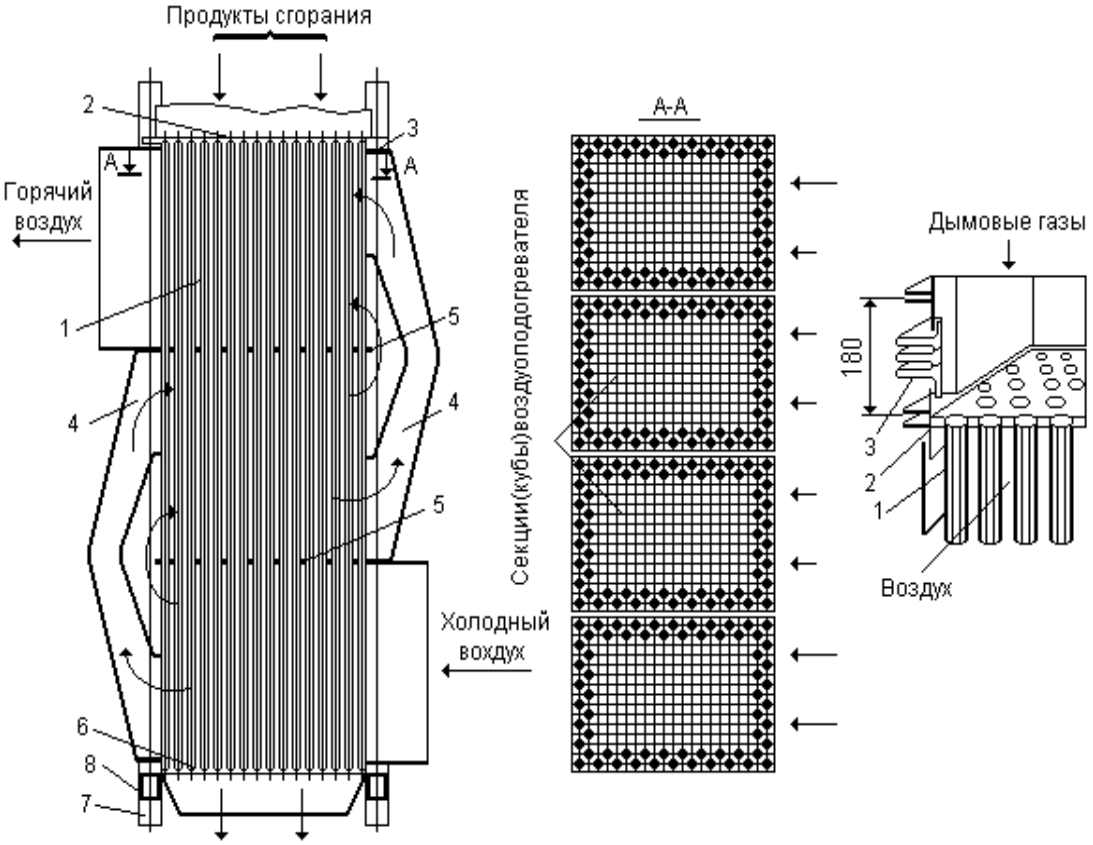
Рисунок 7.3 – Стальной экономайзер

Воздухоподогреватели.

Теплообменные устройства, служащие для подогрева воздуха, подаваемого в топку котла, продуктами сгорания топлива, уходящими из котла, называют *воздухоподогревателем***.**

По принципу действия воздухоподогреватели разделяют на *рекуперативные* (трубчатый) и *регенеративные* (пластинчатый).

В *рекуперативном* воздухоподогревателе передача теплоты от продуктов сгорания к воздуху происходит непрерывно через разделительную стенку, по одну сторону которой движутся продукты сгорания, а по другую - нагреваемый воздух. Трубчатый воздухоподогреватель (ТВП) имеет вертикально расположенную трубную систему (рисунок 7.4), выполненную из стальных труб $d_н$=30÷40 мм ($\delta_с$=1,2÷1,5 мм). Трубы прямые вертикальные, концами приварены к трубным доскам и расположены в шахматном порядке. Внутри труб движутся продукты сгорания, теплота которых передается воздуху, движущемуся между трубами. Для образования перекрестного тока воздуха трубная система по высоте делится на несколько ходов промежуточными перегородками, в местах поворота установлены воздушные перепускные короба. Нижняя трубная доска опирается на металлическую раму, связанную с каркасом котла.



1 – стальные трубы; 2,6 – верхняя и нижняя трубные доски; 3 – компенсатор тепловых расширений; 4 – воздухоперепускной короб; 5 – промежуточная трубная доска; 7,8 – опорные колонны и горизонтальные балки.

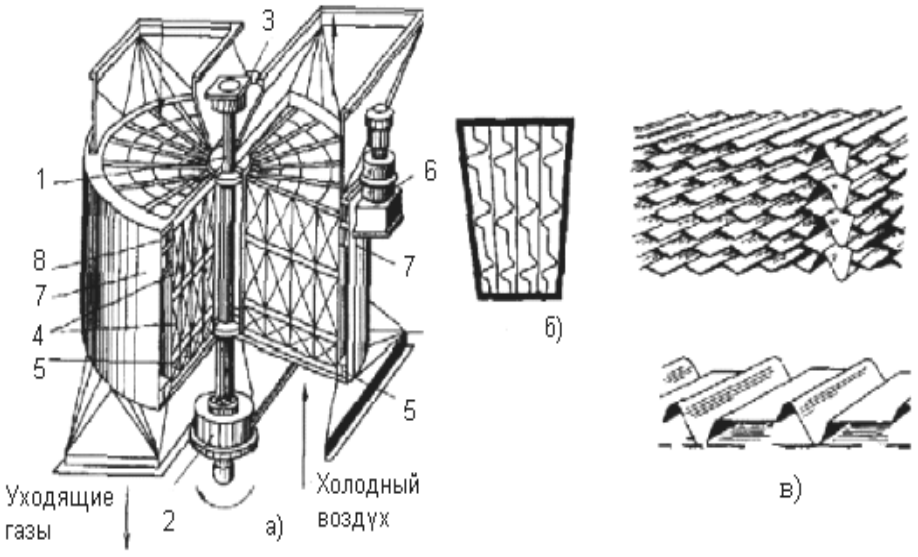
Рисунок 7.4 - Конструкция ТВП

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. ТВП выполняются из углеродистой стали $t_{ст} \leq 500°C$ в виде отдельных кубов (секций), удобных для монтажа и транспорта, которые заполняют все сечение газохода. Из-за невысокого коэффициента теплопередачи 15÷20 Вт/(м^2*К) и низкого температурного напора между газами и нагреваемым воздухом (50÷80°С) ТВП имеет большую теплообменную поверхность и габариты.

В *регенеративных* вращающихся воздухоподогревателях (РВП) передача теплоты от продуктов сгорания к нагреваемому воздуху осуществляется путем попеременного нагревания и охлаждения одной и той же поверхности нагрева. Поверхностью теплообмена в РВП служат гофрированные и плоские стальные листы (пластины), образующие каналы *d*=8-9 мм для прохода продуктов сгорания и воздуха (рисунок 7.5).

Пластины объединяются в секции и заполняют цилиндрический пустотелый ротор, который по сечению разделен глухими радиальными перегородками на изолированные друг от друга сектора. Ротор РВП медленно вращается с частотой 1,5-2,2 об/мин. Диаметр ротора РВП составляет от 5,4 до 9,8 м, а высота от 1,4 до 2,4 м. Применение 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 м^3 объема, составляет 300-340 м^2/м^3, в то время как в трубчатых воздухоподогревателях этот показатель составляет порядка 50 м^2/м^3.

В отличие от ТВП, РВП располагается *вне пределов конвективной шахты*.



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

Рисунок 7.5- Конструкция РВП

8 Водный режим работы барабанных котлов. Организация безнакипного режима работы котлов

Вода, поступающая для питания котлов, называется *питательной*.

Вода, подаваемая для восполнения потерь пара или расходов воды в тепловых сетях, называется *подпиточной*.

Воду, находящуюся в испарительной системе котла, называют *котловой*.

Под *водно-химическим режимом паровых котлов* понимают совокупность мероприятий по получению надлежащего качества питательной воды и пара и предотвращению образования в котлах накипи и отложений (мероприятия: организация станционной водоподготовки, организация коррекционных методов поддержания качества котловой воды, организация безнакипного режима работы поверхностей нагрева, борьба с уносом солей паром, вывод примесей воды).

8.1 Водный режим работы барабанных котлов

Источниками водоснабжения для питания котлов являются реки, озера, используются также фунтовые или артезианские воды, вода из городского или поселкового водопровода. В составе природных вод имеются механические примеси минерального или органического происхождения, растворенные химические вещества и газы, поэтому без предварительной очистки природные воды непригодны для питания котлов. При этом предварительная подготовка воды полностью не исключает присутствия в ней солей, механических примесей и газов, так как некоторое их количество остается после обработки и, кроме того, при прохождении по тракту тепловой схемы вода уносит продукты коррозии, а также с различными присосами в нее попадают газы. Частично соли и газы удаляют в обессоливающих установках, деаэраторах. Для надежной работы котла очистка питательной воды до входа в него оказывается также недостаточной. В процессе выпаривания воды (например, в барабане котла при температуре насыщения) происходит накопление солей, обусловленное различным их количеством в питательной (котловой) воде и в паре. Поэтому дополнительно в самом котле предусматриваются обработка воды и организация водного режима, позволяющие уменьшить накипеобразование, прикипание шлама, вынос солей в турбину и коррозию.

Влияние качества воды на работу котла.

Наличие примесей в питательной воде приводит к явлениям, существенно усложняющим работу котельного агрегата. В первую очередь следует выделить накипеобразование, загрязнение пароперегревателей и турбин, внутреннюю коррозию в трубах. Накипеобразование на внутренней поверхности обогреваемых труб относится к наиболее нежелательным явлениям.

Даже весьма небольшой слой накипи приводит к весьма существенному повышению температуры металла труб и их разрыву из-за потери механической прочности, что считается тяжелой аварией в котлоагрегате.

Растворение веществ в воде приводит к полной или частичной их диссоциации с образованием соответствующих ионов.

Питательная вода содержит в основном следующие ионы: катионы Na, Ca_2, Mg_2 и анионы OH, CI, SO_4, CO_3, $HSiO_3$. Ионы натрия легко образуется при растворении в воде многих природных соединений, в их числе соли - хлорид натрия (поваренная соль), сульфат натрия (глауберова соль), карбонат натрия (кальцинированная сода), гидроксид натрия (каустическая сода, натровый щелок) и др. При соприкосновении воды с горячей стенкой трубы в поверхностном слое вследствие испарения воды достигается состояние насыщения, и избыток вещества выпадает из раствора в осадок, образуя на стенке трубы твердые и плотные отложения - накипь. Очень твердую накипь дают силикаты $CaSiO$, и сульфаты $CaSO_4$ кальция.

Внутренние загрязнения на трубах пароперегревателей и лопатках турбин появляются при выносе солей из барабана котла с частичками влаги и вследствие растворимости некоторых солей в паре. Особая роль в загрязнении пароперегревателя и турбин принадлежит кремнекислотам.

С увеличением давления растворимость в паре кремнекислот возрастает. Поэтому с повышением давления пара более 10 МПа значительно возрастают требования к чистоте воды и пара по их содержанию.

В барабанах котлов и экранных трубах наблюдается щелочная коррозия, определяемая концентрацией щелочи $NaOH$, достигающей опасных значений при выпаривании котловой воды. Особенно активно коррозия протекает под слоем непрочных отложений (накипи и шлама). Распространенным видом коррозии является кислородная коррозия. Свободный кислород, содержащийся в воде, электрохимически взаимодействует с металлом и вызывает его разрушение. Наиболее подвержены кислородной коррозии внутренние поверхности труб экономайзеров.

При обращении воды в рабочем цикле котельной установки могут происходить три основных процесса, нарушающие нормальную работу теплотехнического оборудования: *накипеобразование; шламообразование; коррозия металла.*

Нормирование качества питательной воды направлено на предотвращение накипеобразования и замедление процессов коррозии на поверхностях нагрева. Даже незначительные отклонения от норм приводят к существенному загрязнению сетевой воды окислами железа, а также к интенсивной коррозии металла водогрейных котлов.

Ухудшение качества сетевой воды происходит и в результате присосов сырой воды.

Повышение концентрации ионов-накипеобразователей и коррозионно-активных газов приводит к образованию отложений.

Образование слоя отложений:

– ухудшает коэффициент теплоотдачи от стенки к нагреваемой среде и способствует тому, что температура стенки трубы становится выше температуры кипения воды при данном давлении;

– ухудшает гидродинамический режим и нарушает нормальную циркуляцию воды в котле;

– вызывает перерасход топлива.

8.2 Организация безнакипного режима работы котлов

Чистота пара во многом зависит от чистоты питательной воды и уровня солесодержания котловой воды, отсюда чистота пара будет определяться эффективностью вывода примесей из водопарового цикла котлов такими способами, как:

– продувкой (периодической и непрерывной), от которой зависит солесодержание котловой воды барабанных котлов;

– ступенчатым испарением, повышающим во много раз эффективность продувки котла;

– сепарацией пара от капельной влаги механическим путем;

– промывкой пара питательной водой.

1) Продувка.

С питательной водой в котел поступают растворенные соли, которые при кипении накапливаются в ней. Если $C_{к.в} > C_{к.в.}^{нак}$ → соли Ca и Mg будут образовывать накипь на поверхности экранных труб (↑$t_{стенки}$→ разрыв), поэтому необходимо, чтобы всегда имело место неравенство $C_{к.в.} < C_{к.в.}^{нак}$, что достигается:

– непрерывной продувкой (постоянный отвод части котловой воды с солями из системы);

– периодической продувкой через 10÷12 ч. из нижних коллекторов экранов отводится шлам.

Процент продувки составляет:

$$P = (D_{пр} / D) \cdot 100\,\% = 1 \div 10\,\% \qquad (8.1)$$

и определяется из солевого баланса:

$$\left.\begin{array}{l} D_{п.в.} \cdot C_{п.в.} = C_{п} \cdot D_{п} + C_{пр} \cdot D_{пр} \\ D_{п.в.} = D_{п} + D_{пр.} \end{array}\right\} \quad P = \frac{C_{п.в.} - C_{п.}}{C_{пр} - C_{п.в.}} \cdot 100\,\% \qquad (8.2)$$

Недостаток продувки: потери теплоты с продувочной водой (↓$\Delta\eta_к \approx$ 0,5%). Пути снижения *P: а*) ↓$C_{п.в.}$ (на химводоочистке); б) вывод продувочной воды с максимальным солесодержанием.

2) Ступенчатое испарение.

Улучшить качество пара, не увеличивая количества продувочной воды, выводимой за пределы котла, возможно при использовании метода ступенчатого испарения, разработанного и внедренного в 30-х г. профессором Э. И. Роммом.

Метод ступенчатого испарения (рисунок 8.1) заключается в том, что водяной объем барабана делится поперечными перегородками на несколько отсеков, к каждому из которых присоединена своя группа контуров циркуляции (ступени испарения). Вся питательная вода при этом подается в первый отсек, котловая вода из которого поступает в следующий отсек, далее в последующий и т.д. Эта система разбивки поверхностей нагрева котла по ступеням позволяет повышать объем продувки последующих ступеней по сравнению с предшествующей на величину ее испарительной паропроизводительности. Вследствие последовательных внутренних продувок, в водяном объеме агрегата создается «химический перекос», когда количество примесей в котловой воде каждого последующего отсека устанавливается большим, чем в предыдущем. Отвод воды из котла с непрерывной продувкой осуществляется из последнего по ходу воды отсека. Весь пар отводится из парового пространства первого отсека агрегата.

В паровых котлах ступенчатое испарение выполняют чаще всего по схеме двухступенчатого или трехступенчатого испарения.

Достоинства многоступенчатого испарения: повышается экономичность котла, повышается чистота пара.

Схема одноступенчатого испарения:

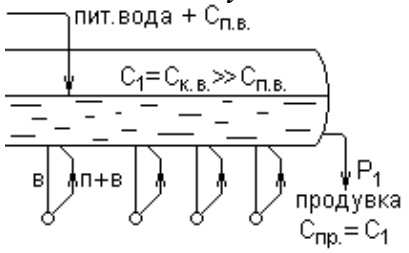
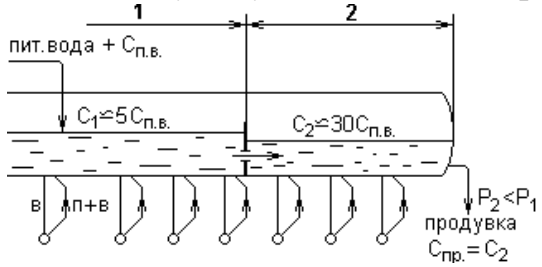
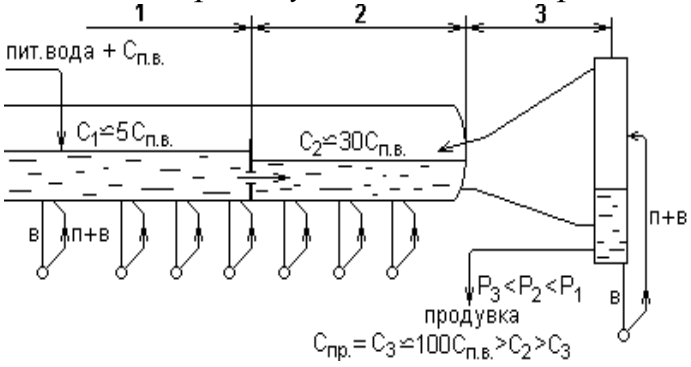


Схема двухступенчатого испарения:



1 – первая ступень испарения (чистый отсек);
2 – вторая ступень испарения (солевой отсек).

Схема трёхступенчатого испарения:



1 – I- ступень испарения (чистый отсек);
2 – II- ступень испарения (солевой отсек);
3 – III ступень испарения (выносной циклон).

Рисунок 8.1 – Схемы ступенчатого испарения

3) Сепарация и промывка пара.

В насыщенном водяном паре барабанных котлов могут находиться различные примеси: газы N_2, NH_3, CO_2, H_2, соли и кислоты минеральных и органических веществ, оксиды металлов. Загрязняющие примеси поступают в основном из питательной воды. Минеральные примеси могут отлагаться в трубах пароперегревателя, в арматуре трубопроводов и в проточной части турбины в количестве, недопустимом для нормальной работы.

В барабане котла при разделении пароводяной смеси на пар и воду происходит унос капель котловой воды, имеющих высокое солесодержание. В паре находятся также соли растворенных в нем веществ.

Для улучшения качества насыщенного пара необходимо уменьшить содержание в нем капельной влаги и растворенных в паре веществ.

Причины перехода солей из котловой воды в пар:

1) Унос паром капельной влаги:

$$\omega = (m_{кап} /(m_{кап} + m_{пара})) \cdot 100\ \%. \qquad (8.3)$$

2) Растворимость солей в паре:

$$C_n = 0{,}01 \cdot (\omega + k_p) \cdot C_{к.в}, \text{ мг/кг}, \qquad (8.4)$$

где k_p -коэффициент растворимости.

Избирательный унос солей с паром.

Пар и вода имеют одну химическую природу. Поэтому при высоком давлении пар также хорошо растворяет вещества, как и вода. Коэффициент распределения веществ между паром и водой:

$$k_{распр} = C_n / C_{к.в.} = (\rho' / \rho'')^{-n} = f(P_n), \qquad (8.5)$$

где n зависит от природы химического соединения.

Капельный унос обусловлен разрушением пузырей на поверхности слоя в барабане: $E_\sigma + E_{пов.\ нат.} = E_{кап.}$ Крупные капли возвращаются в слой, а мелкие уносятся паром в пароперегреватель и испаряются внутри змеевиков.

Это приводит к отложению растворённых в них веществ с последующим пережогом труб.

Факторы, влияющие на капельный унос:

а) паропроизводительность котла: $\omega = A \cdot D^n$ $n = f(D)$;

б) давление в барабане: $\uparrow P \rightarrow \uparrow E^{энергия}_{пара}$;

в) высота парового пространства;

г) солесодержание котловой воды: $\uparrow C_{к.в} \uparrow \sigma_{пуз} \Rightarrow \uparrow \delta_{плёнки} \uparrow h_{пены} \Rightarrow \downarrow h_n \Rightarrow \omega \downarrow$.

При низких и средних давлениях решающее значение для уменьшения солесодержания пара имеет сепарация (выделение) капельной влаги от пара.

В котлах высокого и сверхкритического давления солесодержание пара также определяется содержанием в паре растворенных примесей.

Меры борьбы с капельным уносом.

1) Гашение энергии струй пароводяной смеси. Достигается:

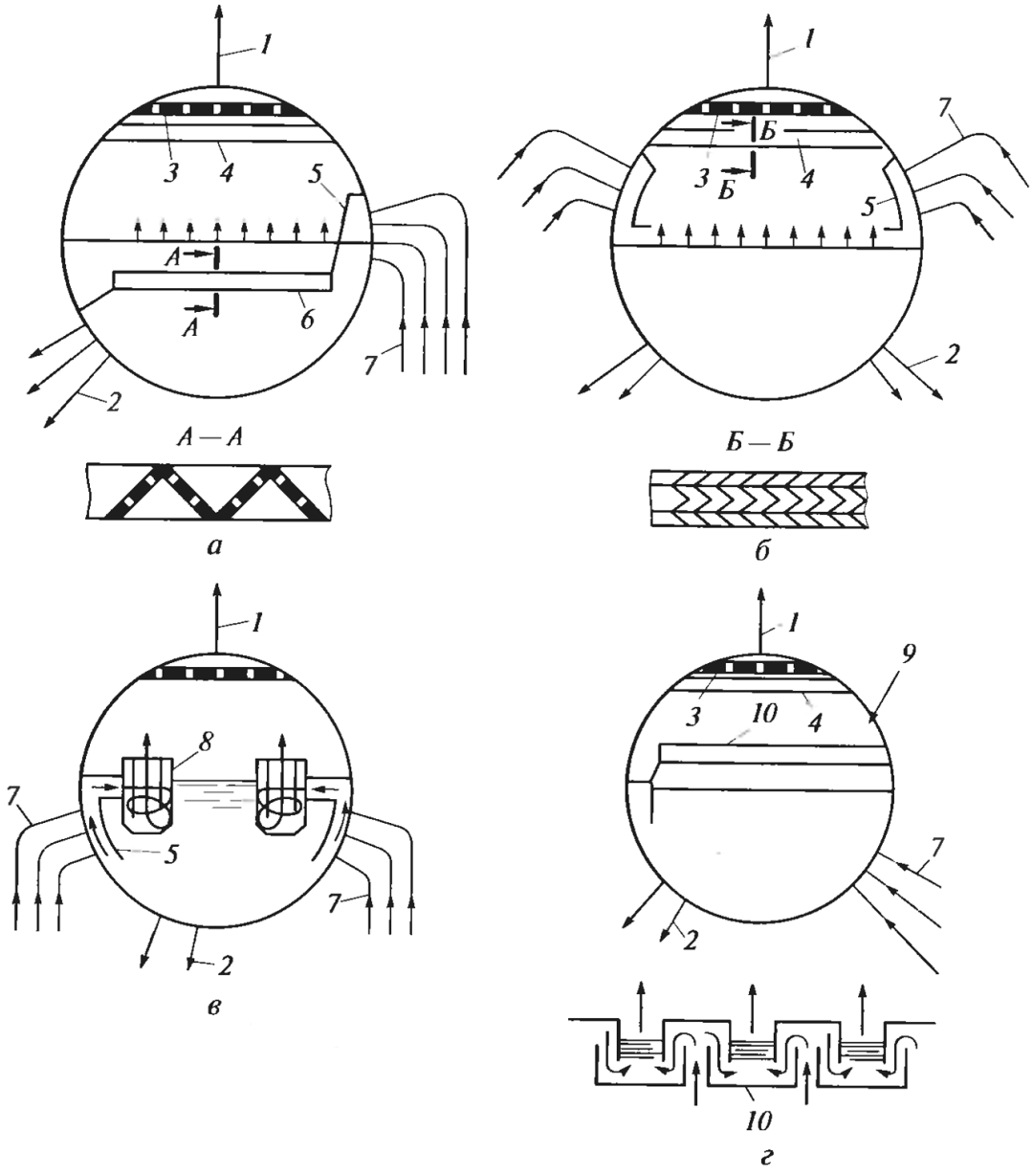
а) за счёт равномерного распределения подъёмных труб по длине барабана;

б) установкой дырчатых щитов: $d_{отв} = 5 \div 10$ мм;

2) Отделение капельной влаги. Достигается за счёт:

а) гравитационной сепарации $\rho_в / \rho_п < 600$;

б) инерционной сепарации (рисунок 8.2): пароприёмные щиты; жалюзийные сепараторы; отбойные щитки; внутрибарабанные циклоны, выносной циклон.



1 - пароотводящие трубы; *2* - опускные трубы; *3* - пароприемный шит; *4* - жалюзийный сепаратор; *5* - отбойный щит; *6* – распределительный дырчатый утопленный щит; 7 - трубы испарительной поверхности нагрева; *8* – внутрибарабанный циклон; *9* - подвод питательной воды; *10* - барботажный щит; *а)* - при подводе пароводяной смеси под уровень воды в барабане; *б)* то же, в паровой объем барабана; *в)* - при установке внутрибарабанных циклонов; *г)* - промывка пара.

Рисунок 8.2 - Схемы сепарационных устройств в барабане котла

9 Схемы газовоздушного тракта котлов. Основное оборудование газовоздушного тракта котлов

9.1 Схемы газовоздушного тракта котлов

Газовоздушный тракт котла - 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*.

Естественная тяга.

В котлах малой паропроизводительности без организации подогрева воздуха для горения при относительно короткой длине газоходов возникает небольшое сопротивление при движении газов, которое преодолевается за счет *естественной тяги дымовой трубы* (рисунок 9.1).

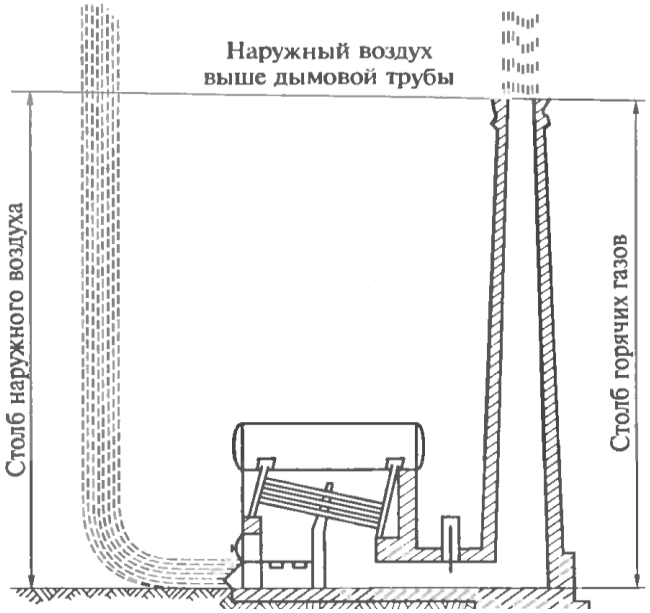


Рисунок 9.1 – Схема естественной тяги

Естественная тяга (или самотяга, Па) определяется как:

$$H_{сам} = h_{тр}*(r_в - r_г) \cdot g, \quad (9.1)$$

где $h_{тр}$ - высота дымовой трубы, м;

$r_в$,$r_г$ - плотность холодного воздуха (при 20÷30°С) и газов (при температуре на выходе из котла), кг/м^3;

g - ускорение свободного падения, м/с^2.

Так, в среднем для трубы высотой 100 м самотяга составит 350÷400 Па.

Принудительная тяга.

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 преодолевать собственную самотягу газов, направленную вверх.

Дополнительно необходимо иметь запас напора для регулирования расходов. В этом случае сопротивление газовоздушного 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: *с уравновешенной тягой и под наддувом.*

Уравновешенная схема тяги и дутья.

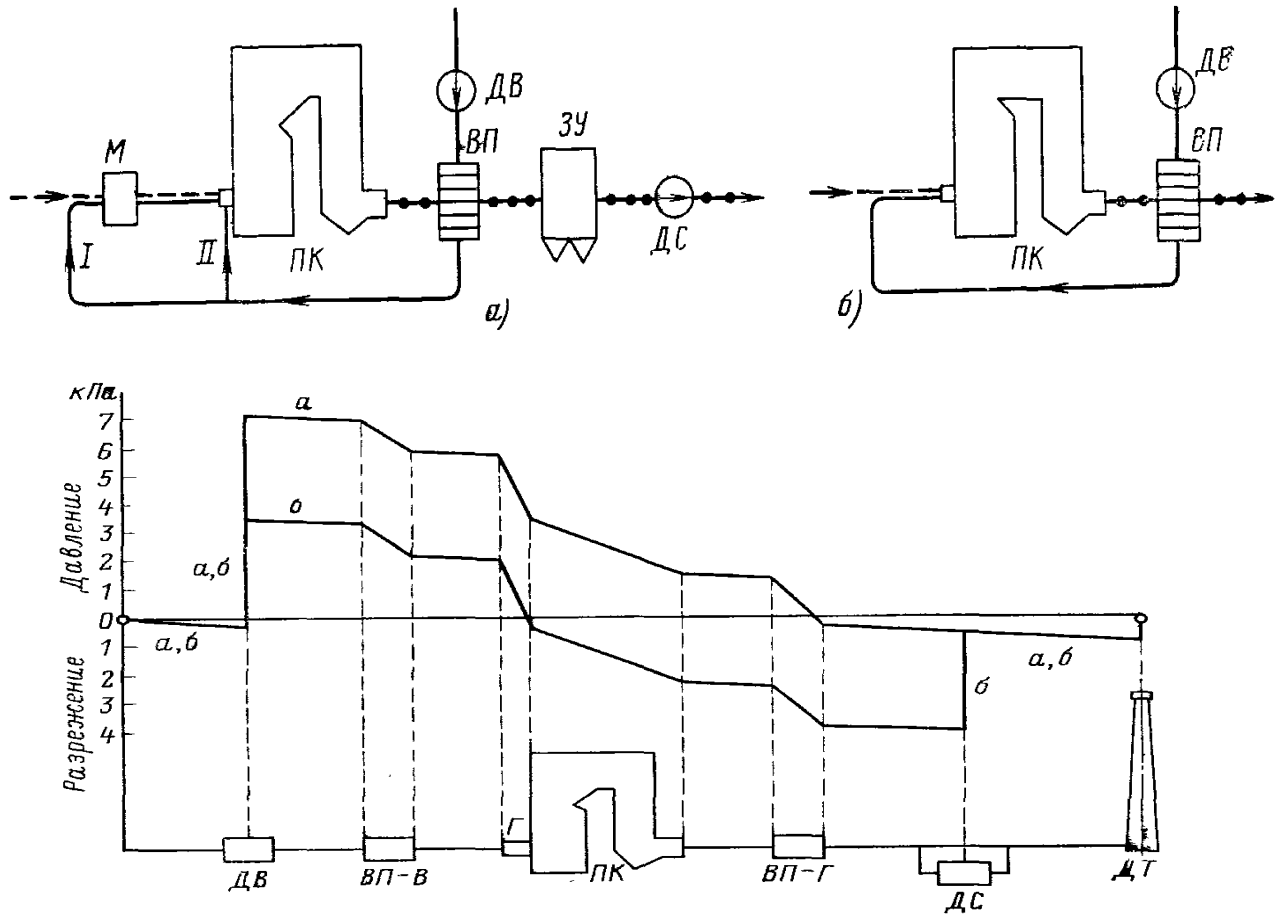
При такой схеме газовоздушный тракт котла включает в себя дутьевые вентиляторы для подачи под давлением 2,5÷5 кПа атмосферного воздуха через воздухоподогреватели к горелкам и части горячего воздуха в углеразмольные мельницы (рисунок 9.2, а). Сопротивление газового тракта котла, а также аппаратов золоулавливания и газоходов до дымовой трубы преодолевается дымососами, имеющими напор 2,0÷3,5 кПа. В этом случае весь воздушный тракт на участке вентилятор - топка находится *под давлением выше атмосферного*. Продукты сгорания удаляются из котла дымососами, в связи, с чем топка и все газоходы находятся под разрежением.

В газовый тракт при давлении ниже атмосферного через неплотности его ограждений присасывается окружающий воздух, что увеличивает объем перекачиваемых дымососами газов. В среднем доля присосов воздуха составляет около 20÷30 % объема газов $V_г$, образующихся в топке при горении топлива. Контрольным фактором, обеспечивающим согласование работы дутьевых вентиляторов и дымососов, является давление газов на выходе из топочной камеры. Здесь устанавливается и автоматически поддерживается небольшое разрежение, составляющее 30÷50 Па (3÷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 сохранять указанное небольшое разряжение.

Схема тяги и дутья под наддувом.

Транспорт воздуха до топки и продуктов сгорания до выхода в атмосферу можно также обеспечить специальными высоконапорными дутьевыми вентиляторами без применения дымососов (рисунок 9.2, б). В этом случае топка и газоходы будут находиться под некоторым избыточным давлением - *наддувом*. Весь газовый тракт котла при наддуве находится под избыточным давлением, и чтобы исключить проникновение токсичных газов из газового тракта в котельное отделение, необходимо обеспечить полную газоплотность всех стен газоходов котла (рисунок 9.2, в). В газоплотном тракте исключены присосы воздуха. При наддуве напор, создаваемый дутьевым вентилятором, меньшем, 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.



ПК – паровой котел; ВП – воздухоподогреватель; ЗУ – золоуловитель; М – мельница;
ДВ – дутьевой вентилятор; ДС – дымосос; ДТ - дымовая труба;
ВП-В и - ВП-Г – воздухоподогреватель (В - воздушная сторона, Г -газовая сторона).

а) котел с уравновешенной тягой пылеугольной ТЭЦ;

б) котел с наддувом газомазутной ТЭЦ;

в) распределение давления в газовоздушном тракте котельной установки при уравновешенной тяге (а) и наддуве (б).

Рисунок 9.2 – Схемы газовоздушного тракта

9.2 Регулирование тяги

Причины нарушения тяги.

Регулирование естественной тяги осуществляется с помощью шиберов, которые устанавливаются в газоходах между котельным агрегатом и дымовой трубой. Шиберы обычно выполняют в виде металлической (чугунной) пластины. Для котлов, работающих на газообразном топливе, в верхней части шибера делается отверстие диаметром не менее 50 мм.

Через это отверстие осуществляется вентиляция топки и газоходов в случае негазоплотных запорных устройств неработающего котла. Регулирование тяги в схемах с искусственной тягой выполняется с помощью изменения угла поворотных лопаток осевого направляющего аппарата дымососа.

Недостаток тяги может быть причиной неполного сгорания газа из-за уменьшения количества поступающего в топку вторичного воздуха. При неполном сгорании топлива и недостатке тяги продукты неполного сгорания топлива могут попадать в помещение котельной и вызывать отравление обслуживающего персонала. Излишне сильная тяга в топке приводит к большим подсосам воздуха в топку и газоходы, в результате чего понижается температура в зоне горения, увеличиваются потери теплоты с уходящими газами. Кроме того, излишне сильная тяга в топке способствует отрыву пламени от горелки.

Нарушение тяги связано со следующими причинами:

– увеличение подсосов воздуха в топку и газоходы;

– появление в борове сырости в результате действия подпочвенных вод или подъема канализационных вод при неисправности канализации;

– неисправность дымососа;

– ветровой подпор и «опрокидывание» тяги в результате воздействия ветра из-за недостаточной высоты трубы;

– частичное или полное обрушение газоходов;

– охлаждение уходящих дымовых газов ниже температуры точки росы.

9.3 Тягодутьевые устройства

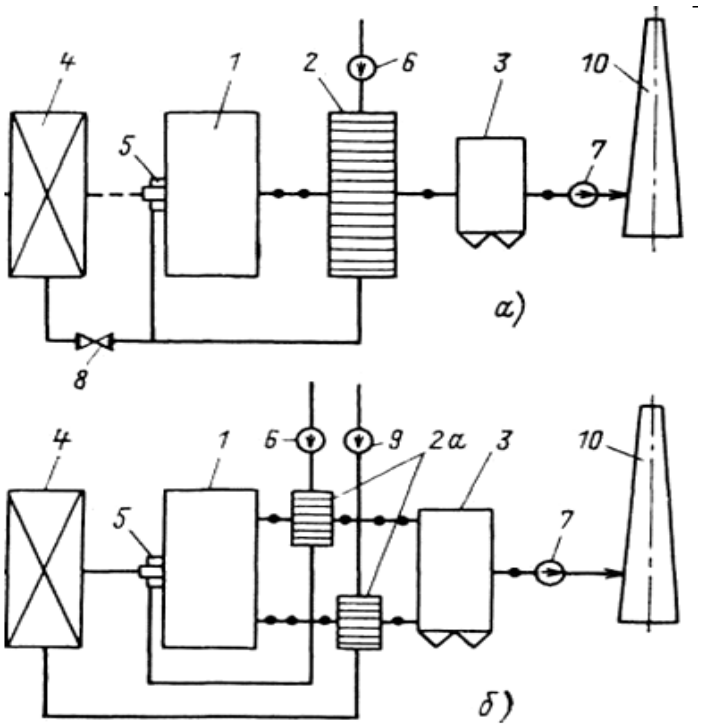
Тягодутьевые устройства - это комплекс механизмов и сооружений, обеспечивающий подачу воздуха в топку котлоагрегата и удаление из нее дымовых газов. К тягодутьевым устройствам относят *дымососы, дутьевые вентиляторы, дымовые трубы, дымоходы, воздуховоды.*

В зависимости от назначения *тягодутьевые машины* подразделяются на следующие основные виды: *вентиляторы* (подача воздуха, в том числе запыленного) и *дымососы* (перемещение продуктов сгорания).

Дымовые трубы для электростанций (дымоходы) минимизируют содержание вредных веществ до установленных норм, рассеивая в более высоких слоях атмосферы вредные вещества, содержащиеся в выбросах. Дымовые трубы (дымоходы) для тепловых электростанций существуют трех типов: *однотрубные* без газоотводящих стволов*; однотрубные* с отдельным газоотводящим стволом*, многотрубные.*

По конструктивным признакам дымовые трубы бывают: *стальные* (30-40 м), *кирпичные* (30÷70 м), *стеклопластиковые* (до 250 м) и *железобетонные* (> 100 м.). На предприятиях теплоэнергетики дымовые газы отводятся в атмосферу через сравнительно небольшое число дымовых труб.

На ТЭЦ и ТЭС их число не превышает 10, а на промышленных и бытовых котельных - от 2 до 4 шт. Высота труб на ТЭС и ГРЭС 180 ÷ 400 м. На ТЭЦ, как правило, высота труб не более 180 м. Высота дымовых труб котельных составляет 40 ÷ 120 м.



1 - паровой котел;
2 - воздухоподогреватель;
3 - золоуловитель;
4 - пылеприготовительная установка;
5 - горелка;
6 - дутьевой вентилятор;
7 - дымосос;
8 - дросселирующая заслонка;
9 - вентилятор первичного воздуха;
10 - дымовая труба;

а) - простая схема;
6) - схема с разделенным воздухоподогревателем.

Рисунок 9.3 – Схемы включения тягодутьевых устройств

Выбор числа и типа дымовых труб.

Для обеспечения наилучшего рассеивания вредностей в атмосфере и по экономическим соображениям желательно иметь минимальное количество дымовых труб.

На ГРЭС и ТЭЦ необходимо иметь не менее двух независимых газовых трактов. На КЭС обычно устанавливают две одноствольные трубы, на ТЭЦ - одну (в некоторых случаях две многоствольные).

При выборе дымовых труб для ТЭЦ должны быть учтены некоторые особенности по сравнению с КЭС: дымовые трубы должны обладать более высокой надежностью, т.к. отпуск теплоты обычно не резервируется, ТЭЦ размещаются в городах; на ТЭЦ устанавливается разнотипное котельное оборудование, имеющее различную характеристику отводимых газов; на выбор труб накладываются ограничения требованиями аэрофлота, архитектурными соображениями. Этим особенностям в наибольшей мере отвечает многоствольная дымовая труба.

Для покрытия зимнего максимума тепловой нагрузки на ТЭЦ, кроме энергетических котлов, устанавливаются ПВК, отличающиеся рядом особенностей в отношении эвакуации дымовых газов.

Размеры дымовых труб унифицированы: так шаг по высоте принят равным 30 м, при этом высота дымовых труб: 180, 210, 240, 270, 300, 330, 360, 390, 420 и 450 м); диаметры устья: 6,0; 7,2; 8,4; 9,6; 10,8; 12,0; 13,8 м.

10 Выход и характеристика зола и шлака. Вредные примеси в продуктах горения. Золоулавливание. Очистка продуктов горения от газообразных токсичных выбросов. Системы шлакозолоудаления. Основное оборудование систем шлакозолоудаления

10.1 Выход и характеристики зола и шлака

В процессе сжигания твердого топлива образовавшийся несгораемый остаток из минеральных примесей выделяется в виде шлака, остающегося в топке, и в виде летучей золы, уносимой продуктами горения, частично оседающей в газоходах и улавливаемой в золоуловителях, а частично удаляемой через дымовую трубу в атмосферу. Частицы золы имеют значительно меньшие размеры (0,1 мм), чем куски шлака (до 60 мм). Количество шлака и золы, которое необходимо удалять из топочных камер котлов большой производительности, достигает сотен тонн в сутки.

Таблица 10.1 – Выход шлака и золы в зависимости от конструкции топочной камеры

Тип топочной камеры	Выход шлака (от общего выхода шлака и золы)	Выход золы, оседающей в газоходах котла (от общего выхода шлака и золы)	Выход золы, уносимой дымовыми газами из котла (от общего выхода шлака и золы)
Слоевое сжигание топлива	80 %	5-10 %	10-15 %
Пылеугольное сжигание с сухим шлакоудалением	15-25 %	10-15 %	60-75 %
Пылеугольное сжигания с жидким шлакоудалением	40-55 %	5-10 %	35-55 %

10.2 Вредные примеси в продуктах горения

Загрязнение вредными примесями атмосферы, почвы и воды ухудшает санитарно-гигиеническое состояние природного ланшафта, оказывая вредное действие на организм человека и растительность, увеличивает износ механизмов и разрушает строительные конструкции зданий и сооружений.

В продуктах горения органического топлива в котельных установках содержатся твердые частицы золы и несгоревшего топлива такие, как: оксиды серы (SO_2, SO_3), азота (NO_V) и ванадия (V_2O_5). При неполном сгорании топлива в дымовых газах содержатся монооксид углерода (CO) и углеводороды типа CH_4, C_2H_4 и бензапирен $C_{20}H_{12}$. Монооксид углерода CO - чрезвычайно сильный отравляющий газ, так при содержании в воздухе от 0,4 до 0,5 % CO вдыхание воздуха в течение нескольких минут уже опасно для жизни. Кратковременное воздействие на дыхательные органы человека диоксида серы SO_2 при его концентрации 130÷650 мг/м^3 вызывает сильное раздражение голосовых связок и последующее удушье. При сжигании органического топлива азот, содержащийся в воздухе и топливе, становится реакционноспособным и, соединяясь с кислородом, образует оксиды NO, NO_2, N_2O.

Основная доля оксидов азота (более 95 %) приходится на монооксид азота NO. Существуют два принципиально разных источника образования оксидов азота. При окислении атмосферного азота воздуха, расходуемого при сжигании топлива, образуются так называемые «термические» и «быстрые» оксиды азота, а оксиды азота, образующиеся при окислении азотсодержащих составляющих топлива, называются «топливными». «Термические» оксиды азота образуются при горении любых видов топлива в области высоких температур (более 1500 °С). На выход оксидов азота наибольшее влияние оказывает температура в зоне горения, с повышением которой происходит экспоненциальный рост образования NO. Увеличение времени пребывания газов в зоне горения также приводит к почти пропорциональному росту образования NO. «Быстрые» оксиды азота образуются в корневой части факела при температурах 900÷1300 °С, когда образование «термических» оксидов азота практически не происходит.

Доля «быстрых» оксидов азота в суммарном выбросе NO в энергетических котлах не превышает 10÷15 %, а в котлах малой мощности их доля увеличивается до 30÷50 %.

Азотсодержащие соединения, входящие в состав жидких и твердых топлив, являются источником образования топливных оксидов азота. Превращение азота топлива в оксиды азота происходит при наличии в зоне реакции достаточного количества кислорода уже при температуре 700÷1000 ^{o}C.

Наиболее токсичным веществом в продуктах горения является бенз(а)пирен, который образуется в результате неполного сгорания топлива из-за неудовлетворительного смешения топлива и окислителя, а также из-за торможения реакций окисления углеводородов у холодных стенок топочных устройств.

Степень опасности воздействия вредного вещества на живой организм определяется отношением концентрации вещества C_i, к предельно допустимой его концентрации ($ПДК_i$), мг/м^3, в зоне нахождения человека:

$$K_i = C_i/ПДК_i \ . \qquad (10.1)$$

При одновременном содержании в воздухе нескольких вредных веществ степень опасности оценивается как суммарное воздействие каждого из вредных компонентов по формуле:

$$\frac{C_{NO_2}}{ПДК_{NO_2}} + \frac{C_{NO}}{ПДК_{NO}} + \frac{C_{SO_2}}{ПДК_{SO_2}} + \frac{C_{SO_3}}{ПДК_{SO_3}} + \frac{C_{CO}}{ПДК_{CO}} \le 1. \qquad (10.2)$$

Для выброса твердых частиц:

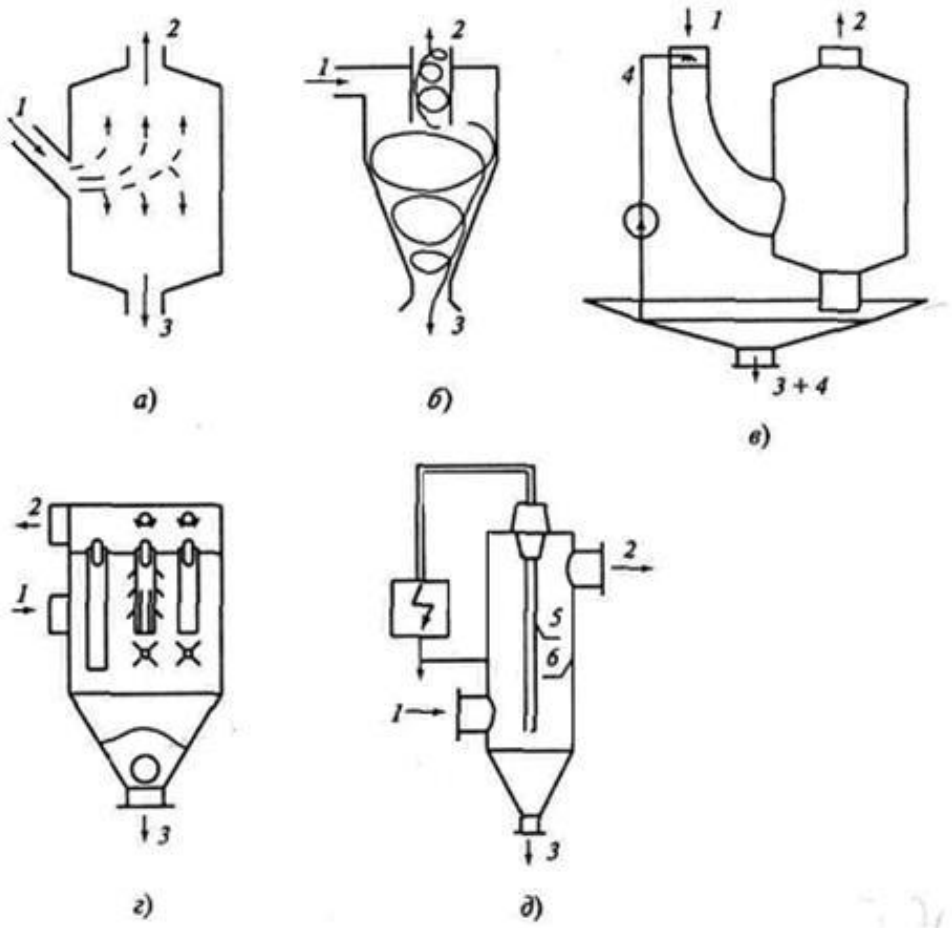
$$\frac{C_{зола}}{ПДК_{зола}} + \frac{C_{сажа}}{ПДК_{сажа}} + \frac{C_{V_2O_5}}{ПДК_{V_2O_5}} < 1 \ . \qquad (10.3)$$

10.3 Очистка продуктов горения от механических примесей

Для очистки выбрасываемых в атмосферу продуктов горения и зашиты рабочих колес дымососов от летучей золы и частиц несгоревшего топлива в котельных при сжигании твердого топлива устанавливаются *золоуловители*.

Золоуловители – это газоочистительные устройства разичной конструкции для улавливания летучей золы из дымовых газов. Эффективность работы золоуловителей в большой степени зависит от физико-химических свойств золы и поступающих в золоуловители газов.

По принципу работы и конструктивным особенностям золоуловители разделяют на 5 групп: *механические сухие, мокрые (скрубберы), электрофильтры, фильтры тканевые, комбинированные* с различными способами очистки (рисунок 10.1). Выбор золоуловителя на ТЭС осуществляется в соответствии со следующими факторами: дисперсный состав и физико-химический свойства золы (способ сжигания, вид топлива); количество улавливаемой золы; степень очистки (КПД золоуловителя); ПДК выбросов у поверхности земли; технико-экономические соображения (стоимость, обслуживание ЗУ). К основным характеристикам газоочистных устройств относятся: эффективность очистки газа; производительность устройства; гидравлическое сопротивление; расход электрической энергии; стоимость очистки.



1 - дымовые газы;
2 - очищенный газ;
3 - твердые частицы;
4 − вода;
5 − коронирующие электроды;
6 − осадительные электроды элек-тростатических сил электричес-кого поля, фильтрования через матерчатую перегородку.

а) осадительная камера;
б) циклон;
в) мокрый золоуловитель;
г) матерчатый фильтр;
д) электрофильтр.

Рисунок 10.1 – Типы золоуловителей

Определяющими параметрами при выборе типа золоуловителя являются полный и фракционный КПД. *Полным КПД* золоуловителя η, %, называют отношение уловленной в пылеуловителе массы уноса $G_{ул}$ к массе уноса на входе в пылеуловитель $G_{вх}$:

$$\eta = \frac{G_{ул}}{G_{вх}} \cdot 100 = \frac{G_{вх} - G_{вых}}{G_{вх}} \cdot 100 \text{, кг,} \qquad (10.4)$$

где $G_{вых}$ - масса уноса на выходе из золоуловителя, кг.

Фракционным КПД золоуловителя $\eta_ф$, %, называют отношение массового содержания в уносе определенной (уловленной) фракции $G_{ф.ул.}$ к массовому содержанию той же фракции в уносе на входе в золоуловитель $G_{ф.вх.}$:

$$\eta_ф = \frac{G_{ф.ул.}}{G_{ф.вх.}} \cdot 100. \qquad (10.5)$$

1) *Механические сухие золоуловители.*

Различают два типа механических сухих золоуловителей: *центробежные* (или циклонные) и *инерционные* (или жалюзийные).

Принцип действия центробежного циклонного золоуловителя (рисунок 10.2) заключается в следующем: к цилиндрическому корпусу 1 продукты горения подводятся тангенциально по патрубку 3 со скоростью порядка 20 м/с. Частицы золы под действием центробежных сил движутся к стенкам корпуса, осаждаются на них и по конической части под действием силы тяжести опускаются в бункер для сбора золы, откуда периодически удаляются. Очищенные газы удаляются из циклона через трубу 2.

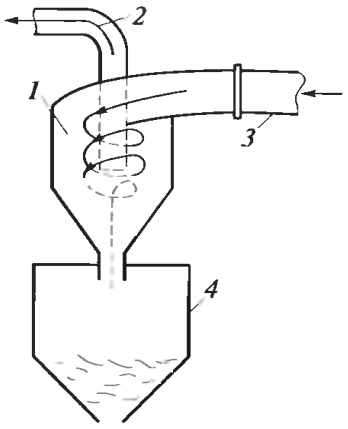


Рисунок 10.2 - Схема работы циклона

Достоинства: малые габариты, возможность установки их в вертикальных и горизонтальных газоходах, простота конструкции, невысокая стоимость, невысокое гидравлическое сопротивление (50÷70 мм.вод.ст. - невысокое гидравлическое сопротивление дымососа, следовательно, расход электрической энергии небольшой).

Недостатки: различная степень улавливания разных фракций, низкая степень очистки при изменении расхода, быстрый износ (истирание золой) и необходимость частой замены решеток, невысокая степень очистки (~60÷70%; мультициклоны и батарейные до 80%).

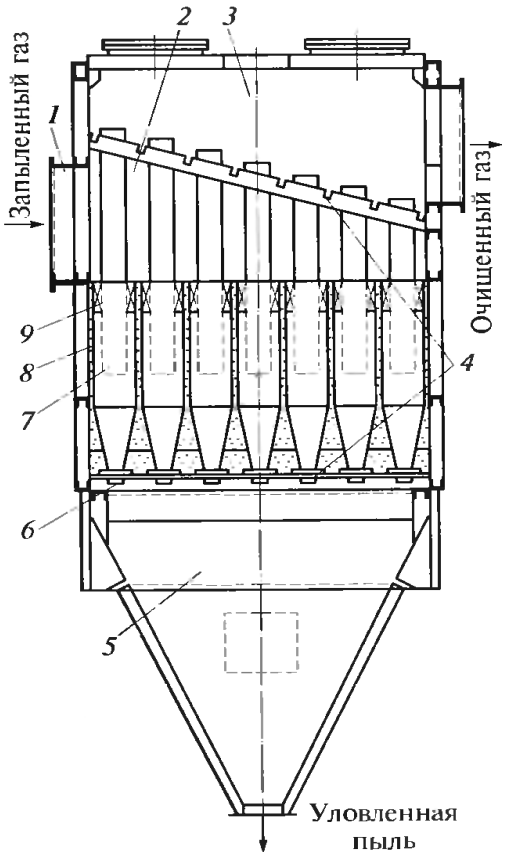
Для повышения эффективности золоуловителя, а также для уменьшения его габаритов применяют *батарейные циклоны*, состоящие из большого числа параллельно включенных циклонных элементов малого диаметра 150÷250 мм (рисунок 10.3).

С целью повышения коэффициента улавливания пыли применяют *мокрые циклонные золоуловители*, в которых водой орошаются как стенки циклона, так и поток газов.

2) *Мокрые золоуловители*.

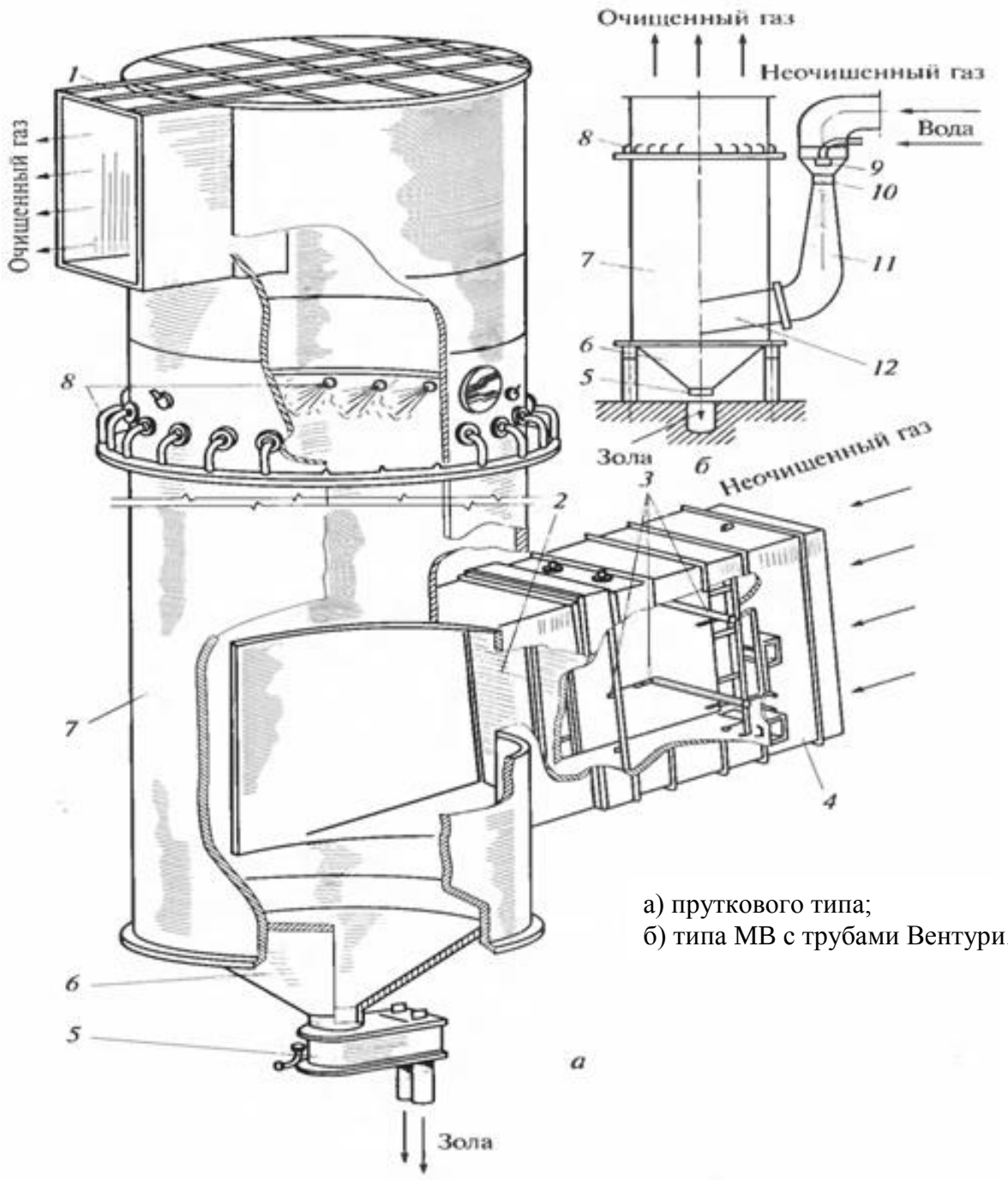
Существуют две модификации мокрых золоуловителей (или скруббе-ров): с *прутковыми решетками* и с *трубами Вентури*).

Принцип действия: в корпус 7 (рисунок 10.4, *а)* пруткового золоуло-вителя запыленный газовый поток подводится по тангенциально распо-ложенному входному патрубку 4, в котором размещена прутковая решетка, орошаемая водой с помощью сопел 3. Частично зола оседает на прутках и стенках патрубка, откуда она смывается водой в коническую часть 6 корпуса и далее в смывное устройство 5. Основная же масса золы центробежной силой отбрасывается на внутренне стенки корпуса. Для предотвращения износа и коррозии эти стенки покрыты кислото-упорной плиткой, каменным литьем и т.д. Стенки корпуса омываются водой, вводимой через систему сопел, и зола смывается вниз, а очищенный газ покидает золоуловитель через верхний выходной патрубок 1. В некоторых золоуловителях с трубами Вентури (рисунок 10.4, б*)* происходит коагуляция (укрупнение) частиц золы. Запыленный газовый поток поступает в трубу Вентури 10, в которой вода распыляется соплом 9. В результате разгона потока до 50-75 м/с происходит мелкое дробление воды до состояния влажного тумана. В диффузоре 11 газовый поток замедляется и золовые частицы, сохранив по инерции свое движение, как бы фильтруются через водяной туман и активно увлажняются. Образовавшаяся смесь влаги и золы в каплеуловителе 12 при изменении направления движения газового потока отделяется от него и оседает на стенки, с которых далее смывается так же, как и со стенок корпуса 7, в золосмывное устройство 5. В настоящее время более распространены золоуловители с трубами Вентури, так как они более надежны в работе и применяются для углей разных марок. Степень очистки в мокропрутковом золоуловителе достигает 92 %, а в золоуловителе с трубами Вентури 92÷97 %.



1-входной патрубок; 2- распредели-тельная камера; 3- камера очищенного газа; 4- опорные решетки; 5- сборный бункер; 6- пылеотводящие отверстия; 7- выхлопные трубы; 8 - циклонные элементы; 9 - направляющие аппараты.

Рисунок 10.3 - Схема батарейного циклона



а) пруткового типа;
б) типа МВ с трубами Вентури.

.

Рисунок 10.4 – Конструкция мокрых золоуловителей

Достоинства: высокая степень очистки уходящих газов (до 99 %), простота конструкции; низкая стоимость; нечувствительность к фракционному составу золы.

Недостатки: большое повышенное гидравлическое сопротивление (от 100 до 350 мм.вод.ст.); износ прутков, засорение оросительных сопел; большой расход воды на улавливание золы (0,1÷0,4 кг/м^{3}газов); растворение оксидов серы в воде (низкотемпературная коррозия дымососа, дымовой трубы, элементов дымоходов), приходится нейтрализовать воды из ЗУ.

3) *Электрофильтры*.

На мощных ТЭС и ТЭЦ для улавливания золы и очистки продуктов сгорания в основном используют электрофильтры. Принцип работы электрофильтров сводится к улавливанию заряженных золовых частиц (рисунок 10.5). В металлическом корпусе 4 на определенном расстоянии (100÷150 мм) расположены коронирующие 7 и осадительные 6 электроды, собранные в секции. К коронирующим электродам, выполненным в виде прутков или узких полос с иглами, изолированных от корпуса и земли, подведен отрицательный полюс источника питания высокого напряжения (20÷90 кВ). У поверхности этих электродов при подаче напряжения возникает коронный разряд в виде голубого свечения, ионизирующий находящийся поблизости газ и золовые частицы. Заряженные в основном отрицательным зарядом золовые частицы перемещаются в сторону заземленных осадительных электродов и осаждаются на них.

Осадительные электроды 6 выполнены из тонколистовых широкополосных элементов с развитой поверхностью. Золовые частицы, отдав им заряд, выпадают в бункер золы 5. Накапливающиеся на осадительных электродах золовые частицы периодически стряхивают с помощью специальных устройств 1 и 3.

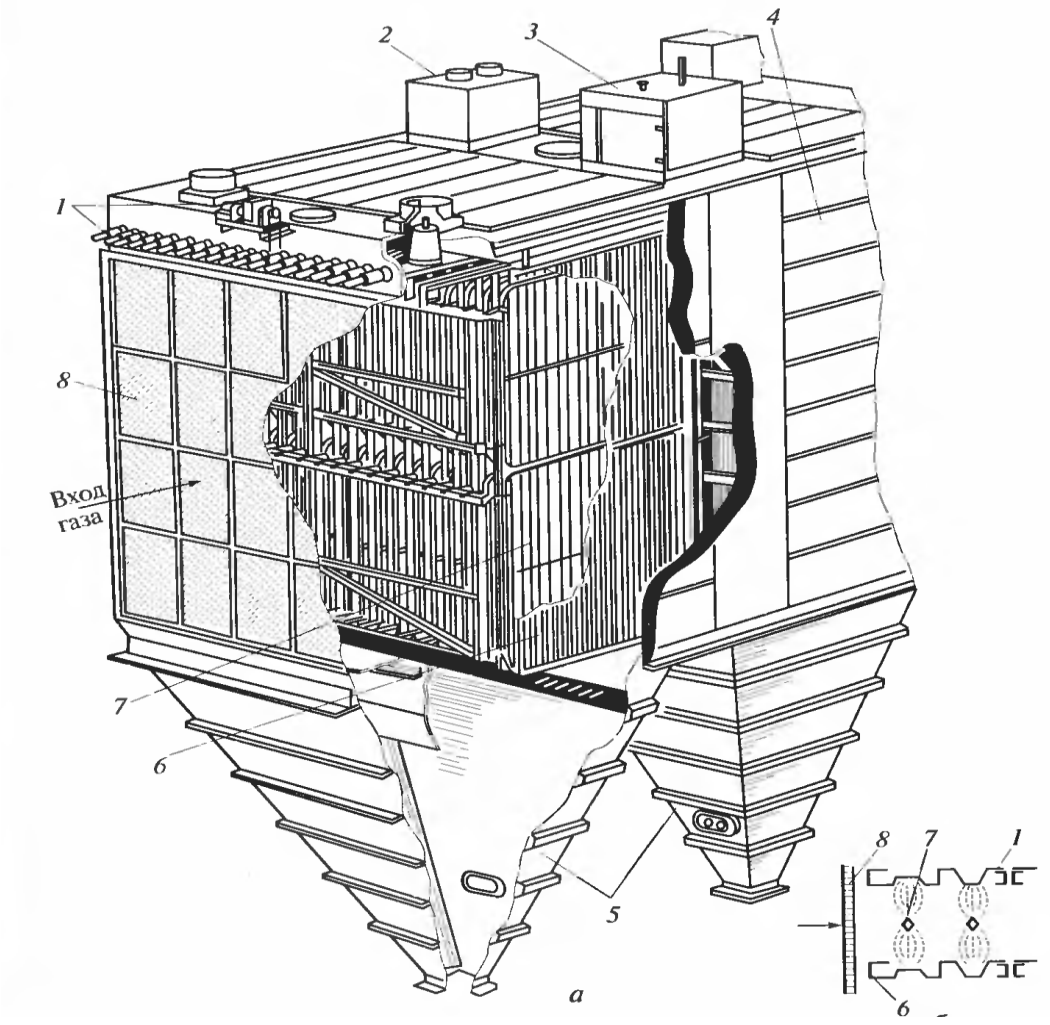


Рисунок 10.5 – Конструкция электрофильтра типа УГ

В момент встряхивания часть золы, отрываясь от электродов, уносится потоком газов, снижая степень очистки. На входе и выходе электрофильтра располагают направляющие лопатки и решетки, обеспечивающие равномерное распределение газов и золы по отдельным секциям, что способствует повышению степени улавливания. Применяют электрофильтры с горизонтальным и вертикальным потоком газов. Для котельных установок преимущественно используют горизонтальные электрофильтры с пластинчатыми электродами.

Достоинства: электрофильтры являются универсальными и весьма эффективными золоуловителями (КПД до 99÷99,5%), работающими в условиях повышенных до 250 °С температур; низкое гидравлическое сопротивление (скорость 2 м/с → 20 мм.вод.ст.); независимость степени очистки от фракционного состава золы; слабая зависимость от нагрузки.

Недостатки: высокие стоимость и металлоемкость, повышенная сложность конструкции; чувствительны к отклонениям от оптимальных режимов; требуют квалифицированного обслуживания и тщательного монтажа и ремонта; низкая скорость, следовательно, очень большие габариты.

4) *Тканевые фильтры.*

В энергетике получили применение тканевые фильтры, использовавшиеся ранее в других отраслях промышленности для улавливания пыли (рисунок 10.6). Фильтрация осуществляется через гибкую ткань, выполненную из тонких нитей (диаметром около 100÷300 мкм). Ткань имеет цилиндрическую форму, поэтому фильтры называются рукавными. Их применяют в котлах с производительностью 20÷90 т/ч. Рукавные тканевые фильтры различают по форме фильтров (*плоские, рукавные*), наличию опорных устройств (*каркасные, рамные*), месту расположения вентилятора или дымососа (*всасывающие, работающие под разрежением, и нагнетательные, работающие под давлением*), способу регенерации тканей (*встряхивание, обратная продувка, вибровстряхивание, импульсная продувка*), числу секций в установке (*односекционная, многосекционная*), виду используемой ткани.

Рукава чаще всего имеют диаметры 127÷300 мм и длину от 2,4 до 10÷12 м.

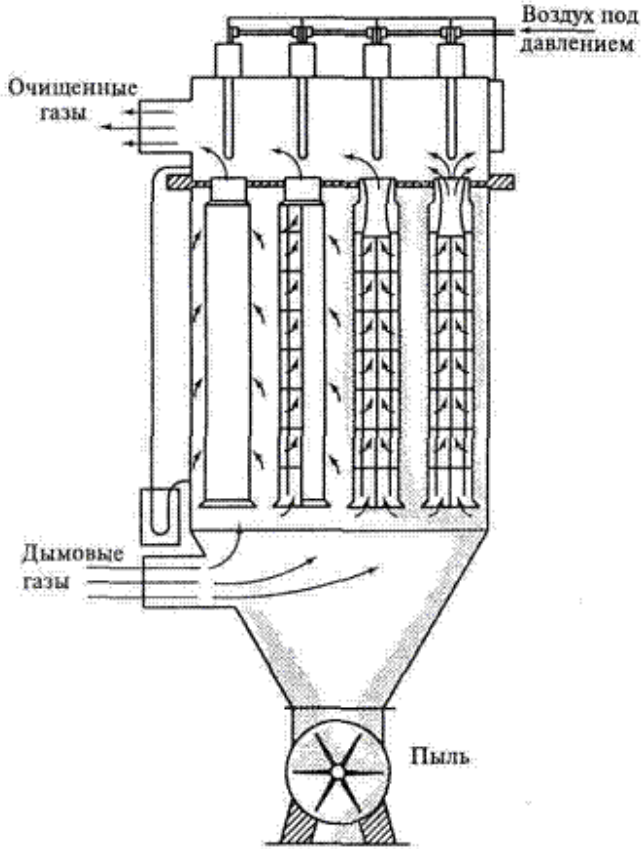


Рисунок 10.6 - Тканевый рукавный фильтр

Если тканевые фильтры правильно сконструированы и обоснованно выбрана ткань (пористый материал), то эффективность улавливания пыли составит порядка 99 %. Однако их использование связано с рядом трудностей и значительными затратами. Скорость газового потока через ткань должна быть очень низкой: 0,01÷0,02 м/с, а гидравлическое сопротивление высоким: 0,5÷1,5 кПа. Наибольшую трудность при эксплуатации представляет удаление осевшей на ткани золы, для чего применяют либо механическое встряхивание, либо продувку воздухом в обратном направлении с отключением секции газового потока шиберами. Тканевые фильтры за паровыми котлами должны выполняться из материала, выдерживающего температуру уходящих газов.

Достоинства: если тканевые фильтры правильно сконструированы и обоснованно выбран пористый материал, то эффективность улавливания составит 99 %.

Недостатки: большие габариты оборудования; высокая стоимость; срок эксплуатации до 1÷5 лет; скорость газового потока через ткань должна быть очень низкой: 0,01-0,02 м/с, а гидравлическое сопротивление высоким: 0,5÷1,5 кПа; сложности при эксплуатации (удаление осевшей на ткани золы)

5) *Комбинированные золоуловители*.

Для достижения высокой степени очистки продуктов горения применяют комбинированные золоуловители, включающие в себя несколько ступеней очистки. Наиболее часто в качестве первой ступени применяют батарейные циклоны, а на второй ступени - электрофильтры. В батарейном циклоне улавливаются крупные частицы уноса, что улучшает работу электрофильтра. При двухступенчатой компоновке золоуловителей КПД очистки достигает 98-99 %.

10.4 Очистка продуктов горения от газообразных токсичных выбросов

Методы снижения токсичных газообразных выбросов.

Решение проблем вредных выбросов при сжигании органических топлив осуществляется поэтапно на разных стадиях технологического процесса: в котельных и ТЭС, начиная со стадии подготовки топлива к сжиганию, далее на стадии сжигания топлива и, наконец, в процессе охлаждения продуктов горения топлива.

Так, на стадии подготовки топлива к сжиганию возможно получение «чистого» топлива, высокотемпературный подогрев мазута, термическая подготовка угольной пыли, приготовление водоугольных суспензий. Получение «чистого» топлива (путем десульфурации) достигается за счет удаления содержащейся в нем серы.

Сера в твердых топливах содержится в трех видах:

– органическая сера входит в состав сложных высокомолекулярных органических соединений топлива;

– колчеданная сера представляет собой соединения с металлами (чаще всего это FeS_2) и входит в минеральную часть топлива;

– сульфатная сера входит в минеральную часть топлива в виде сульфатов щелочных соединений металлов ($CaSO_4$ и $MgSO_4$), в процессе горения она не окисляется и переходит в золу.

Колчеданная сера удаляется из угля после его измельчения гравитационной или магнитной сепарацией, а также методом пенной флотации. При гравитационной сепарации отделение колчедана от угля основано на разнице плотностей (плотность колчедана 4,85÷5,1 г/см^3, угля - 1,9÷2,0 г/см^3). Удаление колчеданной и органической серы осуществляется путем гидротермического обессеривания измельченного топлива с водными растворами щелочей в автоклавах при давлении 1,75 МПа и температуре около 300 °С. Получаемый при этом уголь с весьма низким содержанием серы отделяется от жидкости центрифугированием и затем сушится.

Процесс газификации твердого или жидкого топлива заключается в неполном окислении органической части топлива разными газообразными окислителями при высоких (900÷1300 °С) температурах с образованием генераторного газа, содержащего в основном CO, CO_2, H_2, CH_4, N_2. Побочными продуктами газификации являются зола, H_2S, NH_3, смолы, которые должны быть отделены, после чего генераторный газ может рассматриваться как «чистое» энергетическое топливо.

Использование очищенного генераторного газа позволяет снизить выбросы NO_x и SO_x до 10 раз. При прогреве угольной пыли в восстановительной среде при а=0,02÷0,03 и температуре 500÷700 °С происходит разрушение азотсодержащих компонентов топлива и переход в летучую часть веществ типа HCN и NH_3, из которых затем в отсутствие кислорода образуется молекулярный азот N_2. Для реализации этого метода предложена вихревая горелка с предварительным подогревом угольной пыли до 500÷700 °С, при эксплуатации которой достигается снижение выбросов оксидов азота в 2 ÷ 2,5 раза. Применение водоугольной суспензии (искусственно обводненный (до W^p=33-40 %) мелко измельченный (от 0 до 20 мкм) уголь, который транспортируется по трубопроводам и подается в топку с помощью форсунок в среде сжатого воздуха) позволяет снизить выбросы оксидов азота на 25-30 %, но при этом КПД котла снижается на 2-4 %.

Методы подавления образования оксидов азота.

Основными путями снижения выбросов NO_x на стадии сжигания топлива, приводящими к подавлению их образования, являются двухступенчатое сжигание топлива; рециркуляция продуктов горения; впрыск воды или ввод пара в факел; применение специальных горелочных устройств; выбор оптимального коэффициента избытка воздуха. При двухступенчатом сжигании в первичную зону горения воздух подается при расходе, меньшем теоретически необходимого для сжигания топлива (а=0,80÷0,95). В результате происходит неполное сгорание топлива с частичной его газификацией при пониженной температуре и, следовательно, сниженном содержании оксидов азота.

Во вторичную зону подается чистый воздух или обедненная топливом смесь для дожигания продуктов неполного сгорания. Этот метод позволяет снизить содержание NO_x на 25÷35 %.

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

Наиболее эффективна рециркуляция газов с топливом (приблизительно в 1,8 раза больше, чем с воздухом). При рециркуляции 20 % продуктов горения с топливом достигаемое снижение выбросов NO_x составляет около 90 %. При впрыске воды (расход воды 0,35 кг/м^3 топлива) или вводе пара (3-3,5% массы воздуха) в факел достигается снижение NO_x в 2 раза.

Помимо этого, в продуктах горения снижается содержание бенз(а)пирена. Эффекты при введении водяных паров сводятся к снижению максимума температуры горения и к их замедляющему воздействию на реакции образования NO_x.

Применение специальных плоскопламенных горелочных устройств с внутренней рециркуляцией газов, имеющих температуру 800÷1200 °С, к фронту воспламенения позволяет на 40-50 % снизить выбросы оксидов азота.

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

Восстановление оксидов азота продуктов горения топлива.

Снижение содержания оксидов азота в выбросах на стадии охлаждения продуктов горения осуществляется с помощью методов, основанных на восстановлении NO_x до молекулярного азота N_2. Относительно дешевым является, например, метод селективного некаталитического восстановления оксидов азота разными азотсодержащими веществами при высоких температурах. В качестве восстановителей используются: аммиак NH_3, мочевина (карбамид) $CO(NH_2)_2$, циануровая кислота $(HOCM)_3$.

Восстановление монооксида азота NO до N_2 с помощью аммиака NH_3 протекает наиболее эффективно в диапазоне температур 870÷1100 °С в присутствии избыточного кислорода по реакции $4NO+4NH_3+O_2 \rightarrow 4N_2+6H_2O$.

Восстановитель в методе селективного некаталитического восстановления оксидов азота вводится в поток дымовых газов через систему охлаждаемых инжекторов, которые располагаются на выходе из топки и внутри газоходов в необходимой температурной зоне (обычно между ширмовым и конвективным пароперегревателями). Степень снижения оксидов азота при использовании данного метода составляет 60÷70 %.

Метод селективного каталитического восстановления оксидов азота основан на реакции восстановления NO_x аммиаком на поверхности катализатора в присутствии кислорода при температуре газов 300÷400 ^oC. В данной методе предусмотрено использование каталитического реактора, в активной зоне которого в несколько рядов размещаются модули с каталитическими элементами. Активная масса катализатора выполнена на основе диоксида титана TiO_2, пентаоксида ванадия V_2O_5 с добавками триоксидов вольфрама WO_3 или молибдена MoO_3.

Порошковый материал катализатора закрепляется на поверхности металлического или керамического носителя. Наибольшее распространение получили два типа катализаторных элементов: пластинчатый из легированной стали и сотовый из керамики. Срок службы катализатора составляет 2÷3,5 года.

Очистку поверхности катализатора от наружных загрязнений проводят с помощью специальных устройств, установленных перед каждым модулем. Каталитические реакторы размещают в рассечку между водяным экономайзером и воздушным подогревателем либо после золоуловителя, однако при этом необходим подогрев дымовых газов до необходимой температуры. Метод селективного каталитического восстановления оксидов азота является весьма эффективным (снижение на 90 %), но и дорогим методом. Так, на долю стоимости катализаторов приходится 50 % стоимости всей установки, а их общая масса составляет несколько сотен тонн.

10.5 Системы шлакозолоудаления

В котельных, работающих на твердом топливе, системы шлакозолоудаления должны обеспечивать надежное и бесперебойное удаление золы и шлаков, безопасность обслуживающего персонала, защиту окружающей среды от запыленности и загрязнения. При общем выходе золы и шлаков из котельной более 150 кг/ч для их удаления применяются *механические*, *пневматические* или *гидравлические* системы шлакозолоудаления.

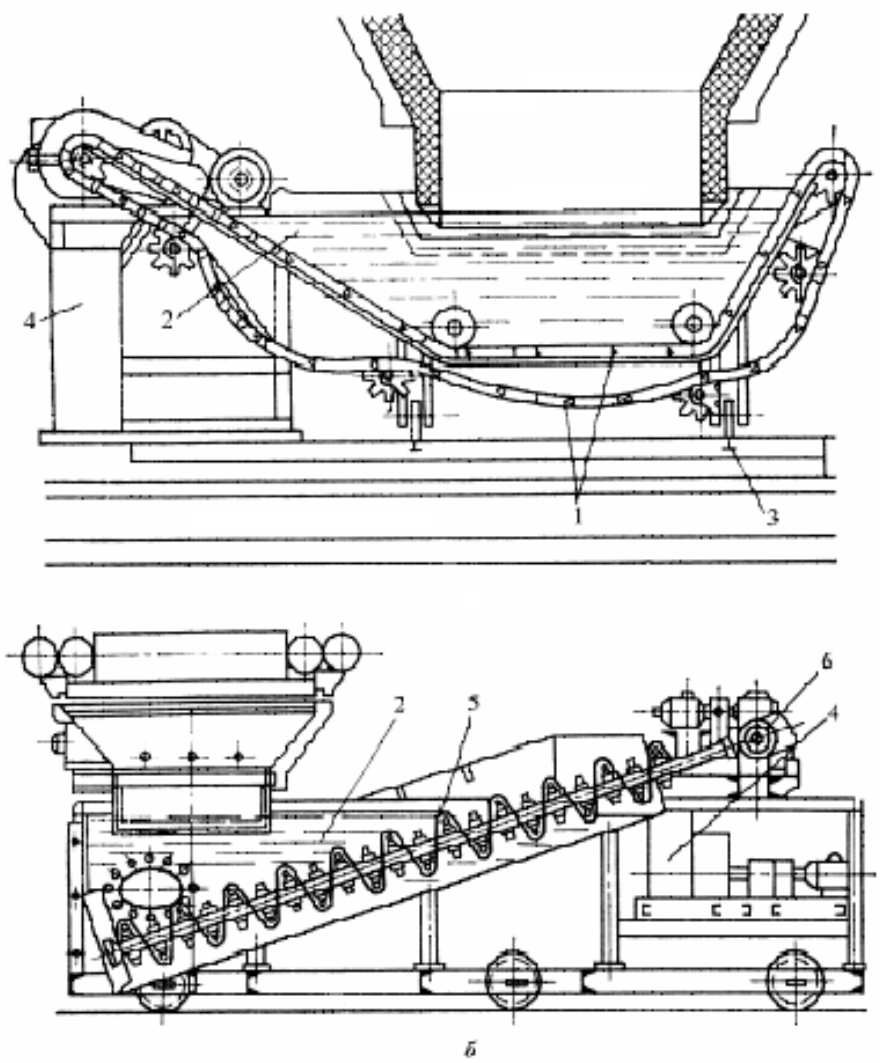
Системы шлакозолоудаления выбирают, исходя из количества золы и шлаков, подлежащих удалению из котельной; возможности промышленного использования золы и шлаков; наличия площадки для золошлакоотвала и ее удаленности от котельной; обеспеченности водными ресурсами для гидрозолошлакоудаления; физико-химических свойств золы и шлака.

Удаление золы и шлака допускается предусматривать индивидуальным для каждого котла или общим для всей котельной; складирование золы и шлака, как правило, следует предусматривать совместно.

Механическая система шлакозолоудаления.

При механической системе шлакоудаления выгрузка шлака из бункеров осуществляется скребковыми транспортерами или шнеками, а золы - клапанами-мигалками или вращающимися лопастными затворами.

Шлак и зола сбрасываются в приемный канал, расположенный в золовом помещении, и далее с помощью скрепера, горизонтально-вертикального подъемника или другими механизмами подаются в сборный бункер, находящийся за пределами котлов (рисунок 10.7).



1 – транспортер;
2 – ванна;
3 – рельсы,
4 – шлакодробилка;
5 – винтовой шнек;
6 – шарнир.

а) со скребковым транспортером;
б) со шнеком.

Рисунок 10.7 – Устройства для механизированного шлакоудаления

Достоинства: не требует больших затрат электроэнергии и воды (2-3 кВт·ч/т и 0,2÷0,5 м^3/т).

Недостатки: не обеспечивает удаления больших масс шлака и золы $\Rightarrow$, механические системы шлакозолоудаления применяются только для котельных установок малой мощности.

Пневматическая система шлакозолоудаления.

Пневматический транспорт шлака и золы основан на способности потока газов при достаточной скорости перемещать сыпучие материалы (рисунок 10.8). Пневмошлакозолоудаление может быть осуществлено по *нагнетательной* и *всасывающей* схемам. В первом случае система находится под давлением, во втором - под разрежением.

Применяют обычно системы, осуществляемые по всасывающей схеме, при которых в качестве транспортирующего агента используется воздух и вся система находится под разрежением, создаваемым паровыми эжекторами или вакуум-насосами. Шлак после дробилок и зола из золовых бункеров поступают во всасывающие насадки, подхватываются воздухом и транспортируются по трубопроводам в циклон, где происходит отделение золы и шлака от воздуха. Из циклона зола и шлак поступают в сборный бункер и далее в железнодорожные вагоны или автомашины, которыми вывозятся на золоотвал или для переработки. Воздух из циклона отсасывается через пылеуловитель паровыми эжекторами и вместе с паром сбрасывается в дымовую трубу. Скорость потока при транспорте шлакозоловой смеси должна быть более 25 м/с. Расход пара эжекторами составляет 0,8-1 кг/кг транспортируемой массы шлака и золы. Расход энергии на дробление шлака 0,8 кВт·ч/т. Транспорт шлака и золы может производиться на расстояние до 200 м при подъеме их до 30 м. Пневмошлакозолоудаление применяют для котельных установок малой производительности при нецелесообразности устройства гидрозолоудаления, а также в случае необходимости получения сухого шлака и золы по условиям их дальнейшего использования.

Достоинства: простота устройства и обслуживания, возможность непосредственного использования получаемых в сухом виде шлака и золы для различных целей, отсутствие загрязненных сточных вод.

Недостатки: быстрый износ шлакозолопроводов, ограниченный радиус действия.

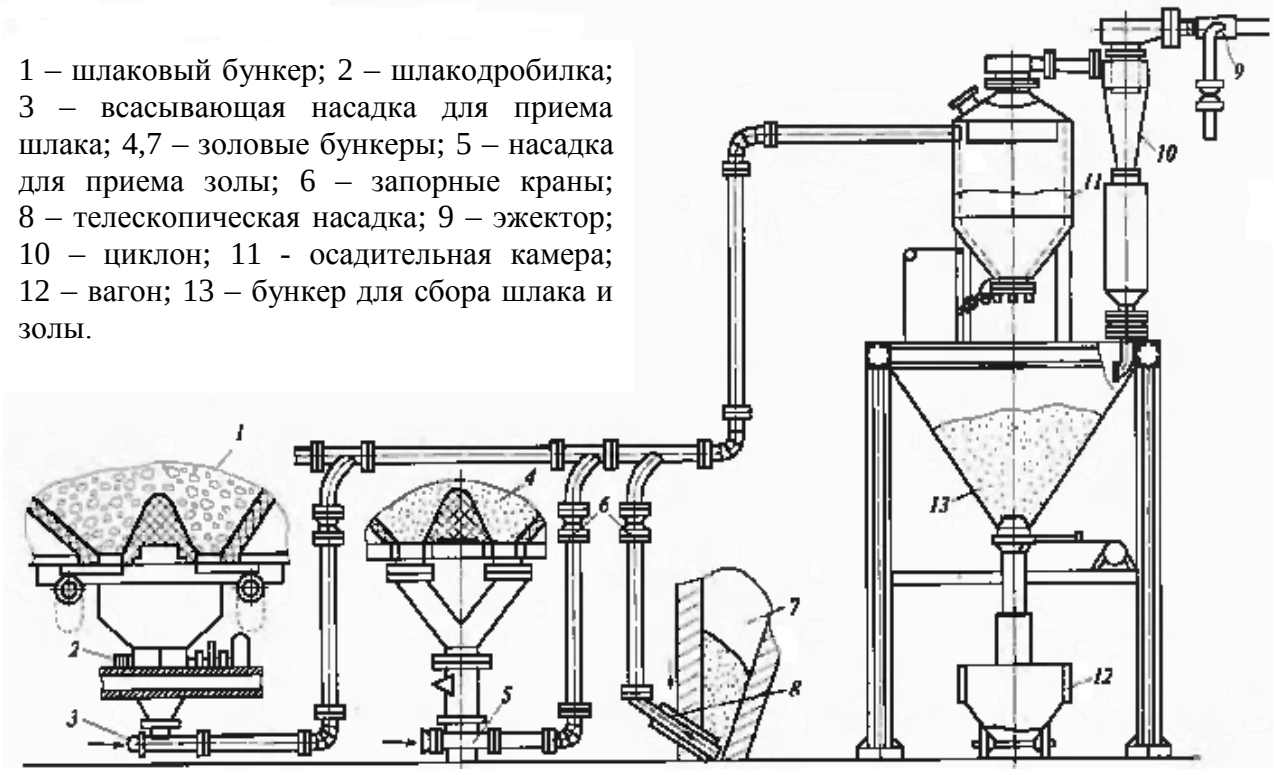
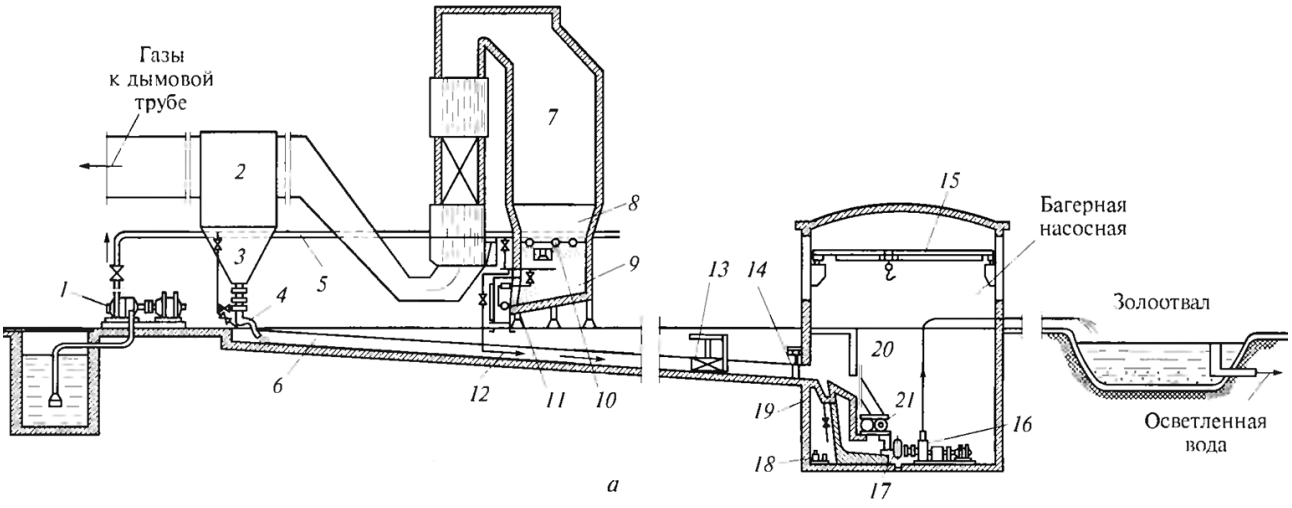


Рисунок 10.8 – Установка пневматического шлакозолоудаления

Гидравлическая система шлакозолоудаления.

В гидравлических системах шлакозолоудаления в качестве транспортирующего агента используется вода. Транспорт шлака и золы в помещении котлов производится в каналах без давления, и системы различаются способом внешнего транспорта смеси воды, шлака и золы (гидромассы) на золоотвал.

Применяют следующие системы внешнего транспорта гидромассы: совместный транспорт гидромассы шлака и золы по общим трубопроводам на золоотвал, раздельный транспорт гидромассы шлака и гидромассы золы по индивидуальным трубопроводам. При совместном транспорте (рисунок 10.9) для перекачки гидромассы применяют эжектирующие гидроаппараты или багерные насосы, а иногда гидропневматические эрлифт-насосы. При раздельном транспорте для перекачки гидромассы шлака применяют гидроаппараты или багерные насосы, а гидромассы золы - шламовые насосы. Из топки шлак попадает в шлакосмывную шахту, откуда периодически смывается водой. Зола из бункеров под газоходами котла и золоуловителя через золосмывные устройства направляется в каналы гидрошлакоудаления. В каналы подается дополнительно вода под давлением через побудительные сопла. Гидромасса самотеком поступает из каналов в приемные бункера багерной насосной. В верхней части бункеров установлены решетки, через которые проходят зола и мелкий шлак; крупные же куски шлака (более 60 мм) задерживаются на решетке и направляются в валковые дробилки, а после дробления вместе с остальной гидромассой поступают через металлоуловитель в багерные насосы. Багерными насосами гидромасса по трубопроводам подается на золоотвал.



1 – смывной насос; 2 – золоуловитель; 3 – бункер золы; 4 – золосмывной аппарат; 7 – топка котла; 8 – шлаковый бункер; 9 – шахта шлакосмывная; 10 – брызгально-оросительное устройство; 11,12 – смывное и побудительное сопло; 13, 14 – шибера; 15 – кран; 16 – багерный насос; 17, 19 – вторичный и предварительный металлоуловители; 18 – дренажный насос; 20 – решетка; 21 – дробилка.

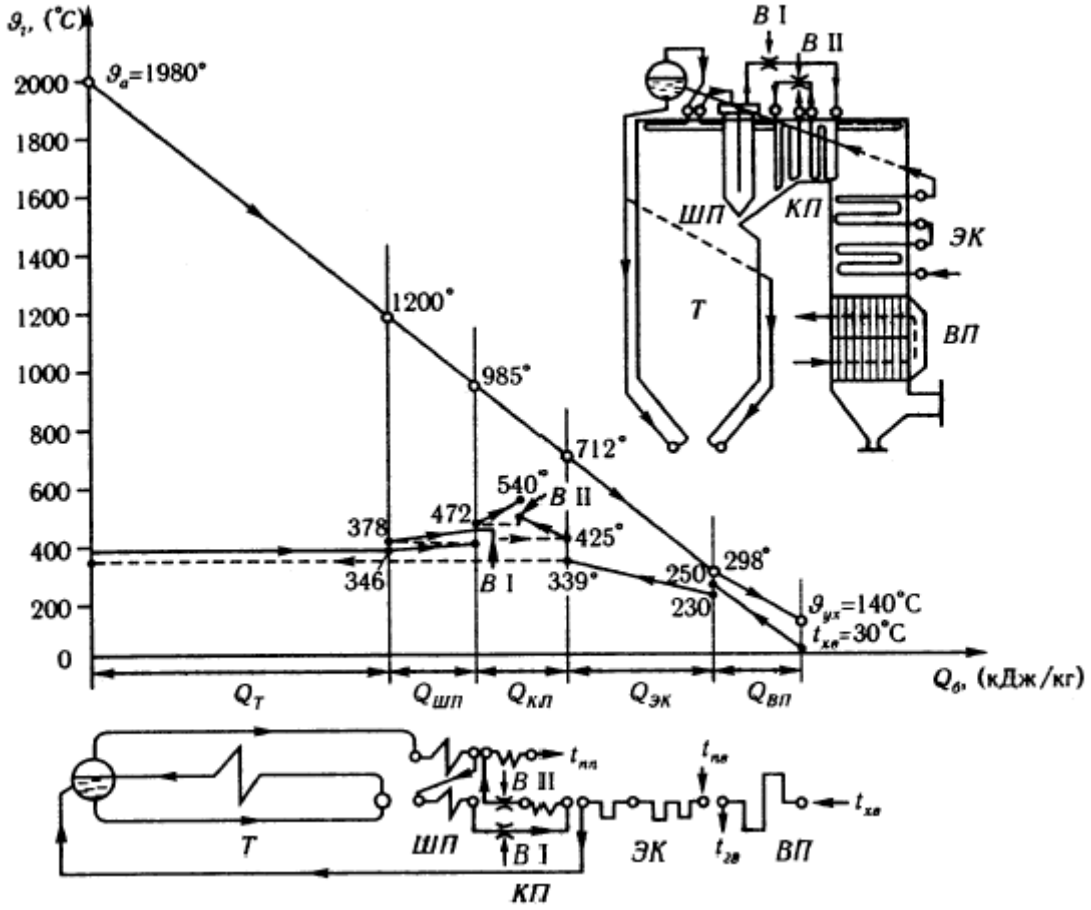
Рисунок 10.9 – Схема шлакозолоудаления с багерными насосами

11 Тепловая схема котла. Построение тепловых схем. Каркас и обмуровка котла. Типы обмуровки котлов

11.1 Тепловая схема котла

Тепловая схема котла – это совокупность технических решений по последовательности расположения в газовом тракте поверхностей нагрева, организации движения в них продуктов сгорания, рабочего тела, воздуха и выбору способа регулирования температуры перегрева пара. Тепловая схема котла отображает распределение тепловосприятия рабочей среды между поверхностями нагрева котла и устанавливает последовательность их размещения вдоль газового тракта.

Порядок построения: по оси ординат откладываются значения температур газов и рабочей среды на концах каждой поверхности нагрева (рисунок 11.1). По оси общисс откладываются значения количества тепла, полученного каждой поверхностью нагрева в диапазоне своих температур (кВт или %). В результате тепловая схема дает представление об условиях работы каждой поверхности, позволяет определить температурные напоры и оценить в дальнейшем надежность работы металла поверхностей нагрева.



Т – топочная камера; ШП, КП – ширмовый и конвективный пароперегреватель; ЭК – экономайзер; ВП – воздухоподогреватель; В – впрыскивающий пароохладитель.

Рисунок 11.1 – Тепловая схема барабанного парового котла

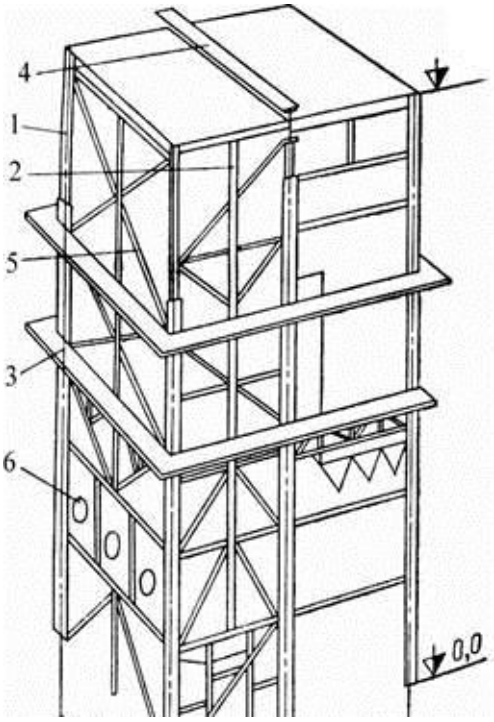
11.2 Каркас котла

Каркас котла - пространственная рамная металлоконструкция, предназначенная для крепления (опоры или подвески) поверхностей нагрева и трубопроводов, ограждений, изоляции, площадок обслуживания и других элементов котла и вспомогательного оборудования.

Различают каркасы котла с *самостоятельным фундаментом*, не связанным со строительной конструкцией здания и *совмещенный* с несущими конструкциями здания.

Каркас современного котла большой паропроизводительности имеет сложную конструкцию и состоит из вертикальных колонн, соединяющих их горизонтальных ферм, балок и диагональных связей (рисунок 11.2). Верх колонн соединяют опорная (*хребтовая*) балка и потолочное перекрытие. Почти все элементы каркаса: колонны, фермы, балки и связи – соединяют сваркой, что обеспечивает устойчивость и прочность каркаса. При опирании каркаса на фундамент нижняя часть колонн имеет опорные башмаки, передающие нагрузку от котлоагрегата на фундамент. Колонны и балки каркаса не обогреваются дымовыми газами. Разность температур несущих элементов каркаса при закрытых компоновках котлоагрегатов достигает 60 °С. В ряде конструкций полые балки для опирания водяного экономайзера проходят через конвективную шахту и обогреваются дымовыми газами. Эти балки охлаждаются продуваемым внутри воздухом, а их наружная поверхность покрывается тепловой изоляцией. К каркасу относятся также обшивочные щиты и рамы, на которые опираются обмуровка и отдельные поверхности нагрева. Основные колонны и балки изготовляются сварными из листовой стали, а более мелкие элементы каркаса - из швеллера и других профилей проката.

В котлах с естественной циркуляцией большая часть нагрузки от барабана и экранов, висящих на верхних коллекторах, передается, главным образом, на верхнюю часть каркаса. В прямоточных котлах значительная часть нагрузки от трубных панелей НРЧ, СРЧ и ВРЧ передается на среднюю и нижнюю части каркаса, что позволяет уменьшить сечение верхней части основных колонн.



1 – основная колонна;
2 – вспомогательная колонна;
3 – горизонтальная ферма;
4 – потолочная опорная балка;
5 – диагональная связь;
6 – отверстие для горелок.

Рисунок 11.2 - Схема каркаса правого корпуса пылеугольного котлоагрегата

Нагрузка каркаса от элементов котла вызывает сжатие и изгиб колонн и основных балок. Кроме того, в элементах каркаса возникают напряжения в результате неравномерных тепловых расширений этих элементов.

Эти напряжения могут стать опасными только при повреждении обмуровки и перегреве несущих элементов каркаса. Каркас может подвергаться действию горизонтальных нагрузок, стремящихся его опрокинуть. Горизонтальные нагрузки возникают от действия ветра при открытой и полуоткрытой установке котлоагрегата и во время землетрясения. Возможность опрокидывания предотвращается установкой диагональных связей между колоннами. Прогиб колонн предотвращают установкой горизонтальных промежуточных балок и ферм.

Площадки обслуживания, выполненные в виде горизонтальных рам и ферм, приваренных к каркасу, увеличивают прочность и жесткость каркаса. Размеры площадок и лестниц, угол наклона последних и другие особенности их конструкции устанавливаются правилами Госгортехнадзора.

К основному каркасу прикрепляют обшивочные рамы, а к ним – обмуровку и трубы радиационных поверхностей нагрева.

Металлоемкость каркаса составляет 20÷40 % полной металлоемкости котла, зависит от мощности агрегата, вида сжигаемого топлива, конструкции и компоновки котла.

11.3 Обмуровка котла

Обмуровкой называются ограждения, отделяющие топочную камеру и газоходы от окружающей среды. Обмуровка служит для направления движения потока дымовых газов в пределах котельного агрегата.

Назначение обмуровки: обеспечение минимальных потерь теплоты в окружающую среду, препятствие присосов воздуха в газоходы котла.

Важными характеристиками обмуровки являются ее теплопроводность и жаростойкость (по условиям эксплуатации температура наружной поверхности не должна превышать 50 °С, лишь в некоторых местах допускается повышенная температура до 70 °С).

Различают три основных типа конструкции обмуровки паровых котлов: *тяжелая; облегченная; натрубная*.

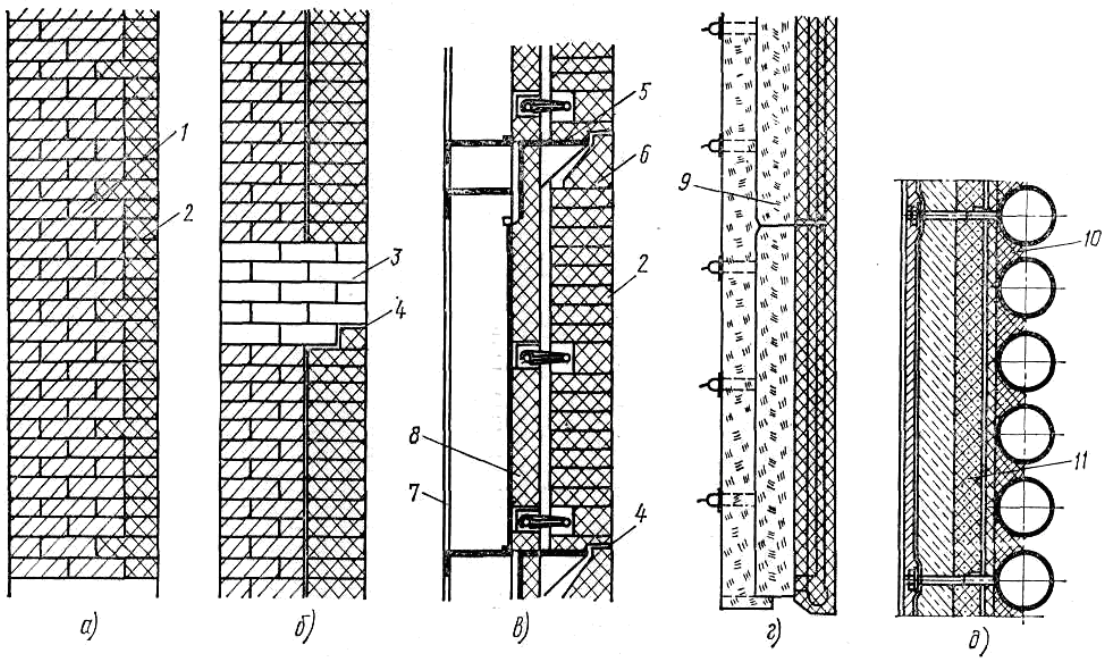
По способам крепления их делят на *свободностоящие* (на фундаментах), *каркасные* (опирающиеся на каркас) и *натрубные* (висящие на трубах).

Котельный агрегат имеет обмуровку вертикальных стен, потолочных покрытий, подвесных сводов, золовых воронок и пода. Обмуровка вертикальных стен бывает *свободностоящей, массивной, облегченной накаркасной, щитовой и натрубной***.**

Тяжелую обмуровку (рисунок 11.3) применяют в неэкранированных или слабо экранированных котлах малой мощности. В районе топки применяют огнеупорный шамотный кирпич (внутренняя поверхность толщиной в 1 кирпич) и красный кирпич (наружная часть в 2÷3 кирпича).

Обмуровку тяжелого типа выполняют обычно независимо от каркаса трубной системы котла. В современных конструкциях котлов топочная камера сильно экранирована, поэтому температура стенки обмуровки, обращенной в топку, составляет 500÷600°С, что позволяет упростить обмуровку (облегченная). *Свободностоящую обмуровку* (рисунок 11.3, а*)* выполняют толщиной не менее чем в два кирпича на специальной раме. Каждый вид кирпича обмуровки располагают в самостоятельном ряду, но для ее предохранения от расслоения и выпучивания футеровки внутри газохода огнеупорную кладку через каждые 5÷8 рядов перевязывают с кладкой из красного кирпича *1* путем выпуска всего ряда огнеупорной кладки на полкирпича в кладку из красного кирпича. Кирпичную массивную обмуровку (рисунок 11.3, б) выполняют обычно в котельных агрегатах небольшой паропроизводительности.

Облегченную накаркасную обмуровку (рисунок 11.3, в) осуществляют в котельных агрегатах D ≥ 50÷75 т/ч. Облегченная обмуровка состоит из слоя нормального шамотного кирпича *2*, укладываемого в полкирпича или в один кирпич, а также фасонного кирпича *6*, образующего футеровку, слоя легковесной теплоизолирующей шамотной массы *10* или плит *9.* Для придания обмуровке необходимой устойчивости ее связывают с каркасом котла разгрузочными притягивающими поясами *8.*



1, 2-красный и шамотный кирпичи; 3-перевязочный ярус; 4, 6-шамотные и фасонные шамотные кирпичи; 5-температурный шов; 7-кронштейн; 8-металлическая обшивка; 9-разгрузочный пояс; 10-теплоизоляционный слой; 11-хромитовая или шамотная масса.

а) свободно стоящая; б) массивная; в) облегченная накаркасная; г) щитовая; д) натрубная.

Рисунок 11.3 – Типы обмуровки котельного агрегата

Щитовую обмуровку (рисунок 11,3, г) выполняют в виде отдельных прямоугольных щитов из различных видов бетона, которые укрепляют на каркасе котла. Щит делают многослойным, слой, обращенный в газоход, выполняют из огнеупорного бетона, армированного стальной сеткой.

Натрубная обмуровка (рисунок 11.3, д*)* крепится непосредственно к трубам и состоит из слоя хромитовой или шамотной массы *10.* Следующий сдой делают из легкого термоизоляционного материала, затем укладывают теплоизоляционные плиты *11* и производят газонепроницаемую обмазку.

Большей частью в паровых котлах применяют сочетание различных типов обмуровок.

12 Пиковые водогрейные котлы. Специальные котельные установки - котлы утилизаторы. Типы, классификация, конструкция

12.1 Пиковые водогрейные котлы (ПВК)

Водогрейные котлы (ВК) предназначены для получения горячей воды с температурой до 150°С в отдельно стоящих котельных для использования в системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения объектов промышленного, бытового назначений и на ТЭЦ.

На ТЭЦ водогрейные котлы обычно используются как пиковое оборудование в дни максимальных тепловых нагрузок, а также для резервирования тепла от отборов турбины (их установленная мощность в умеренном и холодном климате значительно превосходит мощность отборов, но коэффициент её использования невелик).

Классификация ВК:

– по производительности: *малой* (4÷65 кВт), *средней* (70÷1750 кВт) и *большой* (от 1,8 МВт и выше) мощности (мощности котлов по рядам: 4; 6,5; 10; 15; 20; 30 Гкал/ч - для работы в основном режиме; 50, 100, 180 Гкал/ч - для работы в основном или пиковом режиме);

– по типу потребляемого топлива: *твердотопливные* (на угле, дровах, торфе и т.д.), *мазутные, газовые, газомазутные, дизельные, электрические*;

– по конструкции: *газотрубные, водотрубные, водотрубно-дымогарные* котлы (топка экранирована трубами с водой и/или обмуровкой, а конвективная часть полностью или частично выполняется в виде дымогарных труб, помещенных в водяной объем);

– по способу циркуляции: *с естественной, с принудительной, с комбинированной циркуляцией, прямоточные*.

Характеристики ВК:

1) *Теплопроизводительность* - количество теплоты, получаемое водой в водогрейном котле в единицу времени (кВт, МВт, Гкал/час). Номинальная теплопроизводительность - наибольшая теплопроизводительность, которую ВК должен обеспечивать при длительной эксплуатации при номинальных значениях параметров воды с учетом допустимых отклонений.

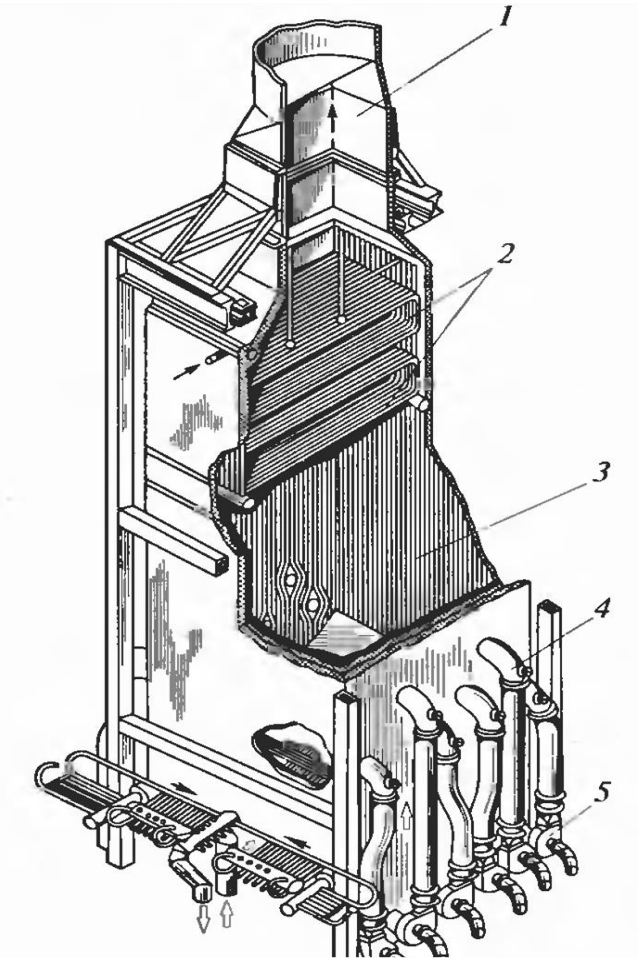
2) *Номинальная температура воды на входе* - температура воды, которая должна обеспечиваться на входе в ВК при номинальной тепло-производительности с учетом допустимых отклонений (60-150 С).

3) *Минимальная температура воды на входе* - температура воды на входе, обеспечивающая допустимый уровень низкотемпературной коррозии труб поверхностей нагрева. Зависит от влажности и сернистости топлива.

4) *Температурный градиент воды в ВК* - разность температур воды на выходе из котла и на входе в котел. Чугунные котлы имеют по этому параметру более жёсткие ограничения по сравнению со стальными.

Котлы типа ПТВМ (рисунок 12.1) работают на газообразном топливе и мазуте. Котлы имеют башенную компоновку, выполнены в виде прямоугольной шахты, в нижней части которой находится полностью экранированная камерная топка *3*. Котлостроительный заводная поверхность отопительного котла изготовлена из труб Ø60·3 мм и состоит из двух боковых, фронтального и заднего экранов. Сверху над топкой размещается конвективная поверхность нагрева *2*, выполненная в виде змеевиковых пакетов из труб Ø28·3 мм. Трубы змеевиков приварены к верти-кальным коллекторам. Стены и под топки закрыты экранами с малым шагом расположения труб, что позволило применять легкую обмуровку вместо тяжелой кирпичной. Котел работает по прямоточной схеме. Топочную камеру оборудуют двенадцатью газо-мазутными горелками *4* (по 6 горелок с каждой боковой стороны). Наличие большого числа горелок усложнило схему газооборудования котла и его автоматику, поэтому в этих котлах применяют турбинные газовые горелки, которые позволяют обеспечить нужное соотношение газа и воздуха без автоматического регулирования.

Над каждым отопительным котлом устанавливают дымовую трубу *1*, которая опирается на каркас. Котлы комплектуют также арматурой, запально-защитными устройствами, исполнительными механизмами, электроприводами.



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

Рисунок 12.1- Водогрейный отопительный котел ПТВМ-50

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

Условное *обозначение* типоразмера ВК (ГОСТ 21563-82*) должно состоять из последовательно расположенных:

- обозначения *КВ* - котел водогрейный;
- обозначения *типа топки*: Р - топка для сжигания твердого топлива на решетке; Т - камерная топка с твердым шлакоудалением для сжигания пылевидного топлива; Ж - камерная топка с жидким шлакоудалением для сжигания пылевидного топлива; Ц - циклонная топка для сжигания твердого топлива; Ф - топка кипящего слоя для сжигания твердого топлива; М - топка для сжигания жидкого топлива (мазута); Г - топка для сжигания газообразного топлива; В - вихревая топка для сжигания твердого топлива; Д - топка для сжигания других видов топлива;
- значения *теплопроизводительности* котла, МВт (Гкал/ч);
- значения номинальной *температуры воды* на выходе из котла, °С;
- для котлов, изготовленных в сейсмостойком исполнении, - добавочного индекса «С»;
- для котлов с наддувом - добавочного индекса «Н».

Пример: КВ-ГМ-209-150 СН – водогрейный котел, на газообразном и жидком топливе, теплопроизводительностью 209 МВт (180 Гкал/ч), с температурой воды на выходе - 150 °С, в сейсмостойком исполнении и работающего под наддувом.

ПТВМ-30М - пиковый теплофикационный водогрейный на мазуте, 30 Гкал/ч, модернизированный.

12.2 Котлы - утилизаторы

В процессе работы некоторых технологических установок (печи различного назначения, газотурбинные электростанции, газоперекачивающие установки) образуется большое количество выхлопных газов, температура которых доходит до нескольких сотен градусов. Для полезного использования этого количество тепловой энергии были изобретены котлы-утилизаторы.

Котлы-утилизаторы (КУ) представляют собой теплообменные устройства, передающие тепловую энергию, содержащуюся в выхлопных газах, другим теплоносителям, в качестве которых может выступать вода или масло. По своей типологии котлы-утилизаторы могут быть одного, двух и трех уровней давлений; выносные и центральные экономайзеры, паро-перегреватели; водогрейные и паровые; вертикального и горизонтального профиля; оснащенные дожигающим устройством и без него; подвесные, самоопорные. Котлы-утилизаторы классифицируются по назначению и по конструктивным особенностям.

По назначению котлы могут быть: *водогрейные, паровые или термомасляные.* Разделение по конструкционным особенностям позволяет

выделить две группы: *змеевиковые*, служащие для подогрева диатермического масла и выработки пара, а также *жаротрубные*, применяемые для производства пара и горячей воды.

По температуре продуктов сгорания на входе в котел котлы-утилизаторы делятся на *низкотемпературные* (при температурах < 900 °С) и *высокотемпературные* (при температурах >1000 °С).

По параметрам пара: котлы *низких* (P =1,5 МПа, $t \approx 300$ °С), *повышенных* (4,5 МПа и 450 °С) и *высоких* (10÷14 МПа и 550 °С) параметров.

По способу организации взаимного движения воды и пара и продуктов сгорания: *газотрубные и водотрубные*.

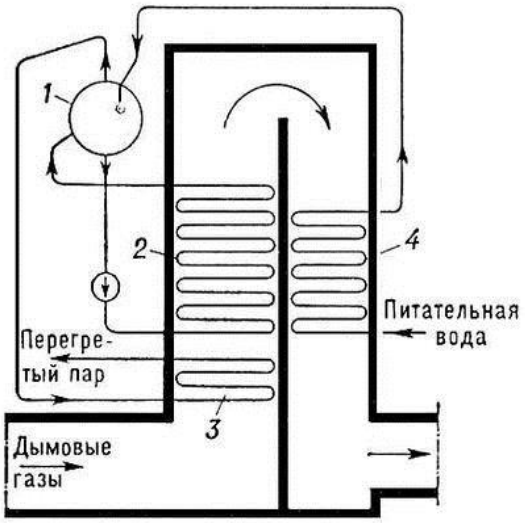
По способу организации движения воды в испарительном контуре водотрубных котлов: котлы с *естественной циркуляцией* и с *многократной принудительной циркуляцией*.

По конструкторскому оформлению компоновочных решений и поверхностей нагрева котлы-утилизаторы бывают: *П*-образной формы, башенного и горизонтально-туннельного типов со змеевиковыми конвективными поверхностями нагрева в низкотемпературных котлах и радиационно-конвективными в высокотемпературных.

Кроме того, можно выделить котлы-утилизаторы с *вертикальной* и *горизонтальной* конструкцией теплообменников.

В зависимости от температуры и количества газов паропроизводительность котлов-утилизаторов составляет от 2,5 до 100 т/ч и более при давлении 1,4÷10 МПа и температуре 240÷450°С. При малой производительности и низких давлениях применяют котлы-утилизаторы газотрубные либо с многократной принудительной циркуляцией, реже – прямоточные сепараторные и барабанные с естественной циркуляцией. Крупные котлы-утилизаторы имеют все элементы котлоагрегата, за исключением топочных и других устройств, связанных со сжиганием топлива. Отходящие вторичные газы попадают сразу на поверхности нагрева (экономайзер, испаритель, пароперегреватель).

Воздухоподогреватель и топка в котлах-утилизаторах отсутствуют, так как газы, используемые в котле, образуются в технологическом процессе основного производства. Температура газов, поступающих в котел-утилизатор, колеблется от 350÷400 до 1500°С.



1 - барабан; 2 - испарительная часть; 3 - пароперегреватель; 4 - водяной экономайзер.

Рисунок 12.2 – Схема котла-утилизатора с принудительной циркуляцией

Система обозначений: Г - газотрубный котел; *Б* - с выносным паросборником; *П* - с пароперегревателем; *В* - с воздухоподогревателем; *И* - с испарительной поверхностью; *Э* - с экономайзером; *Ц* - с циклонной топкой, *ГТ* - для газовых турбин и т.д.

Пример: КГТ-25/14 – конвективный, для газовой турбины, 25 т/ч.

Преимущества: уменьшение выбросов загрязняющих веществ в атмосфере; снижение расходов на очистку газов, рациональное использование топлива, использование энергосберегающих циклов производства.

Недостатки: подверженность коррозии холодных элементов котла; применение на производствах с низкой температурой вырабатываемых газов не является эффективным; применение доочистки газов.

Котлы-утилизаторы, применяемые в настоящее время:

– котлы-утилизаторы выхлопных газов общего назначения;

– котлы, вырабатывающие пар, который приводит в действие механизмы для выработки электрической энергии или простого механического движения;

– для утилизации побочных веществ при сгорании дизельного топлива;

– котлы, которые комбинируются с нагревательными печами и мартенами, тепловая энергия и попутные газы преобразуются в котлах в дополнительную энергию или полезную работу;

– устройства, которые охлаждают попутные газы, используя их в работе методом конденсирования и сжигания;

– для конденсации и сжигания газов при использовании в цветной металлургии;

– для переработки теплового газа, полученного при работе электрических печей;

– комбинированные котлы, которые используются для утилизации или преобразования тепловой энергии, которая получается в процессе перфорации стали и чугуна в литейной промышленности;

– утилизаторы, используемые для дожига газа, который образуется на первоначальных этапах переработки нефти;

– утилизирующие котлы для газа, который образуется в процессе сварочных и огневых работ;

– для печей после производства губчатого металла;

– котлы, которые сжигают осадки и примеси, полученные в ходе фильтрации жидких веществ;

– утилизация отжигом сажи и нагара в котлах;

– утилизация в котлах отходов обогащения кокса и черного угля;

– утилизация от производства стекла и работы стекольной промышленности.

Список литературы

1 Липов Ю.М., Третьяков Ю.М. Котельные установки и парогенераторы. – Москва – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика», 2003.

2 Парогенераторы: Учебник для вузов/Ковалев А.П., Лелеев Н.С., Виленский Т.В. - М.: Энергоиздат, 1985, - 376 с.

3 Стырикович М.А., Катковская К.Я., Серов Е.П. Парогенераторы электростанций.- М.: Энергия, 1966.-381 с.

4 Котлер В.Р., Беликов С.Е., Котлы тепловых электростанций и защита атмосферы. – М.: Аква-Терм, 2008. – 212 с.

5 Липов Ю.М., Самойлов Ю.П., Виленский Т.В. Компоновка и тепловой расчет парового котла. - М.: Энергоатомиздат, 1988.-208 с.

6 Резников М.И., Липов Ю.М. Паровые котлы тепловых электростанций. - М.: Энергоиздат, 1981.-240 с.

7 Рихтер Л.А. Газовоздушные тракты тепловых электростанций. - М.: «Энергия», 1969.

8 Тепловые и атомные электростанции (книга 3): Справочник. Под ред. А.В. Клименко, В.М. Зорина. - М.: МЭИ, 2003.

9 Справочник по котельным установкам: Топливо. Топливо-приготовление. Топки и топочные процессы /Под общ. Ред. М.И.Неуймина, Т.С.Добрякова. – М.: Машиностроение, 1993.

10 Назмеев Ю.Г., Мингалеева Г.Р. Системы топливоподачи и пылеприготовления ТЭС. Справочное пособие. – М: Издательский дом МЭИ, 2005. – 480 с.

11 Бойко Е. А., Деринг И. С., Охорзина Т.И. Котельные установки и парогенераторы (Тепловой расчет парового котла): Учебное пособие. – Красноярск, 2005. – 97 с.

12 Кибарин А.А., Ходанова Т.В. Котельные установки ТЭС. Конспект лекций. - Алматы: АИЭС, 2012. - 85 с.

13 Кибарин А.А. Режимы работы и эксплуатация котельных установок: Учебное пособие.- Алматы: АИЭС, 2008. - 85 с.

14 Теплоэнергетика и теплотехника (книга 1): Общие вопросы: Справочник. Под ред. Чл.-корр. АН СССР В.А. Григорьева, В.М. Зорина. – М.: Энергоатомиздат, 1987.

15 Безгрешнов А.Н., Липов Ю.М., Шлейфер Б.М. Расчет паровых котлов в примерах и задачах. - М.: Энергоатомиздат, 1991.-241 с.

16 Лебедев И. К. Гидродинамика паровых котлов: Учебное пособие для ВУЗов. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 240 с.

Рахимжан Кабиевич Орумбаев
Андрей Анатольевич Кибарин
Татьяна Викторовна Ходанова

КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ ТЭС

Учебное пособие

Редактор Л.Т.Сластихина

Подписано в печать «14» «07» 2015
Тираж 100 экз. Формат 60х84 1/16

Бумага типографская № 2
Уч.-изд. л. - 7.5. Заказ №____
Цена 3750 тенге

Некоммерческое АО «АУЭС»
г. Алматы, ул.Байтурсынова, 126

Копировально-множительное бюро
некоммерческого акционерного общества
«Алматинский университет энергетики и связи»
г. Алматы, ул. Байтурсынова 126