

---

С.Е. Беликов  
В.Р. Котлер

# **КОТЛЫ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ЗАЩИТА АТМОСФЕРЫ**

*Москва  
2008*

---

Сергей Беликов

**Котлы тепловых электростанций  
и защита атмосферы**

Издательский Центр «Аква-Терм»

2008

**Беликов С. Е.**

Котлы тепловых электростанций и защита атмосферы /  
С. Е. Беликов — Издательский Центр «Аква-Терм», 2008

Систематизированы и обобщены сведения о первой части технологического цикла тепловой электростанции: подготовке различных видов топлива к сжиганию, организации топочного процесса, получении перегретого пара в котельных установках различных конструкций. Приведены особенности эксплуатации паровых котлов на разных видах органического топлива. Учитывая всё возрастающее значение вопросов охраны окружающей среды, авторы, используя результаты собственных исследований и достижения отечественных и зарубежных энергетиков, подробно рассказывают о методах и конструкциях аппаратов, предназначенных для защиты атмосферы от токсичных и парниковых газов, а также золовых частиц, выбрасываемых в атмосферу с дымовыми газами котлов. Пособие предназначено для студентов энергетических специальностей технических вузов, инженерно-технического персонала инжиниринговых компаний и тепловых электростанций, а также слушателей курсов повышения квалификации инженеров-теплотехников.

© Беликов С. Е., 2008

© Издательский Центр «Аква-  
Терм», 2008

# Содержание

Введение	5
Глава 1. Котельные установки. Назначение и классификация котлов.	7
Особенности котлов для разных мощностей, параметров и видов топлива	
Глава 2. Органическое топливо и особенности его использования на тепловых электростанциях	15
2.1. Состав и основные характеристики органического топлива	15
2.2. Твердое топливо	18
2.3. Газообразное топливо	20
2.4. Жидкое топливо	23
Конец ознакомительного фрагмента.	25

# **С. Е. Беликов, В. Р. Котлер**

## **Котлы тепловых электростанций и защита атмосферы**

*Рекомендовано в качестве учебного пособия для студентов вузов и колледжей по специальности «Тепловые электростанции».*

### **Введение**

*Книгу посвящаю Страдецкому Борису Евгеньевичу – Учителю, открывшему для меня мир теплотехники.  
Сергей Беликов*

По определению Всемирного энергетического совета, «...устойчивым является такое развитие, которое удовлетворяет потребности настоящего без нарушения возможности будущих поколений удовлетворять свои потребности» [1]. Это значит, что любые преобразования в отечественной энергетике должны быть нацелены на решение сразу двух основных проблем: во-первых, необходимо по приемлемым ценам обеспечить всё возрастающие потребности экономики в электроэнергии и, во-вторых, добиться, чтобы прирост генерирующих мощностей и функционирование действующих электростанций не снижали качество жизни российских граждан из-за ухудшения состояния окружающей среды.

Проведенные в последние годы преобразования и постепенный переход к рыночным отношениям в электроэнергетике создали условия для интенсивного наращивания генерирующих мощностей. Начато сооружение нескольких мощных энергоблоков на твердом топливе. Это, в первую очередь, энергоблок мощностью 225 МВт на Харанорской ГРЭС, усовершенствованный энергоблок мощностью 330 МВт на Каширской ГРЭС. Начата разработка новых котлов к энергоблокам на сверхкритические параметры пара на Томь-Усинской, Троицкой, Серовской и Рефтинской ГРЭС. Мощность этих блоков предположительно составит 550–660 МВт. На Новочеркасской и Череповецкой ГРЭС планируется установка котлов с циркулирующим кипящим слоем.

При техническом перевооружении действующих ТЭС на газомазутном топливе активно внедряются парогазовые установки (ПГУ). Уже несколько лет успешно работает первый блок мощностью 450 МВт на Северо-Западной ТЭЦ под Санкт-Петербургом. Реализованы проекты ПГУ на Калининградской ТЭЦ-2 и в г. Сочи. Ожидается сооружение парогазовых энергоблоков на ТЭЦ-26 Мосэнерго, Шатурской ГРЭС и ряде крупных ТЭЦ, которые пока что сжигают природный газ в котлах устаревших паротурбинных установок с КПД по выработке электроэнергии на уровне 30–35 %.

И во всех случаях учитываются не только экономическая эффективность инвестиций, но и экологические последствия реализации любого проекта. Сейчас на электростанциях работают котельные установки, спроектированные и построенные несколько десятилетий назад. В то время основой конструкции было экономичное и эффективное сжигание топлива (высокий КПД, низкие потери, долгосрочная безаварийная работа). В настоящее время, в дополнение к перечисленным, выдвигаются новые требования к оборудованию. В частности, к одному из основных элементов тепловой электростанции – котельной установке – предъявляются новые, более жесткие требования, связанные с обеспечением допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

«Энергетическая стратегия России на период до 2020 г.» (ЭС-2020) исходит из того, что рост спроса на электроэнергию по сравнению с 2002 г. составит 24 % в 2010 г. и 37 % в 2015-м [2]. Такой рост будет реализован, главным образом, за счет ввода новых мощностей на тепловых электростанциях. При этом ЭС-2020 предусматривает изменение структуры потребления топливно-энергетических ресурсов: рыночными методами будет снижаться гипертрофированная доля газа и, соответственно, увеличиваться доля угля при производстве электроэнергии. Это ещё больше осложнит экологическую проблему: при сжигании твердого топлива в дымовых газах содержатся золы и частицы и оксиды серы ( $\text{SO}_2$  и  $\text{SO}_3$ ), а количество оксидов азота ( $\text{NO}_x$ ) и монооксида углерода ( $\text{CO}$ ) на угольных котлах больше, чем при сжигании газа. Данное обстоятельство заставляет уделять больше внимания экологическому аспекту как при проектировании новых, так и при эксплуатации действующих котельных установок.

Учитывая всё это, авторы постарались подготовить учебное пособие, в котором систематизированы и обобщены последние достижения, касающиеся начального звена технологического цикла тепловой электростанции: подготовки топлива к сжиганию, организации топочного процесса и получения пара в котлах различной конструкции. Используя результаты собственных исследований, а также наиболее значимые результаты исследований отечественных и зарубежных энергетиков в области котельной техники и экологии, авторы попытались создать новое пособие по котлам тепловых электростанций, в котором, наряду с традиционными вопросами, упор сделан на экологические характеристики котельных установок, сжигающих все виды органического топлива. Читатели не только воспримут информацию о процессах получения пара, но и познакомятся с условиями образования загрязняющих веществ при горении, методами подавления интенсивности их образования, конструкциями аппаратов для защиты атмосферы от газообразных и твердых выбросов.

Издание может быть использовано в качестве учебного пособия для студентов вузов, специализирующихся по курсу «Котельные установки ТЭС» и «Экология энергетики», а также будет полезным для повышения квалификации работников проектно-конструкторских организаций и эксплуатационного персонала тепловых электростанций.

Авторы выражают признательность научному редактору, к. т. н., доценту А. Я. Антонову, проявившему деятельное участие в создании этой книги, а также члену-корреспонденту Академии Наук России, д. т. н. Г. Г. Ольховскому за ценные указания при рецензировании рукописи.

## **Глава 1. Котельные установки. Назначение и классификация котлов. Особенности котлов для разных мощностей, параметров и видов топлива**

Паровые котлы тепловых электростанций – это устройства, в которых химическая энергия органического топлива, превращаясь в тепловую энергию (перегретый пар), используется затем для получения механической энергии на валу турбогенератора и, соответственно, электрической энергии. Если для получения механической энергии применяется не конденсационная, а теплофикационная или противодавленческая турбина, то потребителю поступает ещё и тепловая энергия в виде технологического пара (рис. 1.1).

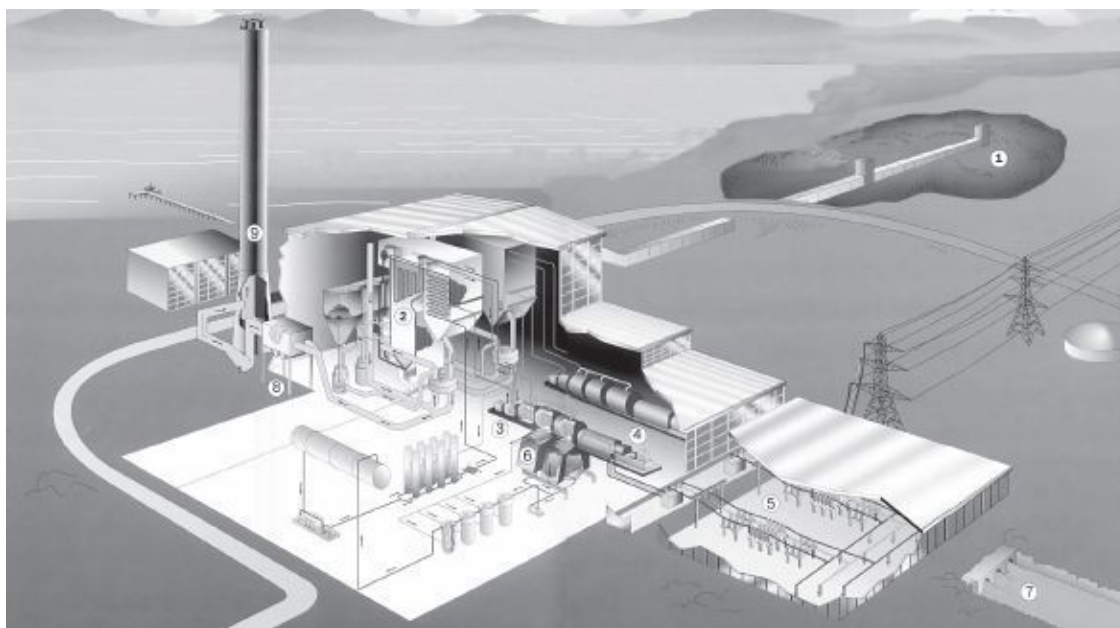


Рис. 1.1. Получение электроэнергии на угольной ТЭС: 1 – угольная шахта; 2 – паровой котел; 3 – паровая турбина, 4 – электрогенератор; 5 – повышающий трансформатор; 6 – конденсатор; 7 – канал охлаждающей воды; 8 – электрофильтр; 9 – дымовая труба

Кроме паровых котлов, на некоторых электростанциях можно встретить пиковые водогрейные котлы, в которых, опять же за счет сжигания органического топлива, вода только нагревается, не превращаясь в пар. Горячая вода может быть использована для технологических целей, но главное её назначение – отопление жилых и производственных помещений в холодное время года.

Таким образом, все котлы используют одно и то же рабочее тело – воду, но делятся на паровые и водогрейные. Паровые котлы, в свою очередь, можно разделить на промышленные (в них получают насыщенный или слегка перегретый пар для технологических нужд и отопления) и энергетические, перегретый пар которых используют в паровых турбинах.

В дальнейшем мы будем рассматривать только паровые котлы тепловых электростанций, то есть современные агрегаты для получения перегретого пара за счет сжигания органического топлива. Речь пойдет не только о котлах, но и котельных установках, в состав которых, кроме собственно котлов, входят вспомогательные устройства и механизмы, обеспечивающие нормальную работу основного агрегата.

Технология получения перегретого пара предполагает последовательность нескольких физических процессов. Всё начинается с подогрева питательной воды, которая поступает в котел при определенном давлении, создаваемом питательным насосом. Этот процесс происходит при однократном прохождении воды через трубы конвективной поверхности нагрева, называемой *экономайзером* (рис. 1.2). Подробнее о конструкции и условиях эксплуатации этого элемента котла рассказано в [главе 4](#).

После экономайзера вода поступает в барабан, а затем в *испарительные поверхности нагрева*, которые располагают, как правило, в топочных камерах паровых котлов. Здесь происходит образование пара, который затем поступает в *пароперегреватель* (подробнее см. в [гл. 4](#)). Через обогреваемые дымовыми газами трубы пароперегревателя пар проходит однократно, а парообразующие поверхности нагрева могут быть разными. В котлах барабанного типа пароводяная смесь многократно проходит через обогреваемые трубки топочных экранов за счет *естественной циркуляции* или в результате многократно-принудительной циркуляции (с использованием специального насоса). В котлах, которые называют прямоточными, пароводяная смесь проходит через испарительные поверхности нагрева однократно, за счет давления, создаваемого питательным насосом.

Остановимся подробнее на особенностях процесса получения пара в котлах с естественной циркуляцией и в прямоточных котлах.

На рис. 1.2 приведена схема барабанного котла с естественной циркуляцией, выполненного по традиционной П-образной схеме (о других схемах компоновки паровых котлов будет рассказано ниже). Питательная вода, как показано на этой схеме, поступает в экономайзер, расположенный в конвективной шахте. Экономайзер – первая часть *водопарового тракта* котла: нагретая в нем вода поступает в барабан, который соединен как с необогреваемыми опускными, так и с обогреваемыми подъемными трубами и является замыкающим звеном контура циркуляции. По необогреваемым трубам котловая вода опускается к коллекторам, размещенным у нижней кромки топочной камеры. Из этих коллекторов вода поступает в вертикальные трубки топочных экранов. Именно здесь благодаря мощному тепловому потоку от сгорания органического топлива начинается собственно процесс парообразования. При однократном прохождении через топочные экраны испаряется не вся вода: в барабан возвращается пароводяная смесь. Доля пара в данной смеси (паросодержание) характеризует тепловую нагрузку испарительной поверхности нагрева. Величину, обратную этой доле, принято называть *кратностью циркуляции (K)*. В объеме барабана происходит разделение (сепарация) воды и пара (подробнее см. в [гл. 8](#)). Пар выходит во входной коллектор *пароперегревателя*, а котловая вода вновь попадает в опускные трубы циркуляционного контура.



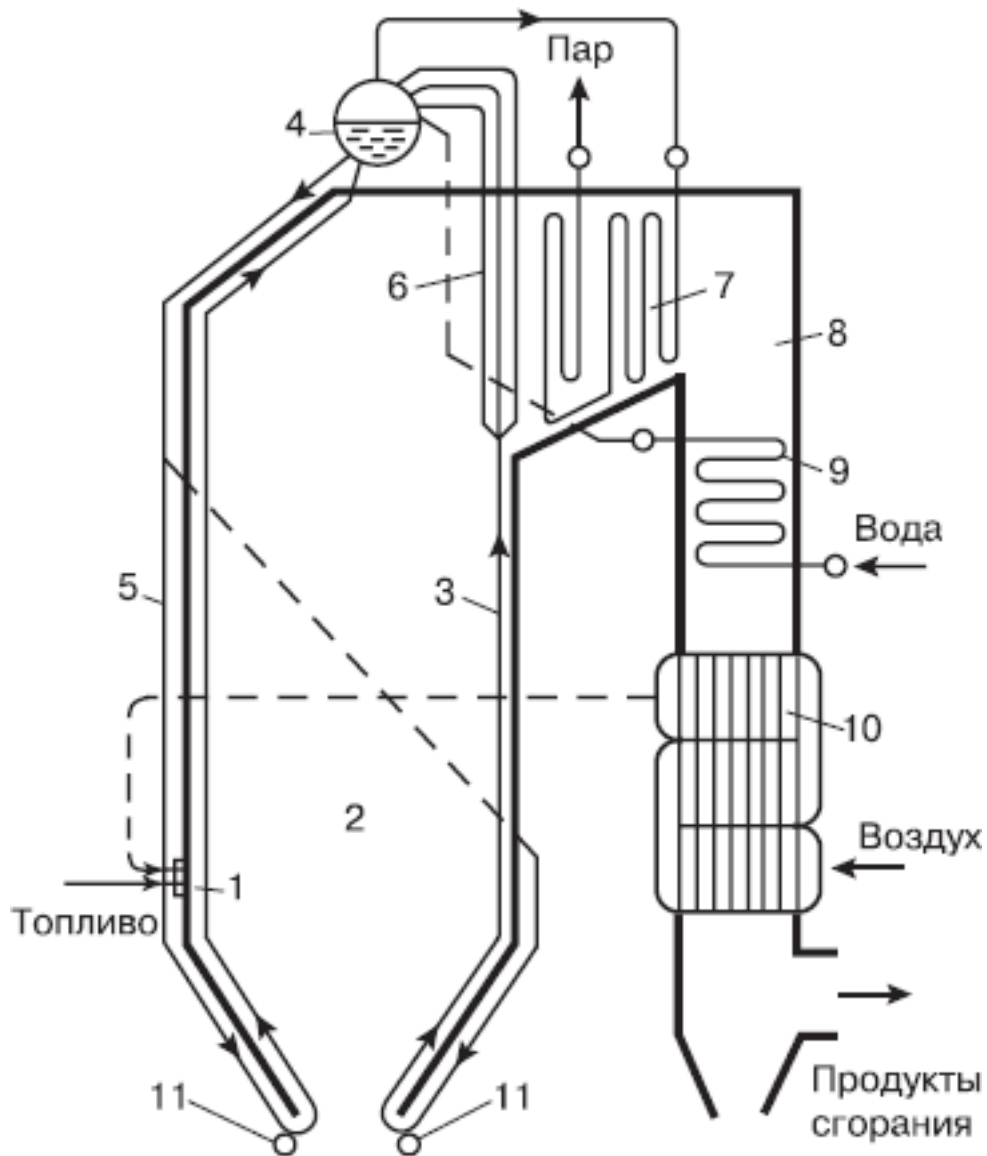


Рис. 1.2. Схема барабанного котла с естественной циркуляцией, работающего на пылевидном топливе: 1 – горелки; 2 – топочная камера; 3 – топочный экран; 4 – барабан; 5 – опускные трубы; 6 – фестон; 7 – пароперегреватель; 8 – конвективный газоход; 9 – экономайзер; 10 – трубчатый воздухоподогреватель; 11 – нижние коллекторы топочных экранов

Подъемно-опускное движение по контуру естественной циркуляции (то есть по необогреваемым опускным и обогреваемым подъемным трубам) происходит вследствие разности плотностей котловой воды и пароводяной смеси. Подробнее о закономерностях естественной циркуляции рассказано в [главе 6](#), посвященной гидродинамике водопарового тракта котельной установки.

Для повышения надежности циркуляции на барабанных котлах повышенного давления (17–18 МПа) применяют принудительное движение пароводяной смеси в топочных экранах (рис. 1.3,б). Как показано на приведенных схемах, котел с принудительной циркуляцией (*controlled circulation*) отличается от котла с естественной циркуляцией (*natural circulation*) (рис. 1.3,а) наличием специального насоса для котловой воды.

На рис. 1.3,в представлена схема проточного котла (*once through*).

Проточные котлы отличаются от котлов с естественной и принудительной циркуляцией отсутствием барабана и однократным движением нагреваемой среды через испаритель-

ные поверхности нагрева. Можно сказать, что кратность циркуляции в прямоточных котлах  $K = 1$ , а гидравлическая система является разомкнутой (в отличие от барабанных котлов с естественной циркуляцией, гидравлическая система которых – замкнутая).

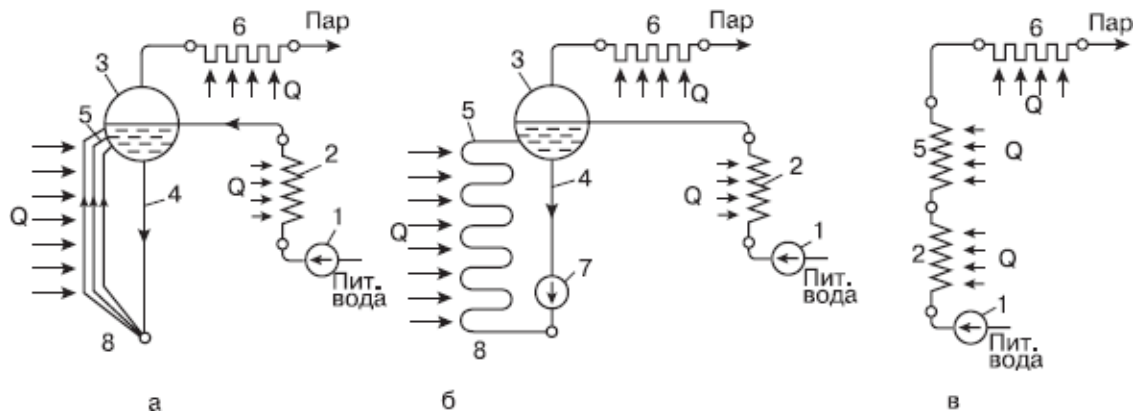


Рис. 1.3. Схема движения воды и водяного пара: а – барабанный котел с естественной циркуляцией; б – барабанный котел с принудительной циркуляцией; в – прямоточный котел; 1 – питательный насос; 2 – экономайзер; 3 – верхний барабан котла; 4 – опускные трубы; 5 – испарительные подъемные трубы; 6 – пароперегреватель; 7 – циркуляционный насос; 8 – нижний коллектор

Еще одна особенность прямоточных котлов – отсутствие постоянной (фиксированной) границы между экономайзерной, парообразующей и пароперегревательной поверхностями нагрева. По мере повышения давления в водопаровом тракте котла сокращается испарительная зона котла, и после достижения критического давления в котле остаются практически только экономайзерная и пароперегревательная части, а между ними сохраняется только зона фазового перехода.

В последние годы в Европе, США и Японии разрабатывают или уже появились котлы, рассчитанные на давление 30 и даже 35 МПа. Для таких котлов используют новый термин: «ультрасверхкритическое давление».

Большое значение имеет конфигурация котла, то есть взаимное расположение радиационных и конвективных поверхностей нагрева. Чаще всего встречаются котлы с П-образной компоновкой, когда топочная камера является первым газоходом (обычно с восходящим движением продуктов сгорания), а конвективные поверхности нагрева располагаются во втором, опускном газоходе (рис. 1.4,а). Топочную камеру с конвективной шахтой соединяет горизонтальный газоход, в котором обычно размещаются конвективные пакеты пароперегревателя или промпароперегревателя (при наличии в тепловой схеме энергоблока промежуточного перегрева пара). Важным достоинством такой компоновки является нижнее расположение мест ввода топлива в котел и выхода дымовых газов. Это позволяет расположить тягодутьевые механизмы и размольные устройства пылеугольных котлов на нулевой отметке.

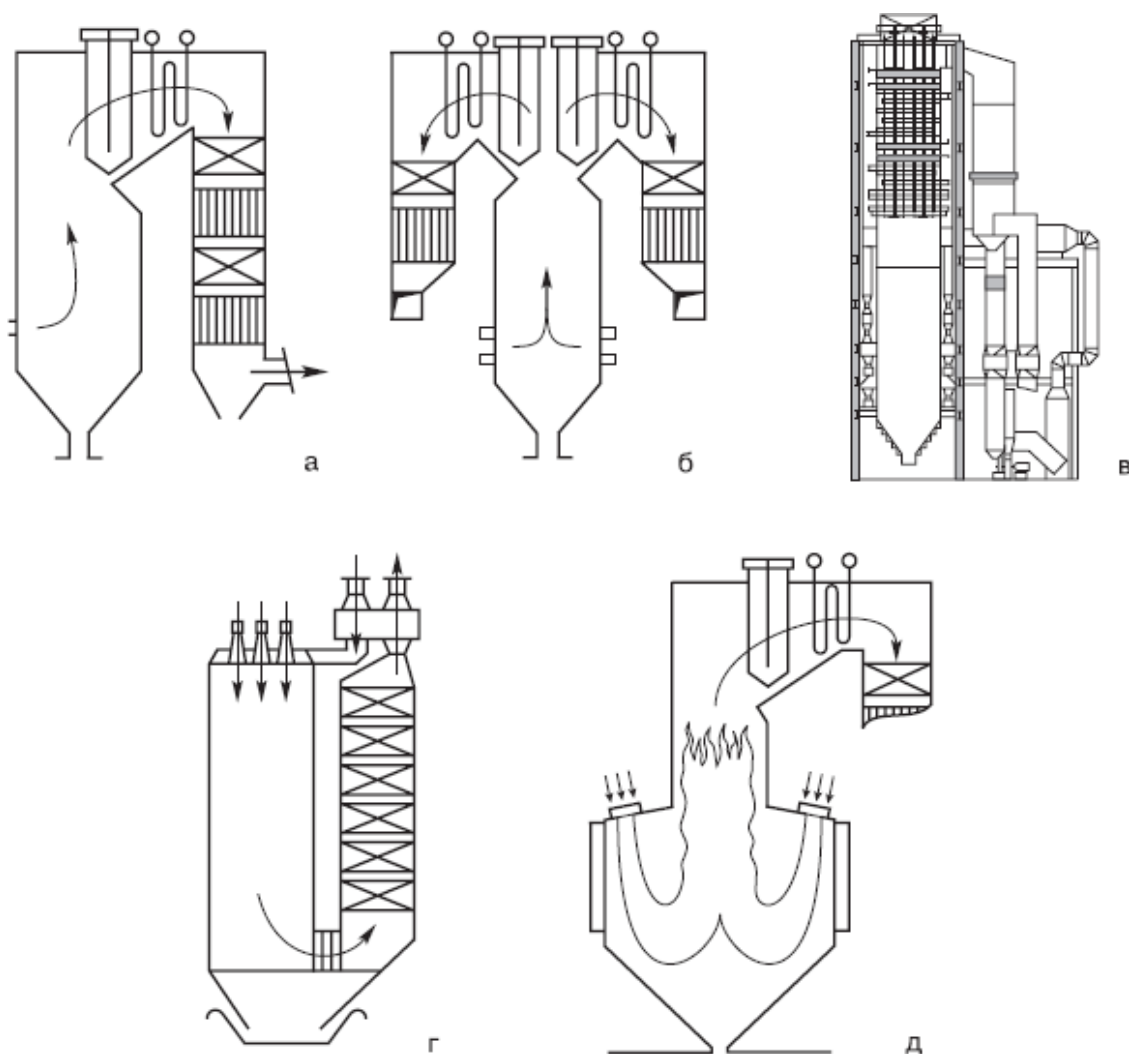


Рис. 1.4. Схемы компоновок котлов: а – П-образная; б – Т-образная; в – башенная; г – U-образная (инвертная); д – плечевая

Основной недостаток П-образной компоновки – наличие поворотов на выходе из топки и на входе в опускную шахту котла. Эти повороты ухудшают омывание поверхностей нагрева, а на крупных котлах приводят к значительной неравномерности температуры продуктов сгорания по высоте горизонтального газохода. Для лучшего омывания поверхностей нагрева в котлах с П-образной компоновкой, как правило, устанавливают аэродинамический выступ на заднем экране.

В 1970–1980-е гг. российские энергетики начали выпускать котлы с Т-образной компоновкой, в которых продукты сгорания после топочной камеры опускались по двум газоходам, расположенным по обе стороны от топки (рис. 1.4,б). Такое решение увеличивает сечение (а следовательно – снижает скорость запыленных дымовых газов) в конвективной шахте, что уменьшает интенсивность износа труб пароперегревателя и экономайзера, расположенных в этой части котла. Для высокозольных углей (например, для экибастузского угля) такое решение было оправданным, хотя металлоемкость Т-образных котлов выше, чем у котлов с другой компоновкой.

Дополнительными преимуществами котлов с Т-образной компоновкой можно считать уменьшение высоты выходного окна топки (что улучшает температурный режим труб пароперегревателя), а также возможность использовать глубоководные обдувочные аппараты ограниченной длины (благодаря уменьшению ширины котла).

Примерно в те же годы европейские котлостроительные фирмы, преследуя ту же цель (снижение износа конвективных поверхностей), а также стараясь сократить размеры котельной ячейки, стали выпускать котлы башенного типа, в которых практически все конвективные поверхности нагрева (кроме регенеративного воздухоподогревателя) располагались непосредственно над топочной камерой. Такая компоновка, безусловно, требует существенного увеличения высоты главного корпуса, внутри которого устанавливается котельный агрегат (рис. 1.4,в). Но зато, наряду с уменьшением площади, удастся обеспечить равномерное омывание конвективных поверхностей нагрева благодаря отсутствию поворотов, неизбежных при П- и Т-образных компоновках. Кроме того, подъемное движение продуктов сгорания несколько снижает газовое сопротивление. Правда, для мощных котлов башенного типа, сооружаемых в Европе, Японии и Южной Корее в последние годы, пришлось всё же после башенного котла выполнять опускной, свободный от поверхностей нагрева газоход, так как регенеративный воздухоподогреватель, дымосос и газоочистное оборудование могли быть установлены только на нулевой отметке.

Еще один вариант компоновки котельной установки – U-образный котел с топкой инвертного типа (рис. 1.4,г). Такие котлы сравнительно небольшой мощности устанавливали в Европе и США еще в первой половине прошлого века. Верхнее расположение регенеративного воздухоподогревателя позволяло существенно сократить протяженность воздушных коробов до горелок, а факел очень хорошо заполнял топочную камеру. При повышении мощностей котлов всё более ощутимыми становились недостатки такой компоновки: топливо от мельниц приходилось поднимать на большую высоту, а размещение тягодутьевых механизмов и золоуловителей на опорных конструкциях вызывало большие сложности.

В последние десятилетия котлостроительные заводы практически прекратили выпуск таких котлов, но внезапно интерес к ним снова возродился. Дело в следующем. При разработке котлов на ультрасверхкритические параметры с температурой свежего пара и промперегрева 600–700 °С, паропроводы от котла к турбине становятся настолько дорогими, что оправданными оказываются любые усложнения компоновки котла, если их результатом станет сокращение расстояния от выхода из пароперегревателя до стопорного клапана турбины.

Используемое топливо также оказывает влияние на конструкцию котельного агрегата. Так, например, некоторые европейские котлостроительные фирмы при сжигании малореакционных углей (тощих или антрацитов) удачно используют плечевые топки (рис. 1.4,д).

При сжигании твердого топлива в большинстве случаев нижняя часть топки представляет собой холодную воронку, в которой расплавленные в ядре горения золовые частицы охлаждаются до нужной температуры. Такие топки – с твердым шлакоудалением (ТШУ) – используют при сжигании бурых и большинства каменных углей. Но для небольшой группы углей с малым выходом летучих (антрациты и тощие угли) часто применяют топки с жидким шлакоудалением (ЖШУ). В таких топках вместо холодной воронки устанавливают слабонаклонный под. Трубы пода и нижней части топочной камеры покрывают шипами, на которые наносят огнеупорную массу. Всё это приводит к появлению пленки жидкого шлака, образовавшегося из минеральной массы угля. Шлак вытекает через летку в нижней части пода и гранулируется в шлаковой ванне. О целесообразности использования и конструктивных особенностях топок с жидким шлакоудалением подробнее рассказано в последующих разделах.

Газомазутные котлы не нуждаются в холодной воронке: нижняя часть топочной камеры у них представляет собой слабонаклонный под, закрытый экранными трубами. Конструкция конвективных поверхностей нагрева учитывает отсутствие золовых частиц в дымовых газах. Легче решаются проблемы очистки дымовых газов (особенно при сжигании природного газа, когда в топливе отсутствуют серосодержащие вещества).

В конструкции конвективных поверхностей нагрева угольных котлов необходимо учитывать наличие в дымовых газах золовых частиц, которые создают проблемы загрязнения и

(или) износа труб пароперегревателя и экономайзера. За пылеугольным котлом обязательно должен быть установлен золоуловитель (например, электрофильтр), а в некоторых случаях – еще и весьма дорогие аппараты для очистки дымовых газов от сернистого ангидрида  $\text{SO}_2$  и оксидов азота  $\text{NO}_x$  (подробнее – в [гл. 11–12](#)).

Для преодоления аэродинамического сопротивления конвективных поверхностей нагрева, а также аппаратов для очистки дымовых газов, котельная установка оборудуется дымососом (или дымососами). Исключение составляют только небольшие водогрейные котлы башенного типа, работающие обычно на природном газе. У таких котлов (типа ПТВМ) эвакуация дымовых газов из топочной камеры осуществляется за счет самотяги (рис. 1.5).

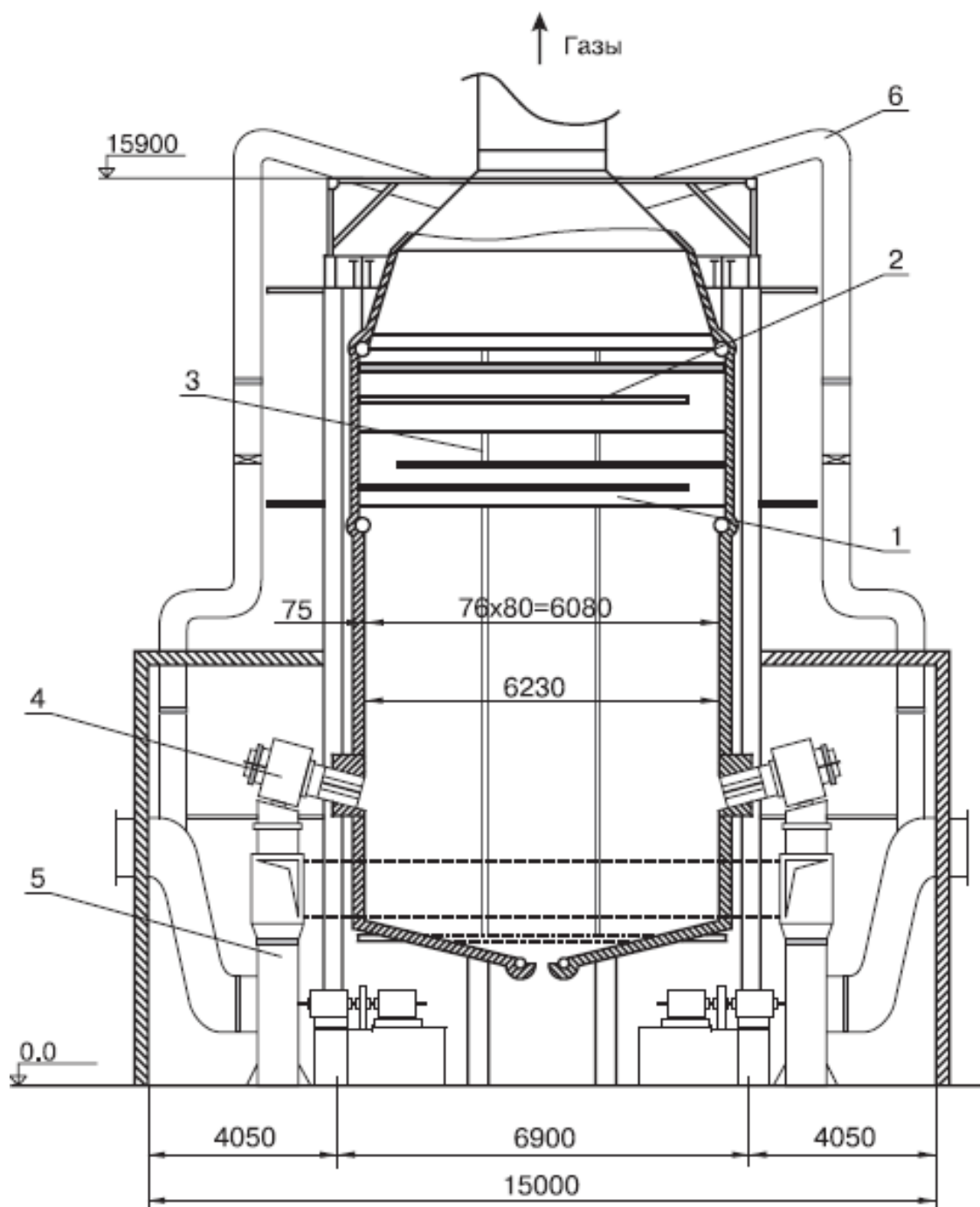


Рис. 1.5. Компоновка модернизированного котла ПТВМ – 100М: 1 – пакеты из мембранных панелей; 2 – пакеты из труб с наружным спиральным оребрением; 3 – экраны мембранные; 4 – горелки (6 шт.); 5 – вентиляторы; 6 – газопроводы рециркуляции

Но в крупных энергетических котлах, даже при использовании башенной компоновки, преодолеть аэродинамическое сопротивление котла и очистного оборудования удастся только с помощью мощного дымососа, который подает продукты сгорания к дымовой трубе.

## Глава 2. Органическое топливо и особенности его использования на тепловых электростанциях

### 2.1. Состав и основные характеристики органического топлива

Первичным источником энергии, который используется на тепловых электростанциях, является ископаемое топливо органического происхождения. Горючие вещества, входящие в состав топлива, – углерод С, водород Н и сера S (за исключением небольшой части серы, содержащейся в минеральной массе топлива – сульфатная сера). Кроме горючих веществ, в состав топлива входят кислород О (поддерживает горение, но теплоты не выделяет) и азот N (не участвующий в реакциях горения инертный газ). Кислород и азот иногда называют внутренним балластом топлива, в отличие от внешнего балласта, к которому относят золу и влагу.

Зола (обозначается буквой «А») – это минеральная часть топлива, включающая оксиды кремния, железа, алюминия, а также соли щелочных и щелочноземельных металлов.

Влага топлива (W) подразделяется на внешнюю и гигроскопическую. При длительном хранении твердого топлива в сухом месте оно теряет внешнюю влагу и становится «воздушно-сухим».

Таким образом, если какое-то количество топлива принять за 100 %, то можно записать:

$$C^r + H^r + O^r + N^r + S_{\text{л}}^r + A^r + W^r = 100 \%. \quad (2.1)$$

Индекс «г» в этом уравнении обозначает, что речь идет о рабочей массе топлива, полученного на электростанции (за рубежом обычно говорят не «рабочее», а «as receive», то есть «полученное» топливо).

Исключая из рабочего состава всю влагу, можно получить:

$$C^d + H^d + O^d + N^d + S_{\text{л}}^d + A^d = 100 \%. \quad (2.2)$$

Индекс «d» в этом уравнении обозначает «dry», то есть «на сухую массу».

Если пойти еще дальше и исключить золу (точнее – минеральную массу), то можно получить состав горючей массы топлива:

$$C^{\text{daf}} + H^{\text{daf}} + N^{\text{daf}} + O^{\text{daf}} + S_{\text{л}}^{\text{daf}} = 100 \%. \quad (2.3)$$

Индекс «daf» в этом уравнении обозначает топливо – «dry ash free», то есть «сухое и свободное от золы».

Сера со значком «л», входящая в вышеприведенные уравнения, во-первых, не включает серу, входящую в состав золы, и, во-вторых, состоит из двух частей: серы органической и серы колчеданной ( $\text{Fe}_2\text{S}$ ), которая присутствует в некоторых марках углей в заметном количестве.

Следовательно, можно рассматривать еще и органическую массу топлива, которая не содержит серы колчеданной:

$$C^o + H^o + O^o + N^o + S^o = 100 \%. \quad (2.4)$$

Для пересчета состава топлива, величины выхода летучих и теплоты сгорания с одной массы топлива на другую необходимо воспользоваться коэффициентами пересчета, приведенными в [табл. 2.1](#).

Некоторые особенности при пересчете характеристик топлива возникают при использовании сланцев, имеющих повышенное содержание карбонатов. Если для обычных видов топлива горючая масса – это разность  $100 - W^r - A^r$ , то при содержании карбонатов больше 2 % необходимо считать горючую массу по другой формуле:

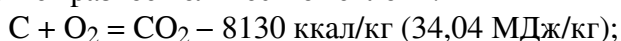
$$100 - W^r - A_{\text{испр}}^r - (CO_2)_K,$$

где  $A_{\text{испр}}$  – зольность без учета сульфатов, образовавшихся при разложении карбонатов и с поправкой на сгорание серы колчеданной, то есть

$$A_{\text{испр}}^r = A^r - [2,5(S_a - S_{\text{ст}})d + 0,375 S_K^d] \cdot (1 - W^r/100),$$

где  $S$ ,  $S_{\text{ст}}$  и  $S_K$  – содержание серы в лабораторной золе, сульфатной серы в топливе и колчеданной серы соответственно.

Горючими элементами топлива, как уже отмечалось, являются углерод, водород и сера. При полном сгорании с теоретически необходимым количеством окислителя эти компоненты выделяют разное количество теплоты:



Следует учитывать, что углерод составляет большую часть рабочей массы топлива: в твердом топливе его доля равна 50–75 % (в зависимости от возраста углей), а в мазутах – 83–85 %. Водорода в топливе меньше, но он отличается очень высокой теплотой сгорания. Если продукты его сгорания сконденсировать (то есть учитывать не низшую, а высшую теплоту сгорания), выделенная теплота составит даже не 121,8, а 144,4 МДж/кг.

Серу отличает невысокая теплота сгорания, да и количество её, как правило, невелико. Следовательно, сера не представляет существенной ценности как горючий элемент, а вот проблемы, связанные с наличием  $SO_2$  в продуктах сгорания, – весьма существенны.

Таблица 2.1 Коэффициенты пересчета характеристик топлива

Заданная масса топлива	Искомая масса топлива		
	рабочая	сухая	горючая
Рабочая	1	$\frac{100}{100 - W^r}$	$\frac{100}{100 - W^r - A^r}$
Сухая	$\frac{100 - W^r}{100}$	1	$\frac{100}{100 - A^d}$
Горючая	$\frac{100 - W^r - A^r}{100}$	$\frac{100 - A^d}{100}$	1

Всё вышесказанное относится в основном к твердому и жидкому топливам. Газ, в отличие от них, – механическая смесь нескольких компонентов. В природном газе большинства месторождений основной составляющей является метан –  $CH_4$ , количество которого колеблется от 85 до 96 %. Кроме метана, в составе природного газа обычно имеются более тяжелые углеводороды: этан  $C_2H_6$ , пропан  $C_3H_8$ , бутан  $C_4H_{10}$  и др. Газ некоторых месторождений,



кроме углеводородов, содержит и другие горючие компоненты: водород  $H_2$  и оксид углерода  $CO$ . Из негорючих компонентов в состав газа входят азот  $N_2$  и диоксид углерода  $CO_2$ .

Основной характеристикой любого вида органического топлива является его теплота сгорания, то есть количество теплоты, выделяющейся при полном сгорании единицы массы (для твердого и жидкого топлива) или единицы объема (для газа). В расчетах чаще всего используют *низшую теплоту сгорания* ( $Q_i^r$ ) – количество теплоты, образовавшейся при сжигании 1 кг угля или мазута, а при сжигании газообразного топлива – 1 м<sup>3</sup> этого газа. При этом предполагается, что продукты сжигания остались в газообразном состоянии. Иногда используют другую теплотехническую характеристику – *высшую теплоту сгорания* ( $Q_s^r$ ), но при этом в тексте обязательно уточняют, что речь идет именно о  $Q_s^r$  (или HHV – *higher heating value*, в отличие от LHV – *lower heating value* — низшей теплоты сгорания). Высшая теплота сгорания всегда больше, чем низшая, так как она учитывает дополнительное количество теплоты, выделяющейся при конденсации водяных паров и охлаждении всех продуктов сгорания до исходной температуры.

Пересчет низшей теплоты сгорания на высшую (и наоборот) выполняется по следующей зависимости:

$$Q_i^r = Q_s^r - 6(W^r + 9H^r), \text{ ккал/кг (2.5)}$$

или

$$Q_i^r = Q_s^r - 25,12 (W^r + 9H^r), \text{ кДж/кг. (2.5 а)}$$

Другие характеристики топлив, отличающихся своим агрегатным состоянием, удобнее рассматривать отдельно для твердого, жидкого и газообразного топлива.

## 2.2. Твердое топливо

Твердое топливо включает в себя прежде всего различные угли (антрацит, каменные и бурые угли), а также торф, сланцы и некоторые виды отходов (как промышленных, так и твердых бытовых отходов – ТБО). К этому же виду топлива относится один из возобновляемых источников энергии – биотопливо, то есть древесина, отходы лесозаготовки, деревопереработки, целлюлозно-бумажного и сельскохозяйственного производства.

Преобладающим видом топлива для тепловых электростанций являются различные марки угля. В России прочно установилось деление углей на бурые (самые молодые), каменные и антрациты (старые угли с максимальной степенью углефикации).

Бурые угли делятся по максимальной влагоемкости (в расчете на беззольную массу  $W_{\max}^{\text{af}}$ ) на 3 группы: 1Б ( $W_{\max}^{\text{af}} > 50 \%$ ), 2Б ( $30 \leq W_{\max}^{\text{af}} \leq 50$ ) и 3Б ( $W_{\max}^{\text{af}} < 30 \%$ ). Бурые угли отличаются высоким выходом летучих ( $V^{\text{daf}} > 40 \%$ ), неспекшийся коксовый остаток и высокая гигроскопичность. В этих углях меньше (по сравнению с каменными углями) углерода и больше кислорода. При сушке на воздухе бурые угли теряют механическую прочность и растрескиваются. Их недостатком является и повышенная склонность к самовозгоранию при хранении на складе.

Классификация каменных углей основана на величине выхода летучих на горючую массу, то есть  $V^{\text{daf}}$ , %. Если оставить в стороне коксующиеся угли, используемые, главным образом, в металлургическом производстве, то все энергетические угли можно расположить по степени снижения  $V^{\text{daf}}$ : Д – длиннопламенные; ДГ – длиннопламенные-газовые; Г – газовые (группы 1Г и 2Г); слабоспекающиеся (группы 1СС, 2СС и 3СС); тощие (группы 1Т и 2Т). Тощий уголь 1-й группы имеет  $V^{\text{daf}}$  больше 12 %, а 2Т – от 8 до 12 %. Замыкают этот ряд антрациты (группы 1А, 2А и 3А). Все они имеют выход летучих на горючую массу менее 8 %, но группы 1–3 отличаются разной величиной объемного выхода летучих веществ.

Приведенная выше классификация не учитывает каменные угли, подвергшиеся окислению в природных условиях, в период формирования угольных месторождений. Окисленные угли отличаются пониженной высшей теплотой сгорания на сухую и беззольную массу ( $Q_s^{\text{daf}}$ ), а также потерей спекаемости. Различают I группу окисленности (снижение  $Q_s^{\text{daf}}$  на 10 %) и II группу (снижение  $Q_s^{\text{daf}}$  на 25 %). Так, например, длиннопламенный уголь Таллинского месторождения (Кузбасс) имеет высшую теплоту сгорания  $Q_s^{\text{daf}} = 31,82$  МДж/кг. Окисленный уголь того же месторождения ДРОК-I (длиннопламенный, рядовой, окисленный I группы) – до 27,42 МДж/кг, а еще более окисленный – ДРОК-II – только 25,04 МДж/кг.

Еще одна важная характеристика каменных углей – размер кусков. Поступивший на электростанцию уголь по этому показателю делится на следующие классы:

- плита (П – от 100 до 200 или 300 мм);
- крупный (К – 50–100 мм);
- орех (О – 25–50 мм);
- мелкий (М – 13–25 мм);
- семечко (С – 6–13 мм);
- штыб (Ш – 0–6 мм);
- рядовой (Р – 0–200 или 300 мм).

Верхний предел 300 мм распространяется только на угольные разрезы, то есть на предприятия с открытым способом добычи.

Иногда на тепловые электростанции поступает уголь не прямо от добывающего предприятия, а после обогащательных фабрик. При обогащении углей мокрым и сухим способами

различают следующие продукты обогащения: малозольный концентрат, высокозольный пром-продукт, отсева мелких классов, шлам, а также породу и «хвосты», удаляемые в отвал. С учетом этого можно по маркировке поступающего на ТЭС угля представить некоторые характеристики топлива, весьма важные как для надежности топливоподачи в пределах ТЭС, так и для сжигания в котельном цехе. Например, ГСШ – газовый уголь с размерами «семечко» и «штыб», а ГРОКП – это тоже газовый уголь, но «рядовой», 2-й группы окисленности.

Заметную роль в организации топочного процесса играют характеристики минеральной части. Условно можно минеральную часть угля разделить на три группы:

- минералы, занесенные в пласт топлива в результате геологических преобразований в процессе его образования;
- минералы прилегающих к пласту топлива горных пород, занесенные в топливо при его добыче;
- минералы, связанные с органической частью топлива или образующиеся при ее разложении в процессе углеобразования.

Последняя группа минералов называется внутренней золой; она равномерно распределена по органической массе топлива. Первая группа минералов, в зависимости от равномерности их распределения по топливу, может быть источником как внутренней, так и внешней золы. Вторая группа минералов относится к внешней золе.

Еще одна важная деталь: количество золы, получаемой при полном сжигании угля, не равно количеству содержащихся в угле минеральных примесей. Дело в том, что в состав минеральной части входят глинистые минералы, слюды, карбонаты, сульфаты и ряд других веществ. При нагревании глинистых минералов и слюд в топке сначала происходит потеря кристаллизационной воды (до 500–600 °С), затем разрушается первоначальная кристаллическая решетка и образуются вторичные минералы (муллит, шпинель и др.). При дальнейшем повышении температуры (сверх 1100 °С) начинается плавление. Еще раньше, в диапазоне температур 400–900 °С, разлагаются карбонаты и образуются весьма тугоплавкие оксиды. При температурах 700–800 °С в окислительной среде полностью выгорает пирит. Все эти процессы при горении топлива приводят к значительному изменению состава и массы минеральных примесей. Таким образом, правильнее считать, что зола – твердый продукт реакций минеральной части топлива, образующийся при сжигании этого топлива.

Многочисленные исследования показали, что при сжигании каменных углей минеральная масса обычно оказывается больше, чем зольность, а для малозольных бурых углей – меньше.

Для общей оценки химических свойств золы введены понятия «кислого» и «основного» состава шлака. Поведение золы в топке в значительной степени определяет величина отношения оксидов кислотного характера к основным:

$$K = \frac{\text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3}{\text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{CaO} + \text{MgO}} \quad (2.6)$$

С учетом этого выражение золы углей Донбасса, большей части Кузнецкого, Подмосковного, Экибастузского и некоторых других бассейнов относят к кислым. Угли Канско-Ачинского бассейна, торф, сланцы имеют золу, которая относится к основным ( $K < 1,0$ ). Состав золы оказывает большое влияние на шлакующие свойства твердых видов топлива.

## 2.3. Газообразное топливо

В условиях Российской Федерации газообразное топливо – это прежде всего природный газ, так как на долю России приходится почти треть всех разведанных запасов природного газа. Как уже отмечалось, газообразное топливо – смесь горючих и негорючих газов, содержащих небольшое количество примесей в виде водяного пара и пыли. Кроме природного газа, на электростанции могут поставляться попутные и промышленные газы: доменный, коксовый, синтез-газ.

Теплота сгорания отдельных газов и их массовая плотность приведены в [табл. 2.2](#).

Таблица 2.2. Теплота сгорания и плотность газов

Наименование газа	Теплота сгорания $Q_i^a$		Плотность $\rho^*$ , кг/м <sup>3</sup>
	ккал/м <sup>3</sup>	МДж/м <sup>3</sup>	
Метан, $\text{CH}_4$	8570	35,88	0,717
Этан, $\text{C}_2\text{H}_6$	15370	64,36	1,355
Пропан, $\text{C}_3\text{H}_8$	22260	93,18	2,009
Бутан, $\text{C}_4\text{H}_{10}$	29415	123,15	2,697
Пентан, $\text{C}_5\text{H}_{12}$	37410	156,63	3,454
Гексан, $\text{C}_6\text{H}_{14}$	41360	173,17	3,848
Гептан $\text{C}_7\text{H}_{16}$	47900	200,55	4,474
Этилен $\text{C}_2\text{H}_4$	14107	59,06	1,251
Пропилен, $\text{C}_3\text{H}_6$	20541	86,00	1,877
Бутилен, $\text{C}_4\text{H}_8$	27111	113,51	2,503
Бензол, $\text{C}_6\text{H}_6$	33528	140,38	3,485
Азот, $\text{N}_2$	—	—	1,250
Водород, $\text{H}_2$	2580	10,79	0,090
Диоксид углерода, $\text{CO}_2$	—	—	1,977
Оксид углерода, $\text{CO}$	3020	12,64	1,250
Кислород, $\text{O}_2$	—	—	1,428
Сероводород, $\text{H}_2\text{S}$	5580	23,37	1,536

\*Значения плотности даны при 0° С и 101,3 кПа.

Основная часть природного газа – метан, доля которого в разных месторождениях составляет от 84 до 98 %. Значительно меньше в природном газе более тяжелых предельных и непредельных углеводородов. Имеются месторождения с заметным содержанием токсичного и коррозионно-активного сероводорода  $\text{H}_2\text{S}$ . В России к их числу относятся, например, Оренбургское и Астраханское месторождения. Использование такого газа на электростанциях возможно только после его очистки на газоперерабатывающих заводах.

Попутные (нефтепромысловые) газы состоят из метана и других составляющих. В этих газах значительно меньше  $\text{CH}_4$ , но зато количество тяжелых углеводородов составляет уже десятки процентов. Количество и качество попутного газа зависят от состава сырой нефти и ее стабилизации на месте добычи (только стабилизированная нефть считается подготовленной для дальнейшей транспортировки по трубопроводам или в танкерах).

Средние характеристики попутных газов некоторых месторождений Российской Федерации приведены в [табл. 2.3](#).

Таблица 2.3. Состав и плотность попутных газов

Газопровод	Состав газа по объему, %									Теплота сгорания $Q_i^r$ , МДж/м <sup>3</sup>	Плотность, $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	O <sub>2</sub>		
Каменный лог	38,7	22,6	10,7	2,7	0,7	23,8	—	0,8	—	42,37	1,196
Ярино	38,0	25,1	12,5	3,3	1,3	18,7	—	1,1	—	46,9	1,196
Кулешовка	58,0	17,2	7,4	2,0	0,5	13,6	0,8	—	0,5	41,7	1,052
Шкапово	44,1	22,0	5,2	1,4	0,3	27,0	—	—	—	36,6	1,095
Казань	53,6	22,8	6,1	0,9	0,2	15,8	0,2	—	0,4	40,6	1,046

Таблица 2.4. Состав и плотность промышленных газов

Топливо — газ	Состав газа по объему, %							Теплота сгорания $Q_i^r$ , МДж/м <sup>3</sup>	Плотность, $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>
	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	CO	H <sub>2</sub>	Непредельн. углеводор.		
Доменных печей	0,3	55,0	12,5	0,2	27,0	5,0	—	3,78	1,194
Коксовых печей	25,5	3,0	2,4	0,5	6,5	59,8	2,3	16,96	0,424

Кроме природных и попутных газов, в промышленности иногда используют различные искусственные газы. На предприятиях металлургической промышленности (доменное производство и коксовые печи) образуется большое количество низкокалорийного доменного газа ( $Q_i^r = 4,0 \div 5,0$  МДж/м<sup>3</sup>) и среднекалорийного коксового газа ( $Q_i^r = 17 \div 19$  МДж/м<sup>3</sup>), содержащего H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, CO и другие горючие газообразные компоненты (табл. 2.4). Перед использованием в котлах доменный и коксовый газ должны быть очищены от пыли.

В некоторых странах, не столь богатых природным газом, как Россия, существует целая отрасль промышленности, занятая производством генераторных газов, часто называемых синтез-газами. Разработаны методы и создано оборудование для получения удобного при использовании в быту топлива путем газификации твердых органических топлив: угля, сланцев, торфа, древесины. При использовании в качестве окислителя обычного воздуха получают низкокалорийный газ ( $3 \div 5$  МДж/м<sup>3</sup>), а газификация на кислородном дутье позволяет получить среднекалорийный газ с  $Q_i^r = 16 \div 17$  МДж/м<sup>3</sup>. Такой газ, в отличие от низкокалорийного, можно использовать не только на месте получения, но и транспортировать на некоторое расстояние. Состав генераторного газа определяется исходным топливом и технологией его газификации.

Однако в условиях российской действительности, при сравнительно низких ценах на природный газ, все виды генераторного газа оказываются неконкурентоспособны по сравнению с природным газом. Тем не менее в некоторых случаях (при отсутствии вблизи объекта газовых магистралей или необходимости утилизировать содержащие органические вещества отходы производства), практикуют установку газификаторов с воздушным или паровоздушным дутьем для получения газовой смеси, содержащей H<sub>2</sub>, CO и небольшое количество углеводородов, что позволяет обеспечить газообразным топливом отопительные котлы с автоматизированными горелками и высоким КПД.

Во второй половине прошлого века в промышленном масштабе было налажено производство СПГ — сжиженного природного газа. Это фактически новый вид топлива, который на первой и последней стадиях своего существования является газом, но при транспортировке и хранении ведет себя как жидкое топливо (обеспечивая тем самым широкий рынок для реали-

зации на огромных территориях, куда невозможно или нецелесообразно тянуть газовую магистраль). Получается СПГ путем сжижения природного газа за счет охлаждения его до температуры ниже  $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ . После регазификации на месте потребления СПГ не теряет свойств, характерных для обычного природного газа. При давлении 0,6 МПа, которое является рабочим при транспортировке и хранении СПГ, его плотность составляет  $385\text{ кг/м}^3$ . Понятно, что при такой температуре хранить и перевозить СПГ приходится в специальных (криогенных) емкостях. Стоимость таких установок достаточно высока, однако цена сжиженного природного газа существенно ниже стоимости аналогичного продукта – сжиженного углеводородного газа, более известного под названием пропан-бутановой смеси.

Сырьем для получения пропан-бутановых смесей, широко используемых пока что только в жилищно-бытовом секторе, является, главным образом, попутный газ нефтедобычи. Другой источник сжиженного газа – нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ), на которые поступает сырая нефть, содержащая сжиженные нефтяные газы. В процессе дистилляции они улавливаются, причем их выход составляет 2–3 % объема перерабатываемой нефти. Теплота сгорания этого топлива и другие его характеристики зависят от соотношения между содержанием бутана и пропана.

## 2.4. Жидкое топливо

Жидкое топливо – это, как правило, продукт переработки сырой нефти (хотя в некоторых странах освоена технология получения жидкого топлива из угля, сланцев или других органических веществ). Сырая нефть является смесью органических соединений, а также некоторого количества сернистых и азотных соединений, парафинов и смол. После переработки сырой нефти на НПЗ получаются легкие сорта топлива: бензин, керосин и дизельное топливо. Эти виды топлива используются, главным образом, на транспорте, в коммунально-бытовом секторе и в двигателях внутреннего сгорания различных промышленных предприятий.

Затем на НПЗ получают топочные мазуты, которые являются тяжелыми крекинг-остатками или смесями крекинг-остатков с мазутами прямой перегонки. Помимо высокой вязкости и плюсовой температуры застывания, в топочных мазутах допускается более высокое содержание механических примесей, серы и воды. Топочные мазуты поступают на тепловые электростанции и крупные котлы промышленных котельных. При этом большая часть минеральных примесей, содержащихся в исходной нефти, концентрируется именно в мазуте.

В соответствии с Российскими стандартами на электростанции поставляются мазуты марок 40 и 100. Марка в данном случае определяется предельной вязкостью мазута при температуре 80 °С. Для мазута марки 40 она не должна превышать 8,0 градусус условной вязкости (°ВУ), а для мазута марки 100 – 15,5 °ВУ. При подогреве мазута вязкость снижается до уровня, который обеспечивает устойчивый транспорт мазута по трубопроводам и тонкое распыливание в механических форсунках (рис. 2.1).

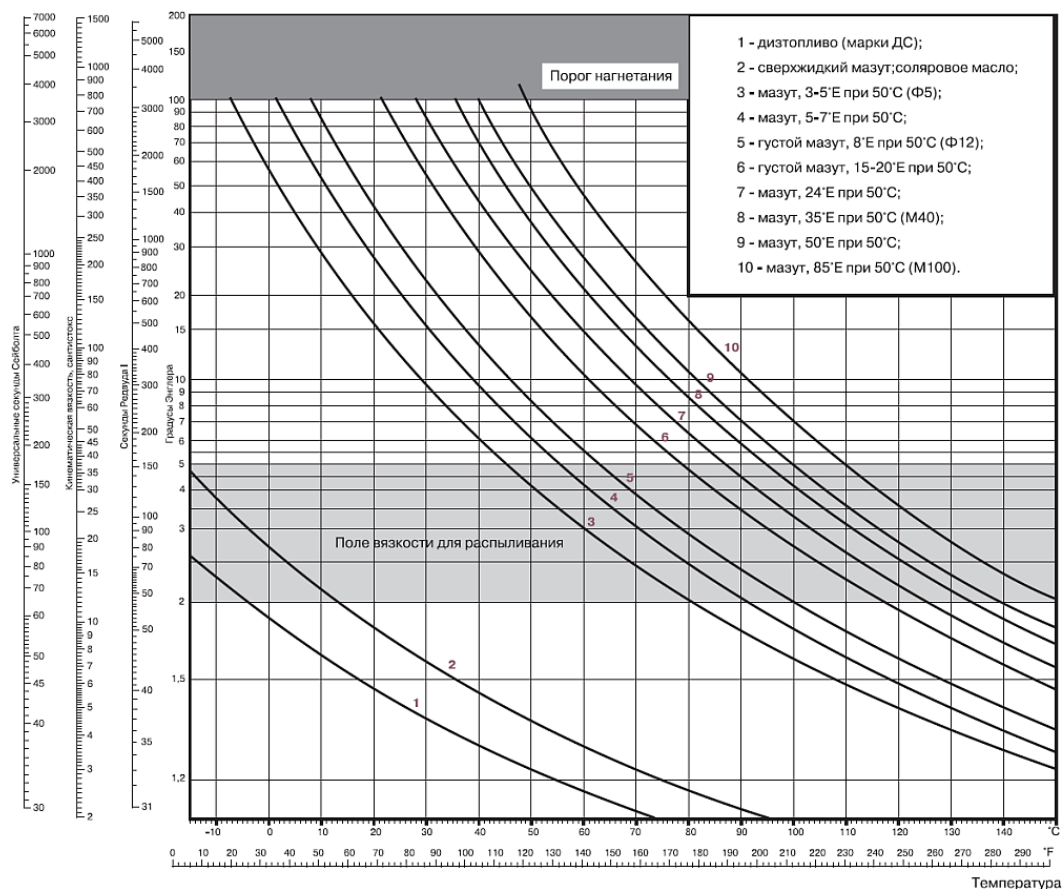


Рис. 2.1. Диаграмма «Вязкость – температура» для жидкого топлива

По содержанию серы мазуты разделяются на малосернистые ( $S^r \leq 0,5 \%$ ), сернистые (до 2,0 % серы) и высокосернистые (до 3,5 % серы). Уровень сернистости зависит, главным образом, от содержания серы в исходной нефти: при ее переработке от 70 до 90 % сернистых соединений переходит в мазут, создавая тем самым серьезные трудности для эксплуатационного персонала ТЭС.



## **Конец ознакомительного фрагмента.**

Текст предоставлен ООО «ЛитРес».

Прочитайте эту книгу целиком, [купив полную легальную версию](#) на ЛитРес.

Безопасно оплатить книгу можно банковской картой Visa, MasterCard, Maestro, со счета мобильного телефона, с платежного терминала, в салоне МТС или Связной, через PayPal, WebMoney, Яндекс.Деньги, QIWI Кошелек, бонусными картами или другим удобным Вам способом.