

В.Н. Белоусов, С.Н. Смородин, В.Д. Цимбал

Топливо и процессы горения в теплоэнергетических установках

Часть 1

Учебное пособие



**Санкт-Петербург
2020**

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ПРОМЫШЛЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ДИЗАЙНА»**

ВЫСШАЯ ШКОЛА ТЕХНОЛОГИИ И ЭНЕРГЕТИКИ

В.Н. Белоусов, С.Н. Смородин, В.Д. Цимбал

Топливо и процессы горения в теплоэнергетических установках

Часть 1

Учебное пособие

**Санкт-Петербург
2020**

УДК 662.6 (075)
ББК 31.350.4
Б 438

Белоусов В.Н., Смородин С.Н., Цимбал В.Д. Топливо и процессы горения в теплоэнергетических установках: учебное пособие / ВШТЭ СПбГУПТД.- СПб., 2020. Часть 1. – 148 с. – ISBN 978-5-91646-211-1

В учебном пособии рассмотрены тенденции развития энергетики, топливно-энергетический баланс России, классификация основных видов топлива и их теплотехнические характеристики, переработка твёрдого и жидкого топлива, подготовка твёрдого топлива к сжиганию, перспективы использования биотоплива.

Пособие составлено в соответствии с требованиями государственных образовательных стандартов, содержит необходимый нормативно-справочный и иллюстративный материал. Предназначено для получения базовых знаний и выполнения курсовых и выпускных квалификационных работ, связанных с процессами горения, студентами энергетических, политехнических и технологических вузов, обучающихся по направлению 13.03.01 «Теплоэнергетика и теплотехника».

Рецензенты: доктор технических наук, проректор по научной работе
федерального государственного автономного
образовательного учреждения высшего образования «Санкт-
Петербургский государственный политехнический
университет Петра Великого» В.В. Сергеев;
кандидат технических наук, доцент кафедры «Электротехника
и теплотехника» Петербургского государственного
университета путей сообщения Императора Александра I
В.И. Крылов

Рекомендовано к изданию Редакционно-издательским советом
ВШТЭ СПбГУПТД в качестве учебного пособия.

ISBN 978-5-91646-211-1

© Высшая школа технологии
и энергетики СПбГУПТД, 2020
© Белоусов В.Н., Смородин С.Н.,
Цимбал В.Д., 2020

Введение

Непрерывно растущее потребление топливно-энергетических ресурсов требует рационального и экономного использования топлива. Это одна из важнейших проблем нашего времени.

Назначением любого устройства для сжигания топлива является превращение химической энергии топлива в тепловую энергию продуктов сгорания, которая, в свою очередь, либо передается другим рабочим телам (вода, пар), либо преобразуется в механическую энергию (газовая турбина, реактивный двигатель). Преобразование внутренней энергии топлива в тепловую энергию происходит в результате его сжигания.

Горение — это сложный физико-химический процесс, в котором химические реакции протекают одновременно с различными физическими явлениями, а, следовательно, и интенсивность протекания реакции горения непосредственно зависит от таких физических явлений, как:

- движение подаваемых в зону горения топлива и окислителя;
- аэродинамика струйного движения;
- турбулентная и молекулярная диффузия исходных веществ и продуктов реакций в газовом потоке;
- воспламенение и распространение пламени;
- передача теплоты, выделяемой в ходе реакций;
- удаление продуктов сгорания из зоны горения.

Понимание закономерностей процесса горения позволит:

- наиболее эффективно организовать сжигание различных топлив;
- повысить интенсивность и экономичность существующих способов сжигания;
- наметить пути для разработки новых, более современных способов сжигания.

1. Топливо-энергетический баланс и тенденции развития энергетики в мире и в России

Более 80 % энергии в мире получают путем сжигания ископаемого топлива на ТЭС, при этом распределение по основным энергоносителям выглядит следующим образом: 32 % – нефть, 23 % – газ, 26 % – уголь. Однако среди развитых стран можно отметить исключения. Например, во Франции на долю атомной энергетики приходится около 85 % вырабатываемой энергии, а Норвегия почти 99 % энергии получает на гидроэлектростанциях.

Все статистические данные, приведенные в настоящем учебном пособии, относятся к началу XXI века и не являются абсолютно точными, а лишь отражают общую тенденцию развития энергетики.

Потребление топливо-энергетических ресурсов набирает все большие обороты. Так, например, если в начале прошлого столетия на удвоение потребляемых энергоресурсов ушло 36 лет (1900 г. – 950 млн т. у. т., 1936 г. – 1900 млн т. у. т.), то последующее удвоение (3800 млн т. у. т.) было отмечено в 1958 г. (т. е. через 22 года), а затем в 1973 г. (т. е. через 15 лет), в 1986 г. (т. е. через 13 лет) и в 1998 г. (т. е. через 12 лет). Можно с уверенностью утверждать, что потребление энергоресурсов при современных требованиях к жизнедеятельности человека будет неуклонно увеличиваться.

Еще один аспект, который необходимо отметить – это рост доли нефти и газа в мировом энергобалансе в XX веке: 1900 г. – 4 %, 1950 г. – 33 %, 1980 г. – 65 %. Как видим, до 80-х годов XX века доля нефти и газа стабильно возрастала. Однако природные ресурсы не бесконечны. Несмотря на открытие огромных запасов нефти в Западной Сибири, в странах Ближнего Востока и т. д., можно констатировать, что человечество

находится на рубеже принятия стратегического решения об изменении подхода к дальнейшему использованию топливно-энергетических ресурсов. По мнению экспертов запасов газа и, особенно, нефти хватит лет на 50.

При этом вопросы энергообеспечения – всего лишь часть проблемы, или верхняя часть «айсберга». Не менее (если не более) важным фактором является экологическая безопасность. Парниковый эффект и глобальные климатические катаклизмы последних лет заставляют задуматься, а как же жить дальше? Перспективными направлениями можно считать термоядерный синтез и, конечно, водородную энергетику. Но это все пока «вилами по воде писано». Да, продуктом сжигания водорода является вода (водяной пар). Так что, если разложить эту воду на составляющие (водород и кислород), то получается безотходный и безвредный процесс. Одна «маленькая» проблема – свободного водорода на Земле нет. Для его получения требуется энергия. А где ее взять? С помощью, так называемых, возобновляемых источников энергии (солнце, ветер, энергия приливов и отливов, геотермальная энергия и т. п.)? Но их доля в мировом энергобалансе пока что очень мала, а, например, в России вообще ничтожна. Значит, опять придется призвать на помощь ископаемые топлива. Вот такой «заколдованный круг».

Что же такое топливно-энергетический баланс (ТЭБ)? ТЭБ устанавливает количественную связь между приходными (источники энергии) и расходными (потребители) статьями соответственно выработанной и использованной энергии.

Применительно к основным природным энергоресурсам Россия является одной из богатейших стран мира. В конце XX века по запасам основных видов углеводородного топлива Россия занимала ведущие позиции:

природный газ – 1-е место – 19,8 % мировых запасов,

уголь – 2-е место – 17 %,

нефть – 8-е место – 8 %.

Еще раз надо отметить, что во «всемирной паутине» на соседних сайтах можно обнаружить статистические данные, в корне отличающиеся друг от друга. За более объективной информацией следует обращаться к официальным источникам, но они, как правило, недоступны, да и далеко не всегда объективны. Так, например, разведанные запасы угля в России американскими аналитиками занижены по сравнению с данными РАО ЕЭС примерно на треть, а доля АЭС в суммарном топливно-энергетическом балансе страны по данным «Газпрома» и «Росатома» различается в несколько раз. Что касается запасов нефти, то по этому показателю в начале 2011 года Россия опустилась на 7-е место, чему способствовали безудержный рост темпов экспорта нефти в первую декаду XXI века и резкое сокращение геологоразведки.

Всего через ТЭБ России проходит около 1,7 млрд т условного топлива в год (примерно 12 т на душу населения).

Основу производственного потенциала российской энергетики составляют 600 электростанций суммарной установленной мощностью 243 ГВт:

ТЭС – 163,3 ГВт – 67,2 %;

ГЭС – 48,8 ГВт – 20,1 %;

АЭС (10 станций, 36 энергоблоков) – 29,9 ГВт – 12,3 %;

ВИЭ – 1 ГВт – 0,4 %.

Специфика российской теплоэнергетики заключается в том, что в европейской части страны (включая Урал) 80 % ТЭС работают на газе и мазуте, тогда как за Уралом (Сибирь и Дальний Восток) основу теплоэнергетики составляет уголь (80 %). Около 55 % мощности ТЭС – это

теплоэлектроцентрали ТЭЦ, вырабатывающие и электроэнергию, и тепло, 45 % – конденсационные электростанции КЭС, вырабатывающие только электроэнергию.

Какова доля отдельных теплоносителей в суммарном ТЭБ России? *Однозначно ответить на этот вопрос практически невозможно, поскольку представители каждого направления (теплоэнергетика, ядерная энергетика, гидроэнергетика и др.) заинтересованы в преувеличении собственной значимости. Так, например, доля АЭС в топливно-энергетическом балансе России, согласно различным источникам, составляет от 4,5 до 15,8 %, а на долю ГЭС приходится от 2 до 17,7 %. Однако при всех допущениях можно утверждать, что в ближайшие десятилетия не менее 2/3 тепловой и электрической энергии будет вырабатываться на ТЭС за счет первичных ископаемых органических топлив: природного газа, нефти, угля.*

Природный газ. По данным «Геологического обзора США», доказанные запасы природного газа в мире в начале XXI века составляли 175,4 трлн м³, причем на долю стран Ближнего Востока, России и стран бывшего СССР приходится 71 % мировых запасов.

Крупнейшее газовое месторождение находится на территории Катара (10640 млрд м³), при этом на долю России среди восьми крупнейших месторождений приходится шесть (трлн м³): Уренгойское – 10,9, Ямбургское – 8,2, Бованенковское – 4,9, Штокмановское – 3,94, Арктическое – 2,8, Астраханское – 2,7.

Годовая добыча природного газа в России в начале XXI века составляла 690 млрд м³. Основные месторождения сосредоточены в труднодоступных, малонаселенных районах с суровым климатом — Ямало-Ненецкий национальный округ, север Сибири, шельф Северного Ледовитого океана. Примерно половина расходуется внутри страны, вторая половина идет на экспорт.

Нефть. В настоящее время каждую секунду во всем мире добывается и потребляется примерно 127 т нефти, при этом ведущими производителями являются страны ОПЕК.

OPEC – The Organization of the Petroleum Exporting Countries – картель стран-экспортеров нефти, образованный в 1960 году. Страны, входящие в ОПЕК в 2020 году: Алжир, Ангола, Венесуэла, Габон, Ирак, Иран, Конго, Кувейт, Ливия, Нигерия, ОАЭ, Саудовская Аравия, Экваториальная Гвинея.

Основные месторождения нефти в России (примерно 20 млрд т) сосредоточены в Сибири (Тюменская обл., Новосибирская обл., Омская обл., Красноярский край, Иркутская обл.).

«Нефть – не топливо, топить можно и ассигнациями». Этому замечанию, высказанному Д. И. Менделеевым, уже более 100 лет. Однако с годами оно стало еще более актуальным. На настоящий момент нефть является ценнейшим технологическим сырьем, предназначенным, в первую очередь, для получения жидких моторных топлив.

При переработке нефти (температурная перегонка, крекинг) получают бензин и соляровое масло (для двигателей внутреннего сгорания), керосин (для авиационных двигателей), мазут (для ТЭС). Нефть также служит сырьем для получения широкого спектра продуктов (пластмасса, резина и т. д.). Запасы нефти ограничены. В СССР в конце XX века добыча нефти достигала 620 млн т в год. В настоящее время в России ежегодно добывается около 420 млн т, из них (вместе с полученными нефтепродуктами) более половины идет на экспорт. Основные нефтеносные месторождения также расположены в Сибири и на Крайнем Севере.

По состоянию на декабрь 2018 года, согласно статистическому обзору мировой энергетики, подготовленному компанией British Petroleum,

доказанные мировые запасы нефти оцениваются в 1729,7 млрд баррелей (244,1 млрд тонн).

По оценкам специалистов при сегодняшних темпах потребления запасов нефти в мире хватит примерно лет на 40. Однако ресурсы, включающие в себя неоткрытые месторождения, а также запасы, технически и экономически неизвлекаемые в настоящее время, значительно выше (рис. 1.1).

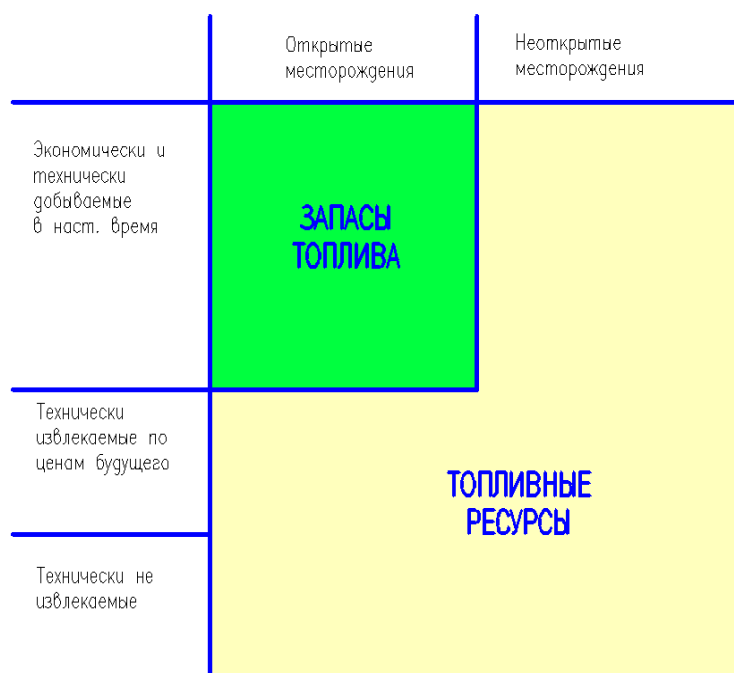


Рис. 1.1. Мировые запасы и ресурсы нефти

Цены на газ и нефть на сегодняшний день во многом определяются политической ситуацией на Ближнем Востоке и могут колебаться в широком диапазоне.

Уголь. Запасы угля значительны, хватит на столетия. Проблема – загрязнение окружающей среды. Основные угольные бассейны России – Канско-Ачинский (около 56 % каменного угля в России и до 80 % коксующегося угля добывается именно в этом бассейне), Кузнецкий, Печорский, Якутский – расположены далеко от главных потребителей

энергии, транспортировка топлива обходится дорого. По разведанным запасам угля Россия занимает 2-е место в мире (после США) – 439 млрд т.

Расходная часть ТЭБ России включает в себя энергетику, технологию, транспорт, сельское хозяйство и экспорт.

Основной потребитель энергоресурсов – *энергетика*: производство электроэнергии (около 12 %) и теплоты, в том числе, отпускаемой с паром и горячей водой (16 %).

Технология (черная и цветная металлургия, машиностроение, производство строительных материалов, химическая промышленность и др.) – 17 %. В России затраты энергии на производство единичного конечного продукта экономики существенно превышают этот показатель развитых стран.

Транспорт (авиация, тепловозы, автомобили, морской и речной флот, трактора различного назначения; сюда же входит расход топлива на привод компрессорных и насосных установок трубопроводов) – 16 %.

Сельское хозяйство (сельхозмашины, предприятия первичной переработки сельхозпродукции) – 4 %.

Остальные 35 % в начале XXI века Россия отправляет на *экспорт*. Западная Европа до 30 % своих потребностей в природном газе покрывает за счет России. Экспорт нефти (включая нефтепродукты) превышает 50 % добычи. Из развитых стран только Норвегия экспортирует нефть со своих североморских месторождений.

2. Энергетическое топливо и его виды

Энергетическим топливом называют горючие вещества, которые экономически целесообразно использовать для получения в промышленных целях больших количеств энергии. Природные запасы

топлива должны удовлетворять потребностям, а добыча, переработка и использование – вызывать минимально возможное вредное воздействия на окружающую среду. Топливо является основой энергетики, поскольку более 2/3 всей вырабатываемой в России электроэнергии приходится на долю ТЭС, работающих на органических топливах. При этом менее 30 % всего добываемого топлива потребляется в энергетике, а около 33 % используется на транспорте и в технологических процессах (например, для выплавки чугуна, для варки стали, в машиностроении, в химической технологии и т. д.).

В промышленной теплоэнергетике первичным источником энергии является органическое топливо. Технологический процесс тепловых электростанций сопровождается последовательным преобразованием внутренней химической энергии топлива в процессе его образования:

- в тепловую энергию продуктов сгорания (топка котлоагрегата),
- в тепловую энергию воды и пара (поверхности нагрева котлоагрегата),
- в механическую энергию вращения ротора паровой (газовой) турбины,
- в электроэнергию (электрогенератор) (рис. 2.1).



Рис. 2.1. Схема превращения энергии на современной ТЭС

В зависимости от вида вырабатываемой энергии тепловые электростанции (ТЭС) подразделяются на КЭС (конденсационная электростанция) и ТЭЦ (теплоэлектроцентраль) (рис. 2.2).

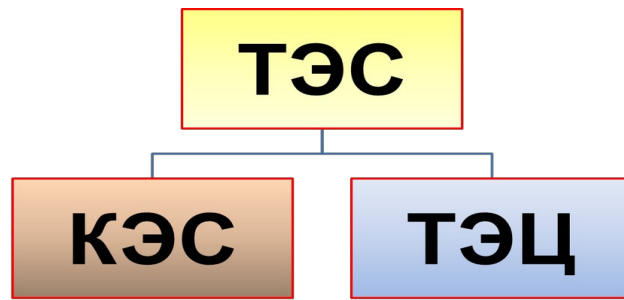


Рис. 2.2. Классификация тепловых электростанций

КЭС вырабатывают только электроэнергию, связаны с потребителем только линиями электропередач (ЛЭП), поэтому их целесообразно строить в районах крупных месторождений топлива (рис. 2.3).

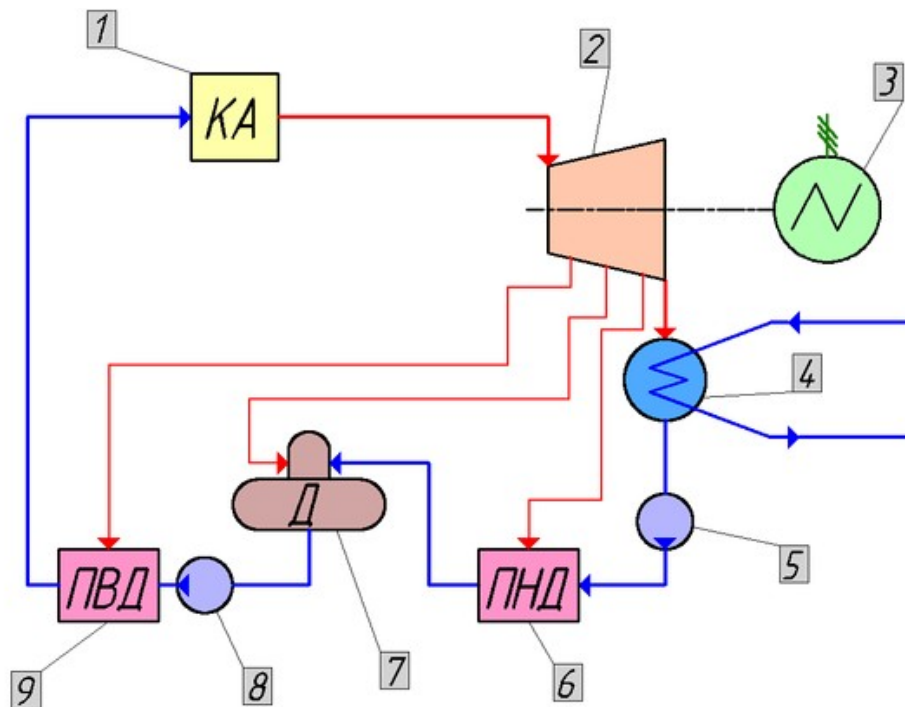


Рис. 2.3. Принципиальная схема КЭС:

1 – котельный агрегат; 2 – турбина; 3 – электрогенератор; 4 – конденсатор;
 5 – конденсаторный насос; 6 – подогреватель низкого давления; 7 – деаэратор;
 8 – питательный насос; 9 – подогреватель высокого давления

ТЭЦ вырабатывают не только электроэнергию, но и тепло в виде горячей воды и пара, связаны с потребителями не только ЛЭП, но и трубопроводами, протяжённость которых ограничена экономически

допустимыми потерями давления, поэтому их целесообразно устанавливать в крупных мегаполисах с большой численностью населения.

На рис. 2.4 представлена T-S-диаграмма паросиловой установки.

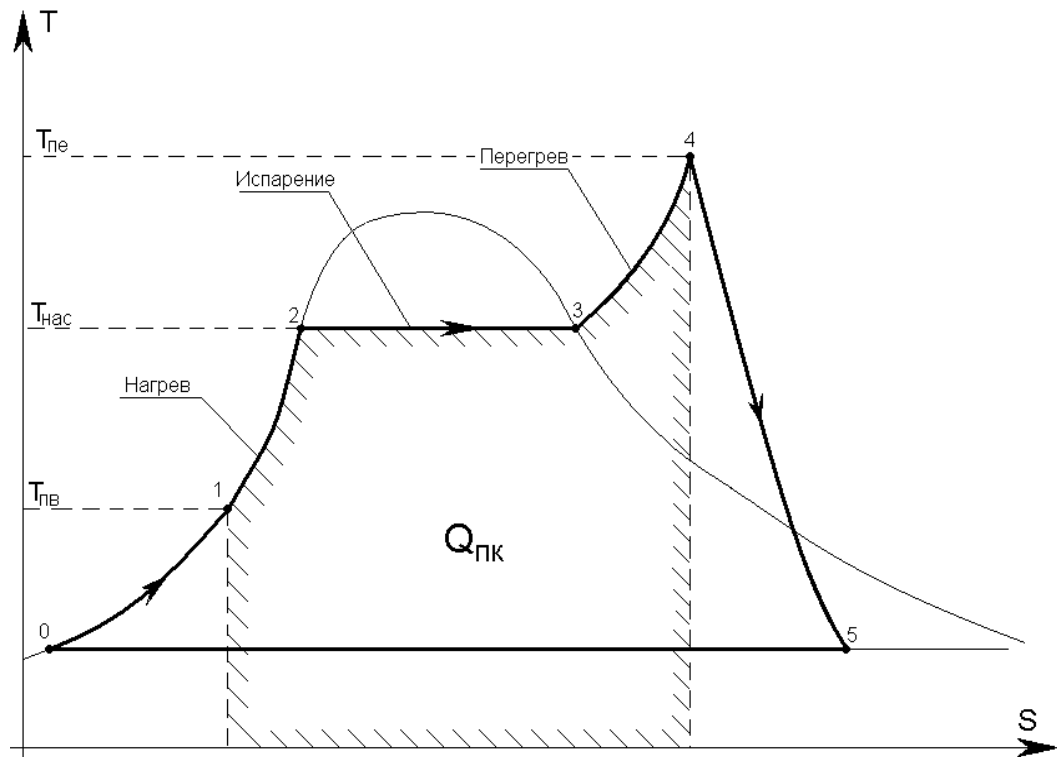


Рис. 2.4. Процесс ПСУ в T-S-диаграмме:

0-1 – предварительный подогрев питательной воды; 1-2 – экономайзер;
 2-3 – экранные трубы; 3-4 – пароперегреватель; 4-5 – конденсатор;
 5-0 – градирня

Крупные тепловые электростанции, обеспечивающие тепло- и электроэнергией целые регионы, называются ГРЭС – государственная районная электростанция.

Самыми крупными тепловыми электростанциями (2019 г.) в Российской Федерации являются (в скобках – электрическая и тепловая мощность и вид сжигаемого топлива):

Сургутская ГРЭС-2 (5,68 ГВт + 840 Гкал/ч – природный газ, ПНГ)

Рефтинская ГРЭС (Свердловская область) (3,8 ГВт + 350 Гкал/ч – каменный уголь)

Костромская ГРЭС (3,6 ГВт – природный газ)

Сургутская ГРЭС-1 (3,28 ГВт + 958 Гкал/ч – природный газ, ПНГ)

Пермская ГРЭС (3,26 ГВт – природный газ)

Рязанская ... (3,13 ГВт + 180 Гкал/ч – природный газ, бурый уголь)

Киришская ГРЭС (2,6 ГВт + 1234 Гкал/ч – природный газ, мазут)

На рис. 2.5 представлены принципы классификации топлива.



Рис. 2.5. Классификация топлива

По принципу высвобождению энергии различают ядерное (атомное) и органическое (ископаемое) топливо.

Ядерное топливо выделяет тепловую энергию либо в деления ядер тяжёлых металлов (реакторы на медленных или быстрых нейтронах), либо в результате термоядерного синтеза. В ядерных реакторах топливо располагается в герметично закрытых тепловыделяющих элементах (ТВЭЛах). Ядерное топливо делится на два вида:

- *природное*, содержащее делящиеся ядра ^{235}U (0,7 %), а также сырьё ^{238}U (99,3 %), способное при захвате нейтрона образовывать плутоний ^{239}Pu ;
- *вторичное* топливо, которое не встречается в природе, в том числе ^{239}Pu , получаемый из топлива первого вида, а также изотопы ^{233}Pu , образующиеся при захвате нейтронов ядрами тория ^{232}Th .

Органическое топливо выделяет энергию в результате химических экзотермических реакций окисления горючих компонентов топлива в камере сгорания.

По способу получения различают **природные** (натуральные) и **искусственные** виды топлива (рис. 2.6).



Рис. 2.6. Классификация топлива по способу получения

К природным видам топливам относятся торф, бурые и каменные угли, антрацит, горючие сланцы, нефть и природный газ.

Искусственное топливо получают из природного топлива в процессе переработки. Из твердого топлива путем физико-механического обогащения или термического разложения получают кокс, полукокс, топливные брикеты, различные горючие газы пиролиза. В результате термической переработки нефти получают бензин, керосин, соляровое масло, дизельное топливо, мазут. К искусственным видам топлива также относятся различные газы: доменный, генераторный, коксовый, сжиженный и другие.

В энергетических установках, как правило, применяются природные топлива и мазут.

По агрегатному состоянию различают твердые, жидкие и газообразные виды топлива (рис. 2.7).



Рис. 2.7. Классификация топлива по фазовому состоянию

К твердому топливу относят: каменный и бурый уголь, торф, дрова, сланцы, отходы лесозаготовительных заводов и деревообрабатывающих цехов, а также растительные отходы сельскохозяйственного производства.

Твердые топлива используются в основном на ТЭС для получения электрической энергии, отопления и технологических нужд промышленности.

К жидкому топливу относят нефть, а также различные продукты ее переработки: бензин, керосин, разнообразные масла и остаточный продукт нефтепереработки – мазут. Искусственное жидкое топливо и горючие смолы, а также масла получают при переработке твердых топлив.

К газообразному топливу относят природный газ, добываемый из недр земли, попутный нефтяной газ, газообразные отходы металлургического производства, крекингový газ, а также генераторный газ, получаемый искусственным путем из твердого топлива в газогенераторных установках.

Газообразные топлива сжигаются на ТЭС для получения электрической и тепловой энергии и в очень небольшом количестве используются на транспорте.

По назначению топлива можно классифицировать как:

- энергетические (природный газ, мазут, уголь, торф);
- моторные (бензин, керосин, дизельное топливо и другие продукты переработки нефти);
- технологические (кокс, полукокс, чёрный щёлок и др.).

3. Происхождение ископаемых видов топлива

3.1. Твёрдое топливо

Согласно современной теории, твёрдые горючие ископаемые (за исключением сланцев), т. е. торф, бурые и каменные угли, антрациты, образовались в результате длительного (в течение сотен миллионов лет) процесса разложения органической массы растений.

Процесс формирования и свойства твёрдых ископаемых видов топлива зависят от исходного растительного материала и условий его преобразования. Исходя из этого, различают два крайних типа углей: **гумусового** и **сапропелевого** происхождения (*гумус* – перегной, *сапрпель* – гниющий ил).

Исходным углеобразующим веществом углей **гумусового** типа является ежегодно отмирающая органическая масса многоклеточной

наземной растительности, т. е. деревьев, кустарников, папоротников, трав и др. (рис. 3.1).

Гумусовые	Сапропелевые
Гумус – перегной <ul style="list-style-type: none">• деревья,• кустарники,• трава,• папоротники,• грибы	Сапрпель – гниющий ил <ul style="list-style-type: none">• водоросли,• лишайники,• бактерии,• грибы,• планктон

Рис. 3.1. Исходное углеобразующее вещество

Эта отмирающая масса, накапливаясь в заболоченных местах, подвергалась разложению при незначительном контакте с воздухом, а затем, после ее опускания под слой воды или покрытия породой, – без доступа воздуха. В процессе такого преобразования исходная растительная масса превращалась в перегной (гумус), который и является исходным материалом для образования большей части твёрдых горючих ископаемых – углей гумусового типа (гумолитов).

Различают три стадии образования твердых топлив гумусового типа: *торфяную, бурoughольную и каменноугольную*. В результате преобразования органической массы содержание углерода в ней повышается, при этом содержание кислорода, водорода и азота уменьшается. Процессы преобразования протекают в различных условиях (температура, давление, среда), а, следовательно, и с различной интенсивностью.

Поэтому *степень углефикации* топлива, под которой понимают освобождение от наиболее непрочных содержащих кислород компонентов и обогащение углеродом, различна. Степень углефикации, т. е. химического старения, твердого топлива не всегда соответствует его

геологическому возрасту, под которым, в свою очередь, понимают период времени процесса углеобразования.

В соответствии со степенью углефикации твердые топлива можно выстроить в следующий ряд: торф, бурый уголь, каменный уголь, антрацит (рис. 3.2).



Рис. 3.2. Стадии углеобразования

Самое молодое из них – торф, представляет собой темно-бурую бесструктурную массу, в которой встречаются остатки неразложившихся и полуразложившихся растений.

Следующими по «возрасту» являются бурые угли – землистая или черная однородная масса, которая при хранении на воздухе частично окисляется и рассыпается в порошок.

Из бурых углей далее образуются каменные угли, обладающие, как правило, повышенной прочностью и меньшей пористостью, и наконец – антрациты, которые отличаются высокой твердостью и наибольшим содержанием углерода (до 95 %).

Процесс образования углей *сапропелевого класса* происходит несколько иначе. В качестве исходного углеобразующего вещества выступают низшие растения (водоросли, лишайники и др.), бактерии, грибы, а также микроорганизмы (планктон). Оседая на дно озер, заливов, застойных водоемов мелководных морей, они подвергались разложению практически без доступа воздуха. В результате разложения образовывался

твёрдый остаток – гниющий ил (сапрпель). Сапрпель отличается от твёрдого продукта преобразования высших растений (гумуса) повышенным содержанием водорода, воска, смолистых веществ и относительно низким содержанием кислорода и минеральных примесей. Торфяная стадия изменения сапрпеля завершается образованием плотной бесструктурной массы. Дальнейшая углефикация приводит к образованию сапрпелевых углей. Буроугольная стадия этих углей – *богхеды*.

За исключением богхедов, твёрдые горючие ископаемые сапрпелевого происхождения встречаются относительно редко.

Существуют также угли смешанного происхождения с преобладанием гумусового или сапрпелевого материала. К твёрдым топливам этого класса относятся горючие сланцы, представляющие собой многозольные глинисто-известковые твёрдые минеральные породы, пропитанные нефтеподобными органическими веществами сапрпелевого происхождения.

3.2. Нефть и природный газ

Естественное жидкое топливо – *сырая нефть* – представляет собой смесь органических соединений, главным образом, различных углеводородов (метанового – C_nH_{2n+2} , нафтенового – C_nH_{2n} , ароматического – C_nH_{2n-6} классов), а также включает в себя некоторое количество жидких кислородсодержащих, сернистых и азотистых соединений, парафины и смолы.

Нефть – вязкая маслянистая жидкость бурого цвета (плотность от 730 до 1040 кг/м³). Нефть в основном перерабатывается с целью извлечения более легких фракций (бензин, керосин, лигроин, газойль). Остающийся после переработки нефти тяжелый остаток – *мазут* – используется как энергетическое топливо.

Природный газ представляет собой смесь горючих и негорючих газов, содержащую определенное количество водяного пара и механических примесей (пыли и смолы).

Существуют различные представления о происхождении нефти и газа. Наиболее вероятной и достоверной считается теория органического происхождения. Согласно этой теории, основой для образования нефти и газа послужил сапропель, процесс преобразования которого происходил на значительной глубине при повышенных давлении и температуре. В результате воздействия естественных катализаторов (например, глины, входящей в состав ила, радиоактивных элементов и др.) из сапропеля образовывались жидкие углеводороды с различной молекулярной массой, т. е. нефть, и газообразные смеси, состоящие преимущественно из легких углеводородов метанового ряда, – природные газы.

Таким образом, газы образовывались вместе с нефтью. Значительная часть более тяжелых составляющих их растворена в нефти, а часть, состоящая, в основном, из более легких компонентов, скапливается над уровнем нефти и представляет собой *нефтепромысловый попутный газ*.

Благодаря большой проникающей способности природные газы перемещаются в пористых горных породах на большие расстояния от места своего образования и, накапливаясь, образуют *чисто газовые месторождения*.

4. Элементный состав топлива

Состав и качество топлива определяются в специально оборудованных лабораториях химическим и механическим анализами средней пробы партии топлива. Элементарный состав твердого и жидкого

топлива дается в процентах к массе 1 кг топлива, а для газообразного топлива – к объему 1 м³.

Газообразное топливо представляет собой смесь горючих и негорючих газов, содержащую некоторое количество примесей (воды и пыли). Состав и содержание отдельных газов, входящих в газообразное топливо, сравнительно легко определяются газовым анализом. Поэтому состав газообразного топлива принято выражать в виде объемных долей отдельных газов (CH₄, C₂H₆, C₃H₈, C₄H₁₀, C₅H₁₂, CO, H₂, CO₂, N₂, O₂ и др.) в процентах к объему сухого газа в смеси при нормальных условиях (температура 0 °С, давление 760 мм рт. ст.) (рис. 4.1).



Рис. 4.1. Примерный состав природного газа

Все вещества в составе *твёрдого* и *жидкого* топлива находятся в нем в виде *сложных высокомолекулярных органических соединений* (рис. 4.2). Качественный и, особенно, количественный анализы соединений, входящих в состав твёрдого и жидкого топлива, требуют проведения сложных и трудоемких лабораторных исследований.

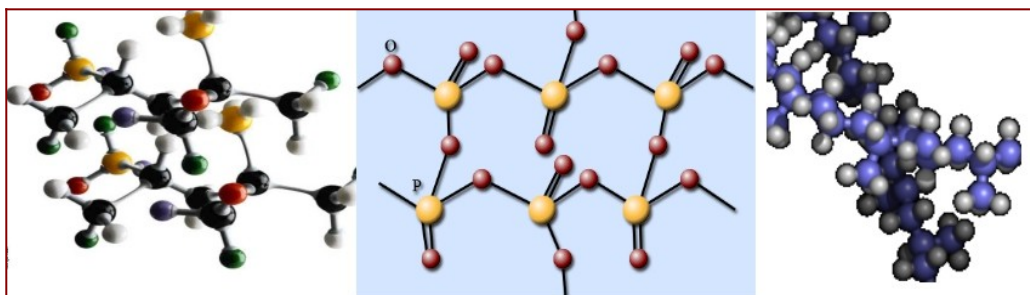


Рис. 4.2. Структура высокомолекулярных органических соединений

Поэтому состав топлива принято выражать не в виде соединений, а содержанием (в процентах по массе) отдельных химических элементов: углерода (С), водорода (Н), серы летучей ($S_{л}$), кислорода (О), азота (N), а также золы (А) и влаги (W) (рис. 4.3).

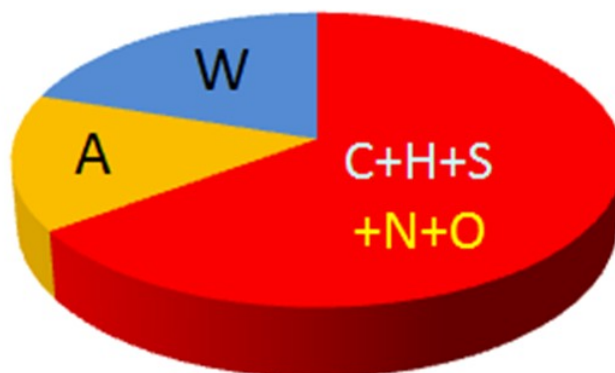
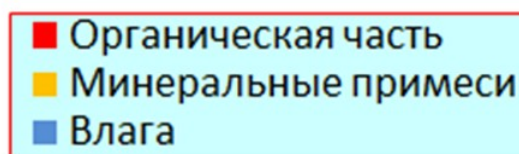


Рис. 4.3. Состав твёрдого и жидкого топлива

Горючими элементами твердого и жидкого топлива являются *углерод, водород и сера* (органическая и пиритная). В связанном с ними состоянии находятся *кислород и азот*, которые образуют *внутренний балласт топлива*. *Зола и влага* составляет *внешний балласт топлива*.

Основным горючим элементом твердого и жидкого топлива, содержание которого обуславливает выделение основного количества теплоты, является *углерод*. Он имеет высокую удельную теплоту

сгорания (34,1 МДж/кг) и составляет, как правило, от 40 до 70 % (и выше) массы твердого топлива и до 90 % массы мазута.

Реакция горения углерода: $C + O_2 = CO_2 + 34 \text{ МДж/кг}$.

Вторым по значимости элементом в составе твердого и жидкого топлива является *водород*. Водород имеет более высокую удельную теплоту сгорания (120,5 МДж/кг), но его содержание в топливе сравнительно мало (1...5 % в твердых топливах и 10...11 % в мазуте), поэтому доля водорода в суммарном тепловыделении при горении топлива значительно меньше, чем углерода.

Реакция горения водорода: $2H_2 + O_2 = 2H_2O + 121 \text{ МДж/кг}$.

Сера имеет невысокую теплоту сгорания (9,3 МДж/кг), содержится в топливе в небольших количествах (0,3...3 % в углях и мазуте) и поэтому *не представляет ценности* как горючий элемент.

Реакция горения серы: $S + O_2 = SO_2 + 9 \text{ МДж/кг}$.

Сера в топливе содержится в трёх видах (рис. 4.4):

$$S_{\text{общ}} = S_{\text{гор}} + S_{\text{негор}} = [S_{\text{орг}} + S_{\text{колч}}] + [S_{\text{сульф}}]$$

- органическая сера – S_o , связанная с другими элементами топлива (С, Н, N и О) в виде сложных органических соединений

- колчеданная (пиритная, или сульфидная) сера – S_p в виде пирита, колчедана FeS_2



- сульфатная сера – S_{so4} в виде сульфатов минеральной части топлива: $CaSO_4$ (гипс), $MgSO_4$, $FeSO_4$ и др.

Органическая сера входит в состав сложных высокомолекулярных соединений, *пиритная сера* находится в топливе в виде сульфидов металлов, например, FeS_2 (пирит, или железный колчедан), $CuFeS_2$ (халькопирит, или медный колчедан). Органическая и пиритная сера составляют горючую (летучую) серу, которая отдельной составляющей входит в элементный состав топлива:

$$S_{л} = S_{o} + S_{p}, \%$$

Общее содержание серы в топливе:

$$S_{общ} = S_{o} + S_{p} + S_{SO_4} = S_{л} + S_{SO_4}, \%$$

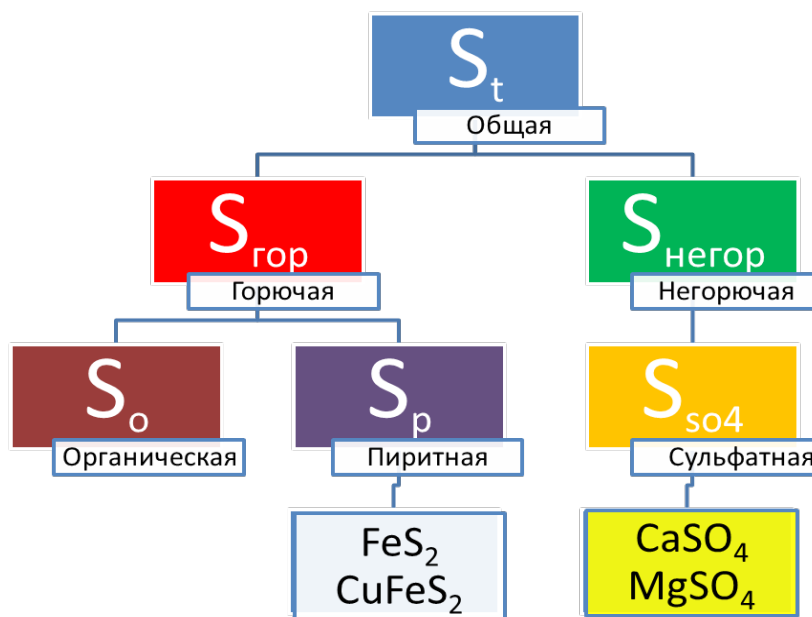
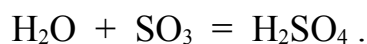
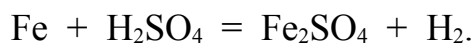


Рис. 4.4. Содержание серы в твёрдом топливе

Сера в сульфатах ($CaSO_4$, $MgSO_4$, $FeSO_4$ и т. д.) находится в виде высших оксидов, поэтому ее дальнейшее окисление (горение) не происходит. Сульфаты являются минеральной примесью топлива и входят в состав золы. Присутствующие в топливе органическая и колчеданная сера сгорают, образуя токсичный сернистый ангидрид SO_2 , и (в небольших количествах) еще более токсичный серный ангидрид SO_3 . Выброс их с продуктами сгорания вызывает загрязнение воздушного бассейна. Серный ангидрид при соединении с водяным паром, содержащимся в продуктах сгорания, образует пары серной кислоты, которые, конденсируясь на низкотемпературных элементах различных теплотехнических установок, вызывают их *сернокислотную (низкотемпературную) коррозию*



Если температура стенки воздухоподогревателя ниже точки росы H_2SO_4 , то последняя конденсируется и реагирует с металлом стенки



Кроме того, оксиды серы и пары серной кислоты отравляют атмосферу, вызывают кислотные дожди и смог, оказывают вредное влияние на животный и растительный мир (особенно страдают хвойные леса). Поэтому сера является *вредным* и *нежелательным* элементом в топливе.

Установки по очистке продуктов горения от SO_x очень дорогостоящие (до 1/3 стоимости предприятия). Оксиды серы активно вступают во взаимодействие с оксидами щелочных и щелочно-земельных металлов (CaO , MgO , Na_2O и др.), в результате чего образуются сульфаты и сульфиты, переходящие в золу, которую можно уловить. Однако эти процессы протекают при сравнительно невысоких температурах $900 \div 1000$ °С, а при увеличении температуры протекают обратные реакции.

Содержание серы в большинстве российских углей, как правило, не превышает 1 %. Редкое исключение составляют каменные угли Кизеловского бассейна (Урал) – от 4,3 до 7,2 %.

Кислород и азот, связанные с горючими элементами топлива (в виде органических соединений), также снижают удельную теплоту его сгорания и образуют *внутренний балласт топлива* (рис. 4.5). Азот, являясь инертным газом, тем не менее, при высоких температурах образует в соединении с кислородом высокотоксичные оксиды NO_x . Предельно допустимая концентрация оксидов азота в приземном слое $\text{ПДК}_{\text{NO}_x} = 0,085$ мг/м³, а проблема снижения выбросов NO_x при сжигании всех видов топлива (особенно твердых) актуальна во всем мире.

Балласт	
Внутренний	Внешний
<ul style="list-style-type: none"> • Кислород - O • Азот - N 	<ul style="list-style-type: none"> • Минеральные примеси → Зола - A (<i>ash</i>) • Влага - W (<i>water</i>)

Рис. 4.5. Балласт твёрдого топлива

Влага, содержащаяся в топливе совместно с золой, называется *внешним балластом топлива*.

Балласт значительно снижает ценность топлива, уменьшая его теплоту сгорания. Влага в топливе вредна тем, что, во-первых, на ее испарение при горении расходуется теплота, и, во-вторых, уменьшается относительное количество горючего вещества в топливе. Наличие золы не только снижает теплоту сгорания, но значительно затрудняет процесс горения в топке и ее эксплуатацию.

5. Виды исходной массы топлива

Топливо в том виде, в котором оно поступает к потребителю, называется рабочим, а составляющее его вещество – *рабочей массой*. Все компоненты рабочей массы обозначаются индексом **r** (от *англ.* «raw» – *сырой, необработанный*) (рис. 5.1):

$$C^r + H^r + S_{o+p}^r + O^r + N^r + A^r + W^r = 100 \% .$$

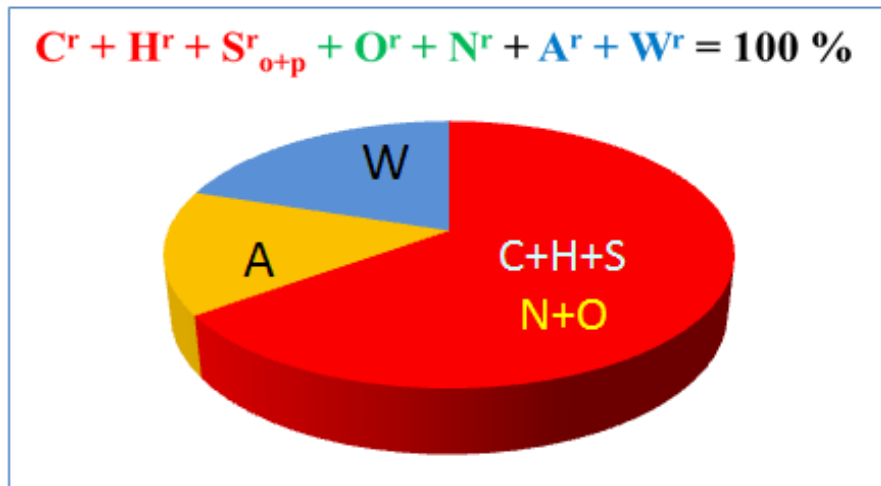


Рис. 5.1. Состав рабочей массы топлива

Влажность и зольность твердого топлива, даже в пределах одного сорта и одного месторождения, могут значительно колебаться, а также изменяться в процессе транспортировки и хранения. Поэтому элементный состав рабочей массы топлива является *неустойчивой* характеристикой топлива. Более устойчивой характеристикой является элементный состав *сухой массы топлива* (индекс **d** – от англ. «dry» – сухой) (рис. 5.2):

$$C^d + H^d + S^d_{o+p} + O^d + N^d + A^d = 100 \%$$

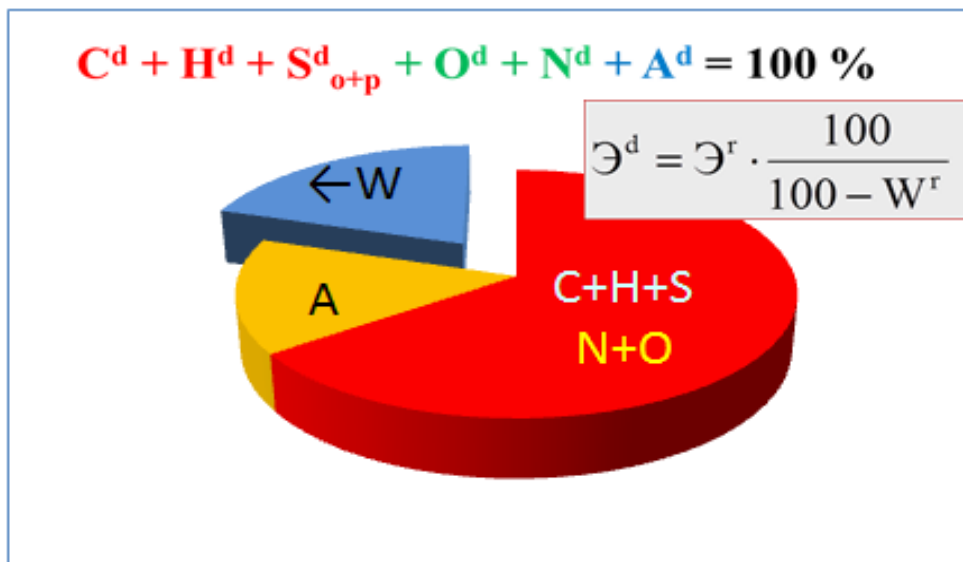


Рис. 5.2. Состав сухой массы топлива

Сухую массу топлива целесообразно использовать для выражения содержащейся в нем золы A^d . Однако и сухая масса топлива *также не является устойчивой* характеристикой, так как содержание золы зависит от способа и условий его добычи.

Устойчивой (неизменяемой) характеристикой любого твердого топлива является *сухая беззольная (горючая) масса*. Сухая беззольная масса представляет собой *сумму горючих элементов* (C, H, S_{o+p}) и *химически связанного с ними внутреннего балласта* (индекс **daf** – от англ. «dry ash free» – сухой беззольный) (рис. 5.3):

$$C^{daf} + H^{daf} + S_{o+p}^{daf} + O^{daf} + N^{daf} = 100 \% .$$

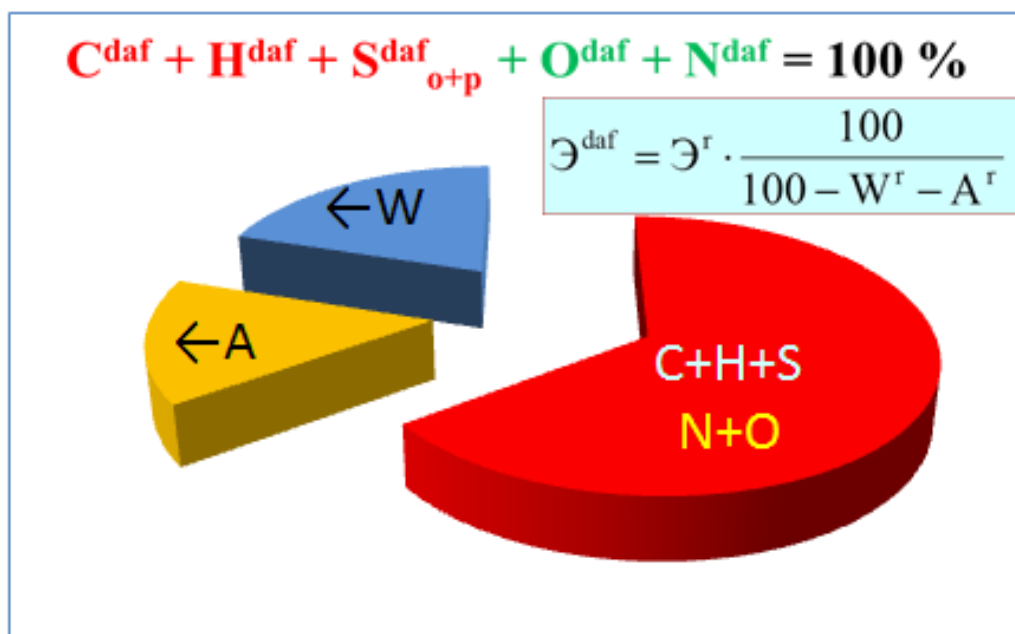


Рис. 5.3. Горючая масса топлива

Название «горючая масса» носит условный характер, так как действительно горючими ее элементами являются только углерод, водород и сера. Углерод – преобладающий компонент твердых и жидких топлив. Содержание углерода в горючей массе твёрдого топлива обычно колеблется от 40 (древесина) до 93 (антрацит) %, тогда как содержание водорода составляет обычно от 1 до 11 %, а серы от 0 до 8 %. Горючую

массу можно характеризовать как топливо в абсолютно сухом состоянии, не содержащее золы. Содержание азота в горючей массе твердых топлив обычно составляет 1–2 % по массе. Несмотря на столь малое количество, азот является весьма вредным компонентом, поскольку при сгорании азотсодержащих соединений в высокотемпературных топках образуются сильнотоксичные оксиды NO и NO₂ (так называемые «топливные» оксиды азота). Оксиды азота образуются также из атмосферного азота, составляющего большую часть воздуха (79 %), но в меньшей степени.

По аналогии вводится понятие *беззольной массы* (индекс **af** – от *англ.* «ash free» – *беззольный*), которое фигурирует в классификации топлива (рис. 5.4).

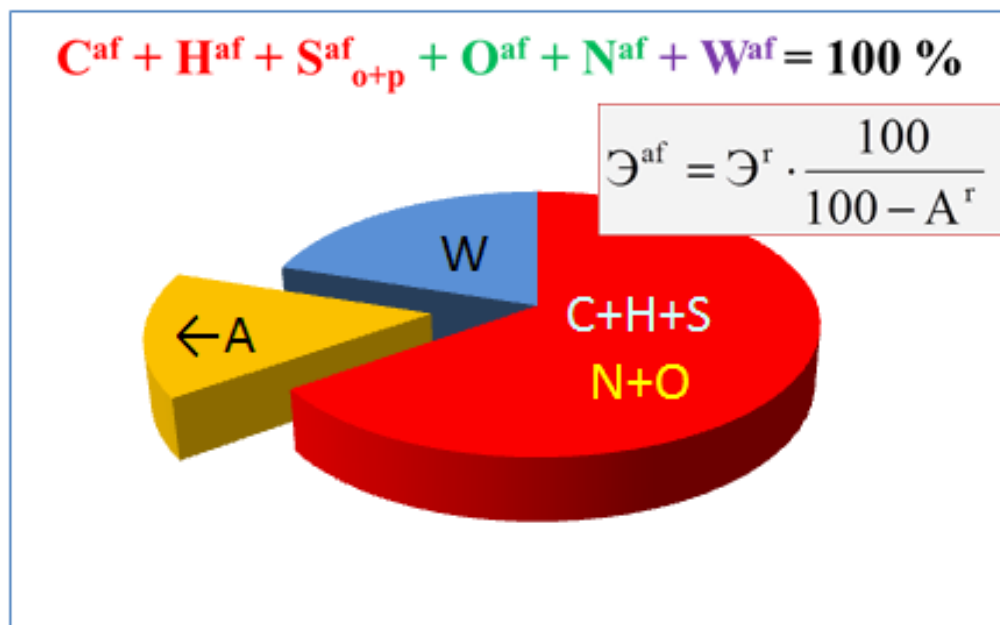


Рис. 5.4. Беззольная масса топлива

Для проведения лабораторных исследований твердого топлива пользуются отобранной пробой рабочего топлива, измельченной и подсушенной до такой влажности, которая при хранении топлива в лабораторных условиях *не изменяется*, – воздушно-сухая, или *аналитическая проба* (индекс **a**):

$$C^a + H^a + S_{o+p}^a + O^a + N^a + A^a + W^a = 100 \% .$$

Состав твердого и жидкого топлива можно представить в виде графического отображения (рис. 5.5):

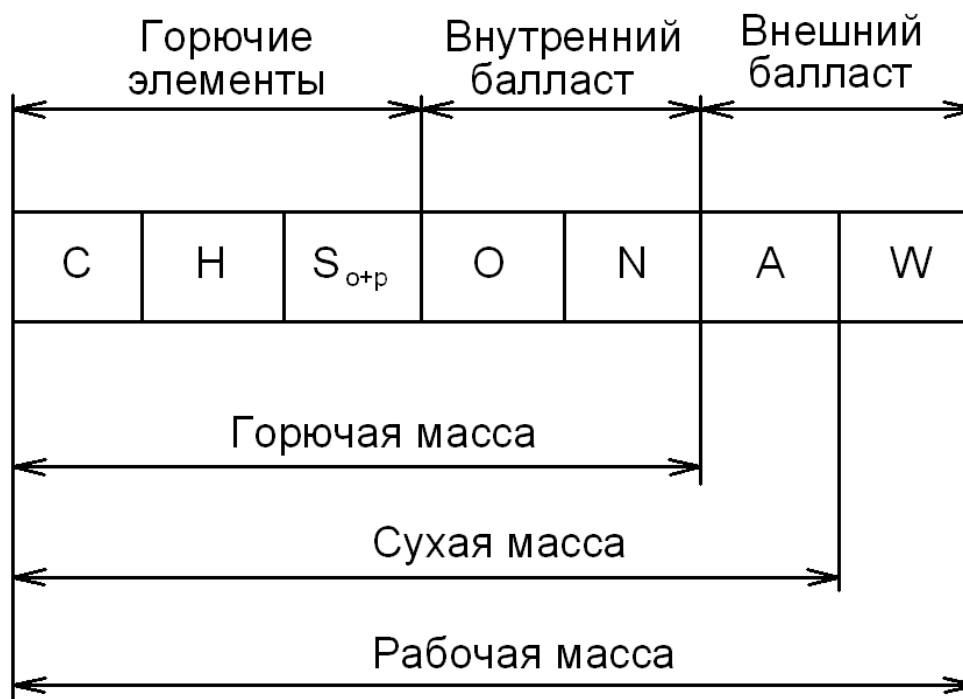


Рис. 5.5. Элементный состав топлива

Состав топлива различных видов и месторождений приводится в таблицах технических характеристик топлива. Пересчет элементного состава топлива с одной массы на другую осуществляется с помощью соответствующих формул, приведённых на рис. 5.1...5.4.

При заданной рабочей массе топлива содержание каждого из компонентов в горючей (сухой беззольной) массе рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}^{daf} = \mathcal{E}^r \cdot \frac{100}{100 - W^r - A^r} ,$$

где \mathcal{E}^{daf} и \mathcal{E}^r — содержание соответствующего компонента в горючей и рабочей массе, %.

При заданной влажности и зольности рабочей массы определение остальных ее составляющих по известному составу горючей массы производится по формуле:

$$\mathfrak{E}^r = \mathfrak{E}^{\text{daf}} \cdot \frac{100 - W^r - A^r}{100}.$$

Если известен состав сухой массы топлива, то формула пересчета любой из составляющих на горючую массу:

$$\mathfrak{E}^{\text{daf}} = \mathfrak{E}^d \cdot \frac{100}{100 - A^d},$$

а на рабочую массу (при заданной влажности):

$$\mathfrak{E}^r = \mathfrak{E}^d \cdot \frac{100 - W^r}{100}.$$

Соответствующие коэффициенты пересчета приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Коэффициенты пересчета состава 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

Для оценки топлива при расчётах и эксплуатации удобно пользоваться так называемыми *приведенными характеристиками* зольности $A^п$, влажности $W^п$ и серности $S^п_{л}$, отнесенными к 1 МДж низшей теплоты сгорания 1 кг рабочей массы топлива Q_i^r :

$$A^п = \frac{A^r}{Q_i^r}, \quad \frac{\% \cdot \text{кг}}{\text{МДж}};$$

$$W^п = \frac{W^r}{Q_i^r}, \quad \frac{\% \cdot \text{кг}}{\text{МДж}};$$

$$S_{\text{л}}^{\text{II}} = \frac{S_{\text{л}}^{\text{r}}}{Q_i^{\text{r}}}, \quad \frac{\% \cdot \text{кг}}{\text{МДж}}$$

6. Теплотехнические характеристики топлива

К теплотехническим характеристикам топлива (показателям качества топлива) относятся теплофизические свойства, которые оказывают существенное влияние на процесс горения, эксплуатацию топок, камер сгорания и устройств для транспортировки, хранения и подготовки топлива к сжиганию: содержание горючих веществ, влаги, минеральных примесей, удельная теплота сгорания, физико-механические характеристики (плотность, вязкость и др.).

Для твердого топлива важными характеристиками являются также выход летучих веществ, свойства кокса и золы, гранулометрический состав (размер частиц), коэффициент размолоспособности (сопротивление топлива при размоле) и др.

6.1. Влажность топлива

Влага топлива подразделяется на внешнюю (*свободную*) и внутреннюю (*связанную, или гигроскопическую*).

К *внешней* относится влага, попадающая в топливо при его добыче, транспортировке и хранении, а также капиллярная, заполняющая многочисленные поры угля и торфа. Таким образом, *внешняя влага*, в свою очередь, делится на *поверхностную и капиллярную* (рис. 6.1).

К *поверхностной*, или механически удерживаемой, влаге относят ту часть воды, которая, попадая в топливо из подземных и грунтовых вод или атмосферных осадков, осаждается на поверхности частиц топлива. Очевидно, что количество поверхностной влаги зависит от удельной

поверхности частиц топлива (чем меньше размер кусков, тем больше удельная поверхность) и свойств этой поверхности, в первую очередь, ее способности к смачиванию. Поэтому измельчение твердого топлива целесообразно лишь после транспортировки с места добычи к месту потребления. Количество поверхностной влаги обычно не превышает $3 \div 5$ % массы топлива.



Рис. 6.1. Влага твёрдого топлива

Капиллярная влага находится в капиллярах и порах частиц топлива. Поры с диаметром более 10^{-5} мм заполняются при прямом контакте с водой, в порах с меньшим размером возможна конденсация влаги из воздуха. Ее содержание зависит от водоносности месторождения и атмосферных условий в период транспортировки и хранения топлива. С повышением степени углефикации (содержания углерода в топливе) количество капиллярной влаги уменьшается (в *древесине* – $10 \div 30$ %).

Содержание внешней влаги в различных видах топлива колеблется в широких пределах – от нескольких процентов до десятков процентов.

Если пробу угля высушить до постоянной массы при комнатной температуре, внешняя влага выделяется, а проба приводится к воздушно-сухому состоянию (*аналитическая масса*).

К *внутренней (гигроскопической)* относят *коллоидную и гидратную* влагу.

Коллоидная и гидратная влажность топлива зависит от его структуры и связаны, соответственно, с органическими веществами топлива и его минеральными примесями.

Коллоидная влага является составной частью *органической массы* топлива. Ее количество зависит от вида топлива и его химического возраста. По мере увеличения степени углефикации содержание коллоидной влаги уменьшается. (В торфе и бурых углях 10...15 %, в молодых каменных углях 3...6 %, в старых углях и антрацитах 0,5...1 %.). Коллоидная влага *удаляется в процессе сушки* при температуре около 105 °С.

Гидратная, или кристаллизационная, влага химически связана с *минеральными примесями* топлива и образует соединения минеральных веществ с водой, например, силикаты $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, $\text{Fe}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, сульфаты $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, $\text{MgSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ (так называемые *кристаллогидраты*), кальцид $\text{CaCO}_3 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$ и др. Содержание гидратной влаги в топливе обычно невелико (как правило, $W_{\text{гидр}} < 0,1$ %). Она становится заметной лишь в *многозольном топливе*. При сушке топлива гидратная влага, в отличие от коллоидной, *не испаряется*. Она выделяется только при *дегидратации* в процессе термического разложения топлива при температуре 600 °С и выше.

Технической характеристикой, отражающей содержание в топливе влаги, является *влажность* W_t^r . Она определяется по изменению массы топлива в результате его сушки при температуре 105...110 °С в стандартных условиях и выражается в процентах от начальной навески

топлива. Так как при сушке вода из гидратов топлива не выделяется, то влажность меньше действительного содержания влаги W на величину кристаллогидратной воды $W_{\text{гидр}}$, т. е. $W^r_t = W - W_{\text{гидр}}$. Однако это расхождение незначительно.

Содержание влаги в твёрдом топливе зависит от его химической природы и геологического возраста, условий залегания пластов и способа добычи, условий транспортировки и хранения. Примерный диапазон влажности рабочей массы топлива от $W^r = 5\%$ (антрацит) до $W^r = 70\%$ (древесина). С увеличением геологического возраста снижается пористость топлива и уменьшается его влажность (рис. 6.2).



Рис. 6.2. Изменение влажности топлива в зависимости от степени углефикации

В жидком топливе содержится только внешняя влага в капельно-жидком состоянии в виде эмульсии.

Сущность метода определения влажности твёрдого топлива заключается в высушивании до воздушно-сухого состояния навески аналитической пробы топлива в сушильном шкафу при температуре $105 \dots 110\text{ }^\circ\text{C}$ и вычислении массовой доли влаги по потере в массе (рис. 6.3).

30 мин – каменные угли, антрацит
 60 мин – бурые угли и древесные отходы

$$W = \frac{\Delta m}{m} \cdot 100 \%$$



m – масса навески топлива
 Δm – убыль влаги

Рис. 6.3. Определение влажности твёрдого топлива

Аналитическая влажность

$$W^a = \frac{\Delta m}{m} \cdot 100 \%,$$

где m – масса навески топлива; Δm – убыль влаги.

В случае необходимости определения рабочей влажности топлива, она рассчитывается по формуле:

$$W^r = W_{ex} + W^a \frac{100 - W_{ex}}{100},$$

где W_{ex} – внешняя влажность, определяемая в результате сушки на воздухе при комнатной температуре в течение не более 8 ч (исключение составляют высоковлажные топлива, когда время сушки может быть увеличено).

Внешняя влажность рассчитывается аналогично аналитической:

$$W_{ex} = \frac{\Delta m}{m} \cdot 100 \%.$$

Очевидно, что влага является балластной примесью, так как уменьшает тепловую ценность исходного топлива. Кроме того, часть теплоты, выделяемой топливом при его сгорании, расходуется на

испарение влаги. Для превращения 1 кг воды в пар при комнатной температуре нужно затратить около 2,5 МДж теплоты.

Влага снижает температуру в топке и увеличивает объём дымовых газов, что требует дополнительной энергии на их удаление и увеличивает требуемую мощность дымососа.

Увеличение влажности снижает содержание горючих компонентов и энергетической ценности (теплоты сгорания) топлива и, как следствие, приводит к увеличению расхода топлива.

Влажное топливо плохо воспламеняется и горит только при добавлении горючих веществ (бензин, керосин и т.п.).

Наличие влаги затрудняет транспортировку и обработку топлива.

Применительно к твердому топливу в топочной технике используют понятие приведенной влажности ($\% \cdot \text{кг/МДж}$), под которой понимают отношение влажности топлива к низшей теплоте сгорания топлива:

$$W^п = \frac{W^г}{Q_i^г}.$$

В зависимости от величины $W^п$ твёрдые топлива классифицируются как:

- маловлажные $W^п < 0,7 \frac{\% \cdot \text{кг}}{\text{МДжс}}$ (антрацит, каменные угли);
- средней влажности $W^п = 0,7 \div 1,9 \frac{\% \cdot \text{кг}}{\text{МДжс}}$ (некоторые бурые угли, горючие сланцы);
- высоковлажные $W^п = 1,9 \div 6 \frac{\% \cdot \text{кг}}{\text{МДжс}}$ (торф, некоторые бурые угли).

6.2. Состав и содержание минеральных примесей. Зольность топлива. Свойства золы топлива

Несгоревшая часть топлива образует очаговые остатки, которые, в зависимости от условий сжигания и от местонахождения в разных частях топки и газоходах, могут принимать форму *шлака* или *зола*.

Зола – это твердый негорючий порошкообразный остаток, получившийся после завершения преобразований в минеральной части топлива в процессе его горения. Различают *летучую золу* – пылевидные фракции, уносимые уходящими газами ($a_{ун}$), и *провал* – более крупные фракции золы и шлак, покидающие зону горения через холодную воронку ($a_{шл}$) (рис. 6.4).

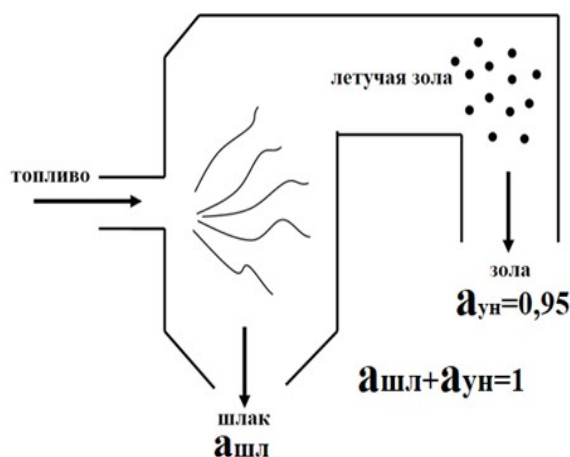


Рис. 6.4. Зола и шлак, уносимые из топки

Шлак – это минеральная масса, подвергшаяся высокотемпературному нагреву, в результате которого она приобрела значительную прочность за счет оплавления и спекания.

После горения образуются очаговые остатки ($a_{шл}$ – доля шлакоудаления) и зола ($a_{ун}$ – доля уноса золовых частиц) (см. рис. 6.5), при этом $a_{шл} + a_{ун} = 1$.

Зольность, как техническая характеристика, представляет собой массу золы, отнесенную, как правило, к сухой массе топлива и выраженную в процентах A^d .

Зольность определяется по результатам технического анализа топлива путём прокаливания навески топлива ($m_T \approx 1 \pm 0,1$ г) в муфельной печи при температуре $805 \dots 825$ °С в течение $20 \dots 35$ мин (рис. 6.5):

$$A^a = \frac{m_{\text{зол}}}{m_m} \cdot 100 \% .$$



Рис. 6.5. Определение зольности топлива

Минеральные примеси, в зависимости от их происхождения, подразделяются на *первичные, вторичные и третичные* (рис. 6.6).

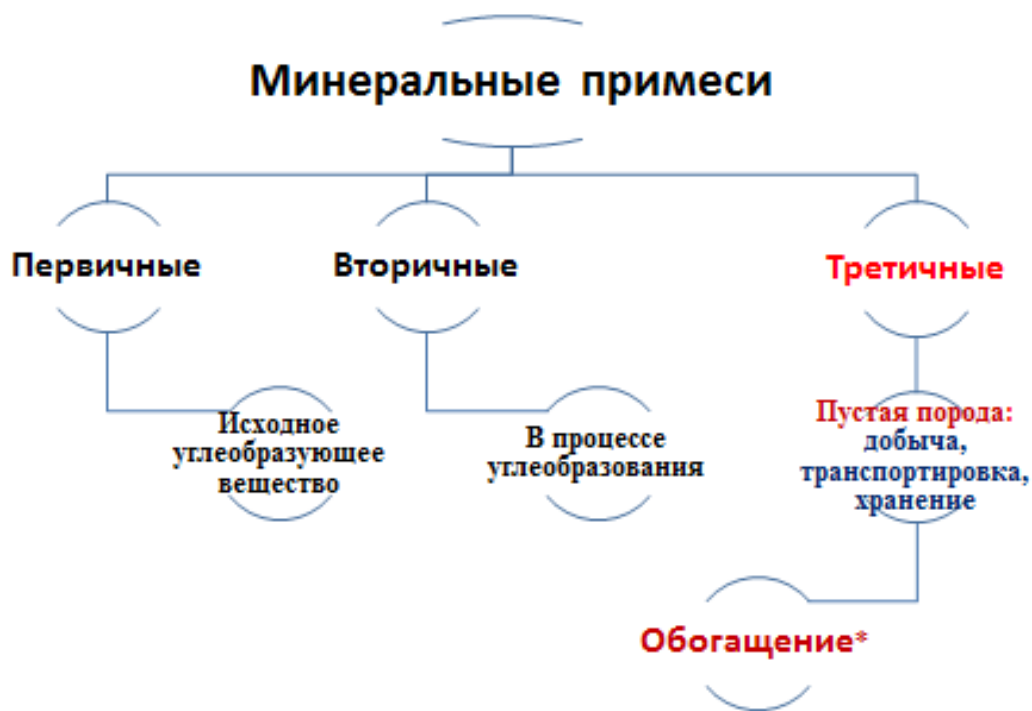


Рис. 6.6. Классификация минеральных примесей

Состав и содержание *первичных* примесей, внесенных в топливо с исходным органическим углеобразующим материалом, и *вторичных*, которые попадают в топливо в процессе углеобразования, для каждого конкретного месторождения довольно стабильны. Они равномерно распределены в топливе, и их механическое отделение практически неосуществимо.

Третичные (внешние) минеральные примеси попадают в топливо в процессе разработки месторождения, добычи топлива, его транспортировки и хранения (пустая порода, земля, песок). Третичные примеси обычно неравномерно распределены в топливе и могут сравнительно легко отделяться от топлива (например, в процессе его *обогащения*).

Минеральные примеси уменьшают содержание горючих веществ в единице массы топлива и снижают удельную теплоту его сгорания.

Основными минеральными примесями твердых топлив являются:

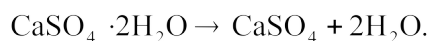
- кремнезем $\text{SiO}_2 \sim 50 \% (30 \div 60 \%)$;
 - глинозем $\text{Al}_2\text{O}_3 \sim 25 \% (10 \div 40 \%)$;
 - оксиды $\text{Na}_2\text{O}, \text{K}_2\text{O}, \text{CaO}, \text{MgO}, \text{FeO}, \text{Fe}_2\text{O}_3, \text{Fe}_3\text{O}_4, \text{TiO}_2$;
 - сульфиды (преимущественно FeS_2);
 - карбонаты $\text{CaCO}_3, \text{MgCO}_3, \text{FeCO}_3$;
 - сульфаты $\text{CaSO}_4, \text{MgSO}_4$;
 - фосфаты, хлориды, соли щелочных металлов.
- } ~ 25 %

Зола бурых углей Канско-Ачинского бассейна характеризуется высоким содержанием оксидов кальция CaO (25...42 %), железа Fe_2O_3 и магния MgO (~ 20 %).

Помимо перечисленных основных компонентов, в минеральных примесях твердого топлива могут присутствовать соединения многих редких элементов: германия, кобальта, никеля, палладия, платины, урана, вольфрама, ванадия и др.

При сжигании топлива многие компоненты его минеральных примесей подвергаются химическим преобразованиям, в результате которых масса и состав образующейся золы всегда *отличаются* от массы и состава исходных минеральных примесей топлива:

- При температуре выше $500 \dots 600 \text{ }^\circ\text{C}$ протекают реакции дегидратации, т. е. происходит выделение гидратной влаги из гипса, алюмосиликатов (глин), оксидов и гидроксидов железа с образованием $\text{Al}_2\text{O}_3, \text{SiO}_2, \text{Fe}_2\text{O}_3$ и H_2O , например:



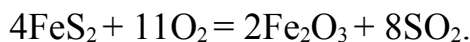
- В интервале температур $500 \div 900 \text{ }^\circ\text{C}$ происходит разложение карбонатов с выделением диоксида углерода:



а также сульфатов с выделением оксида серы:



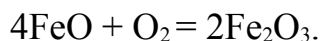
- При $400 \div 500$ °C начинается окисление дисульфида железа:



- Разложение сульфата железа протекает при $850 \div 950$ °C:

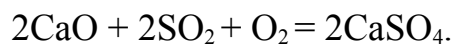


- При температуре выше 400 °C начинается окисление соединений Fe^{+2} до Fe^{+3} :



- Улетучивание хлоридов и соединений щелочных металлов происходит при температуре выше 500 °C.

- В интервале температур $700 \dots 1000$ °C происходит образование сульфата кальция:



Эта реакция протекает по мере выделения SO_2 при сгорании органической серы и окислении дисульфида железа (железного колчедана), а также разложения карбонатов, содержащихся в минеральной массе углей. Именно благодаря протеканию этой реакции возможно эффективное связывание оксидов серы в топках с *низкотемпературным кипящим слоем*. При температурах выше 1000 °C начинается диссоциация сульфатов.

При рассмотрении реакций, происходящих в процессе преобразования минеральных примесей топлива, можно сделать следующие общие *выводы*:

1. В процессе горения химический состав минеральной части топлива значительно изменяется, поэтому масса и состав золы никогда не равны массе и составу минеральных веществ.

2. Среди реакций, протекающих в минеральной массе при озолении углей, преобладают реакции разложения, поэтому *зольность* угля почти всегда получается несколько *меньше*, чем *содержание минеральной массы* ($A^d \approx 0,95M^d$).

3. Каждая из приведенных реакций протекает на определенных стадиях озоления угля и в определенном интервале температур. В соответствии с этим *масса и состав золы*, полученной при озолении одного и того же угля при разных температурах (например, 800 и 1500 °С), будут значительно *различаться*.

При сжигании твердого многозольного топлива возникают затруднения, обусловленные плавлением золы и образованием шлака, обладающего определенной плавкостью и вязкостью, в зависимости от состава золы и температурных условий. В состав минеральных примесей твердого топлива входят вещества, имеющие как сравнительно низкую температуру плавления 800...1000 °С (оксиды натрия и калия), так и очень высокую – 1600...2500 °С (оксиды кальция, магния и алюминия) (табл. 6.1).

Таблица 6.1

Температура плавления минеральных примесей

Компонент	Na ₂ O	Fe ₂ O ₃	SiO ₂	Al ₂ O ₃	CaO
t _{пл.} , °С	900	1000	1600	2100	2600

Однако плавкость золы зависит не только от температуры плавления отдельных компонентов, но и от среды, в которой она нагревается. В *полувосстановительной среде*, которая не содержит кислород, зато включает в себя восстановительные компоненты (CO, H₂, CH₄) и CO₂, температура плавления золы топлива на 100...300 °С ниже, чем в окислительной среде, содержащей свободный кислород.

Стандартный метод определения характеристик плавкости золы (рис. 6.7) заключается в постепенном нагревании в полувосстановительной среде специально спрессованной из золы трехгранной пирамидки высотой 13 мм, в основании которой лежит равносторонний треугольник со стороной, равной 6 мм, причем одна из граней пирамидки перпендикулярна к ее основанию.

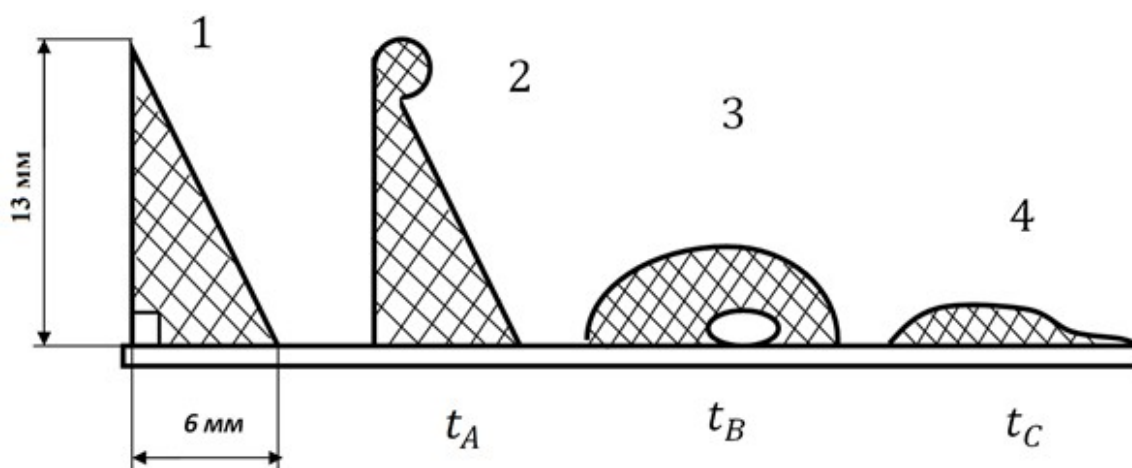


Рис. 6.7. Характерные конфигурации образца при определении плавкости золы:

- 1 – до нагрева; 2 – начало деформации; 3 – размягчение;
4 – жидкоплавкое состояние

В процессе нагревания фиксируют характерные значения температур в печи, при которых пирамидка изменяет геометрические формы:

t_A – температура, при которой вершина пирамидки начинает изгибаться или закругляться, – *температура начала деформации*;

t_B – вершина пирамидки наклоняется до основания, или пирамидка превращается в шар, – *температура начала размягчения*;

t_C – пирамидка растекается по подставке – *температура начала жидкоплавкого состояния*.

Температуры плавкости золы приводятся в таблицах технических характеристик топлив в справочной литературе.

В зависимости от температуры начала жидкоплавкого состояния t_C , все твердые топлива разделяются на три группы:

- с легкоплавкой золой ($t_C < 1350$ °С);
- с золой средней плавкости ($t_C = 1350 \dots 1450$ °С);
- с тугоплавкой золой ($t_C > 1450$ °С).

Большинство энергетических топлив имеют легкоплавкую золу.

Характерной является также температура, при которой все компоненты шлака полностью расплавляются, и в нем отсутствует твердая фаза (*температура истинно жидкого состояния*, или *критическая*). При такой температуре шлак подчиняется законам течения жидкости.

Температурные характеристики необходимо знать для правильного выбора топочного режима и системы шлакоудаления (в твёрдом или жидком виде). При сжигании бурых и каменных углей температура на выходе из топки, как правило, не должна превышать, соответственно, 1000 °С и 1100 °С. В противном случае ($v_{т"} > t_A$) расплавленные частицы попадут на фестон. Следует, однако, отметить, что, согласно экспериментальным данным, температура начала шлакования для большинства каменных углей Кузнецкого бассейна лежит в пределах 960...1020 °С.

На работу топки (в первую очередь, на стойкость огнеупорных материалов) существенное влияние оказывают *химические свойства* золы и шлака топлива.

Оксиды, входящие в состав золы, можно разделить на три группы:

- кислые — SiO_2 , TiO_2 , P_2O_5 ;
- основные — CaO , MgO , FeO , K_2O , Na_2O ;
- амфотерные — Al_2O_3 , Fe_2O_3 .

Для амфотерных оксидов характерно то, что в сплавах, содержащих преобладающее количество основных оксидов, они ведут себя как кислые, и наоборот.

Зола и шлак по химическим свойствам разделяются на *кислые*, *основные* и *нейтральные*.

К *кислым* относятся зола и шлак, у которых отношение содержания кислых оксидов к суммарному содержанию основных и амфотерных оксидов, называемое *кислотностью*, $K > 1$.

К *основным* – если отношение содержания основных оксидов к суммарному содержанию кислых и амфотерных, называемое *основностью*, $O > 1$.

Зола и шлак, не удовлетворяющие этим условиям, являются *нейтральными*.

Расплавленный шлак не только осложняет эксплуатацию слоевых и факельных топок, загрязняет конвективные поверхности нагрева котла, снижает интенсивность теплообмена, но может и разрушать огнеупорную обмуровку.

Огнеупорные материалы по своим химическим свойствам так же, как и зола и шлак, делятся на *кислые, основные и нейтральные*. Если футеровка топки выполнена из огнеупорного материала, химическая среда которого не соответствует химическим свойствам золы и шлака сжигаемого топлива (например, огнеупорный материал кислый, а зола и шлак — основные, или наоборот), то между футеровкой и золой (шлаком) может произойти химическое взаимодействие, вызывающее интенсивное разрушение футеровки. Поэтому при выборе материала для футеровки стен топки необходимо учитывать химические свойства золы топлива, которое предполагается сжигать.

6.3. Теплота сгорания топлива

Наиболее важной теплотехнической характеристикой топлива является *теплота сгорания* (теплотворная способность), т. е. количество теплоты, выделяющейся при *полном сгорании* единицы массы твердого или жидкого (кДж/кг) или единицы объема газообразного (кДж/м³) топлива.

Теплоту сгорания, так же как и элементный состав, относят к рабочей, сухой или горючей массе топлива: Q^f , Q^d , Q^{daf} .

В зависимости от того, в каком состоянии (жидком или газообразном) находятся в продуктах сгорания водяные пары, различают *высшую* (Q_s) и *низшую* (Q_i) теплоту сгорания (индексы s – от *англ.* «*superior*» – *высший*, i – «*inferior*» – *низший*).

Высшей теплотой сгорания Q_s называют максимальное количество теплоты, которое выделяется при полном сгорании единицы количества топлива (1 кг – твердое или жидкое, 1 м³ – газообразное) *с учетом теплоты конденсации водяных паров*, содержащихся в продуктах сгорания.

В *реальных* промышленных установках *температура уходящих газов* во избежание низкотемпературной коррозии должна *превышать температуру конденсации водяного пара*, а, следовательно, теплота его конденсации *не используется*. Поэтому во всех практических расчетах в качестве показателя теплотворной способности топлива применяют так называемую *низшую теплоту сгорания* Q_i . Таким образом, низшая теплота сгорания Q_i получается вычитанием из высшей теплоты сгорания Q_s теплоты конденсации водяных паров, которые образуются при испарении влаги, содержащейся в топливе, а также при сгорании водорода топлива:

$$Q_i^r = Q_s^r - Q_{\text{квп}} .$$

Возникает вопрос, как определить численное значение теплоты конденсации водяных паров $Q_{\text{квп}}$.

Теплота конденсации водяных паров зависит от количества водяных паров, образующихся при сжигании 1 кг топлива $G_{\text{вп}}$ (кг Н₂О / кг топлива), а также от удельной (так называемой «скрытой») теплоты парообразования (или конденсации) r (кДж/кг):

$$Q_{\text{квп}} = r \cdot G_{\text{вп}}, \text{ кДж/кг.}$$

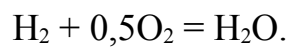
Скрытая теплота конденсации (парообразования) при атмосферном давлении $r = 539 \text{ ккал/кг} = 2260 \text{ кДж/кг}$. С учетом некоторого охлаждения дымовых газов можно принять:

$$r = 600 \text{ ккал/кг} = 2500 \text{ кДж/кг}.$$

Для определения расхода (количества) водяных паров необходимо понять источник (или источники) их возникновения. Во-первых, водяные пары образуются при испарении влаги, входящей в состав топлива, при этом их масса равна массе влаги в топливе:

$$G_1 = \frac{W^r}{100}, \frac{\text{кг H}_2\text{O}}{\text{кг топлива}}.$$

Во-вторых, водяные пары образуются при сжигании водорода, входящего в состав топлива, в соответствии с реакцией



Из реакции следует, что при полном сгорании 1 моля водорода (молекулярная масса водорода равна 2 кг) образуется 1 моль водяного пара (молекулярная масса 18 кг), т. е. при сжигании 2 кг водорода образуется 18 кг H₂O, а при сжигании 1 кг водорода – 9 кг H₂O. Тогда количество (масса) водяного пара, образовавшегося при сжигании 1 кг топлива, содержащего водород в количестве H^r, %, получится:

$$G_2 = 9 \cdot \frac{H^r}{100}, \frac{\text{кг H}_2\text{O}}{\text{кг топлива}}.$$

В итоге теплота конденсации водяных паров:

$$Q_{\text{кон}} = r \cdot (G_1 + G_2) = 2500 \cdot \left(\frac{W^r}{100} + 9 \frac{H^r}{100} \right) = 25 \cdot (W^r + 9H^r), \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Тогда соотношение (математическая связь) между низшей и высшей теплотой сгорания представляется следующим образом:

$$Q_i^r = Q_s^r - 25(W^r + 9H^r), \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

$$Q_i^d = Q_s^d - 225H^d, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

$$Q_i^{\text{daf}} = Q_s^{\text{daf}} - 225H^{\text{daf}}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

В отличие от теплоты сгорания рабочей массы топлива Q^r , которая зависит от содержания внешнего балласта (золы и влаги), теплота сгорания

горючей массы топлива Q^{daf} – величина, достаточно постоянная для конкретного месторождения. Поэтому, зная Q^{daf} и (по данным технического анализа топлива) влажность W^r и зольность A^r , можно рассчитать Q^r :

$$Q_i^r = Q_i^{\text{daf}} \frac{100 - (W^r + A^r)}{100} - 25W^r, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Соответственно, связь между теплотой сгорания рабочей и сухой массы:

$$Q_i^r = Q_i^{\text{d}} \frac{100 - W^r}{100} - 25W^r, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

При классификации твёрдого топлива используется величина высшей теплоты сгорания беззольной массы топлива:

$$Q_s^{\text{af}} = Q_s^r \frac{100}{100 - A^r}.$$

Пересчет теплоты сгорания рабочей массы топлива при изменении влажности с W_1^r на W_2^r (при постоянной зольности) производится по формуле:

$$Q_{i2}^r = (Q_{i1}^r + 25W_1^r) \cdot \frac{100 - W_2^r}{100 - W_1^r} - 25W_2^r, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

При одновременном изменении влажности и зольности топлива теплота сгорания пересчитывается так:

$$Q_{i2}^r = (Q_{i1}^r + 25W_1^r) \cdot \frac{100 - W_2^r - A_2^p}{100 - W_1^r - A_1^p} - 25W_2^r, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}.$$

Экспериментальное определение теплоты сгорания топлива

Наиболее точно теплота сгорания твердого и жидкого топлива определяется экспериментально в специальном приборе (рис. 6.8, 6.9) – *калориметрической бомбе*.



Рис. 6.8. Калориметрическая установка и бомба Крекера

В герметически закрываемом стальном цилиндрическом сосуде (калориметрической бомбе) сжигают навеску топлива в среде кислорода, подаваемого под давлением 2,5...3 МПа. Количество теплоты, выделяемой при сжигании топлива, определяется по повышению температуры воды в калориметре, в который помещена калориметрическая бомба, и частей самого калориметра с учетом их водяного эквивалента. Температура воды в калориметре близка к температуре окружающего воздуха (20 °С), поэтому водяной пар, образующийся в бомбе при сжигании топлива, практически полностью конденсируется. Следовательно, тепловой эффект, измеряемый с помощью калориметра, должен соответствовать высшей теплоте сгорания. Однако, определенная таким образом теплота сгорания в бомбе Q_b превышает высшую теплоту сгорания Q_s , так как при сгорании топлива в бомбе в среде кислорода протекают экзотермические реакции образования серной и азотной кислоты, которые в топочных условиях не имеют места. Поэтому при расчете теплоты сгорания следует ввести соответствующие поправки.

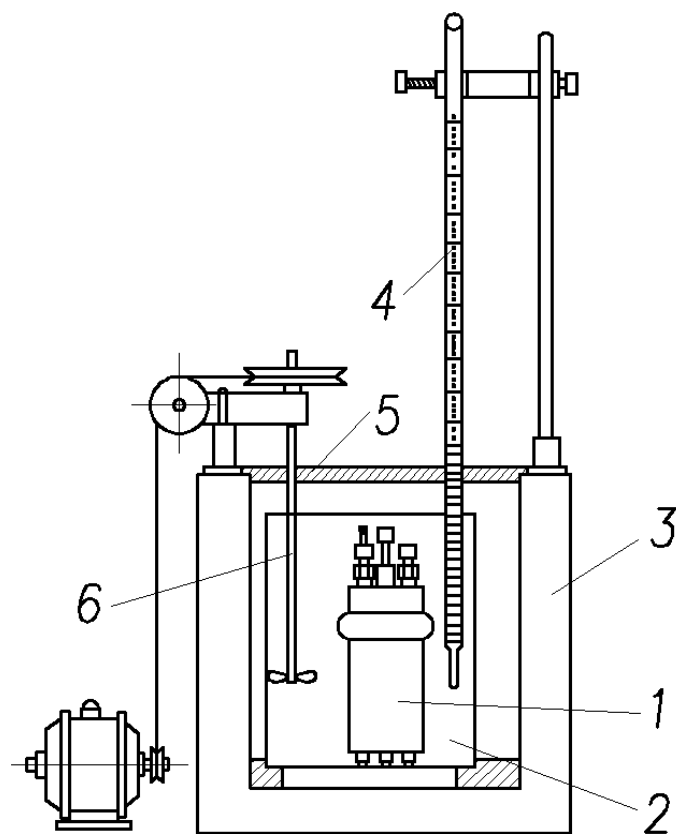


Рис. 6.9. Калориметрическая установка:

- 1 – калориметрическая бомба; 2 – калориметр; 3 – наружная оболочка;
 4 – термометр; 5 – крышка; 6 – мешалка с приводом

Расчёт теплоты сгорания основан на составлении уравнения теплового баланса, которое в упрощённом виде выглядит следующим образом:

$$Q_0^a \cdot m_m = m_w \cdot C_p \cdot (t_{\text{кон}} - t_{\text{нач}}),$$

где m_m и m_w – масса навески топлива и воды в калориметре, $t_{\text{нач}}$ и $t_{\text{кон}}$ – температура воды в начале и в конце опыта, C_p – теплоёмкость воды.

С учетом кислотообразования при сжигании навески аналитической массы топлива:

$$Q_s^a = Q_0^a - (\beta \cdot S_t^a + \alpha \cdot Q_0^a) = (1 - \alpha) \cdot Q_0^a - \beta \cdot S_t^a, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

где β – коэффициент, учитывающий теплоту образования серной кислоты при окислении продуктов сгоревшей в бомбе серы S_t^a , %, от SO_2 до SO_3 и растворении серного ангидрида в воде. Численно этот коэффициент равен 94 кДж на 1 % серы; α – коэффициент, учитывающий теплоту образования азотной кислоты, и равный: 0,001 для тощих углей, антрацита и жидкого топлива и 0,0015 – для других углей, сланцев и торфа.

При отсутствии опытных данных теплота сгорания твердого и жидкого топлива при заданном элементном составе топлива может быть приближенно рассчитана по формуле Д. И. Менделеева:

$$Q_i^r = 339C^r + 1030H^r + 109S_{o+p}^r - 109O^r - 25W^r, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

где C^r , H^r , S_{o+p}^r , O^r , W^r – соответственно, содержание углерода, водорода, летучей серы, кислорода и влаги в рабочей массе топлива, %.

Теплоту сгорания газообразного топлива определяют экспериментально в газовом калориметре и относят к 1 м^3 сухого газа при нормальных физических условиях.

При отсутствии опытных данных она определяется как сумма произведений объемных долей отдельных горючих газов на теплоту их сгорания (МДж/м³):

$$Q_i^d = 0,01 \cdot \left[\sum (Q_{C_m H_n} C_m H_n) + Q_{CO} CO + Q_{H_2} H_2 + Q_{H_2S} H_2S \right], \quad (6.1)$$

где $Q_{C_m H_n}$, Q_{CO} , Q_{H_2} , Q_{H_2S} – теплота сгорания отдельных газов (табл. 6.2), МДж/м³, $C_m H_n$, CO , H_2 , H_2S – объемные доли соответствующих компонентов, %.

Таблица 6.2

Теплота сгорания горючих газов

Газ	Химическая формула	Теплота сгорания Q_i^d , МДж/м ³
Водород	H ₂	10,8
Оксид углерода	CO	12,65

Метан	CH ₄	35,85
Этан	C ₂ H ₆	63,8
Пропан	C ₃ H ₈	91,3
Бутан	C ₄ H ₁₀	123,8
Пентан	C ₅ H ₁₂	146,3
Этилен	C ₂ H ₄	60,10
Пропилен	C ₃ H ₆	87,50
Бутилен	C ₄ H ₈	115,20
Ацетилен	C ₂ H ₂	56,90
Сероводород	H ₂ S	23,4

Подставив значения теплоты сгорания отдельных компонентов в формулу (6.1), можно получить универсальную формулу для расчета теплоты сгорания газообразного топлива (МДж/м³):

$$Q_i^d = 0,01 \cdot [10,8 \cdot H_2 + 12,65 \cdot CO + 35,85 \cdot CH_4 + 63,8 \cdot C_2H_6 + 91,3 \cdot C_3H_8 + \dots + 23,4 \cdot H_2S].$$

При сжигании смеси двух видов топлива теплота сгорания смеси определяется по формуле:

$$Q_{см}^r = Q_{i1}^r m_1 + Q_{i2}^r (1 - m_1), \frac{\text{кДж}}{\text{кг}},$$

где m_1 – массовая доля топлива с теплотворной способностью Q_{i1}^r .

Примечание. В иностранной литературе часто встречаются аббревиатуры, обозначающие высшую и низшую теплоту сгорания, приведённые ниже:

➤ *Высшая теплота сгорания*
Higher Heating Value **HHV**
Higher Calorific Value **HCV**
Gross Calorific Value **GCV**

➤ *Низшая теплота сгорания*
Lower Heating Value **LHV**
Lower Calorific Value **LCV**
Net Calorific Value **NCV**

6.4. Выход летучих веществ и свойства коксового остатка

При нагревании твердого топлива происходит разложение термически нестойких молекул органических веществ горючей массы и углеводородистых соединений. Выделяющиеся при этом *горючие* (CH_4 , CO , H_2) и *негорючие* (CO_2 , O_2 , N_2 , SO_2 и др.) газы называются *летучими веществами* (рис. 6.10).

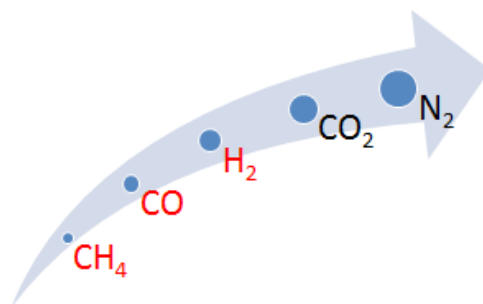
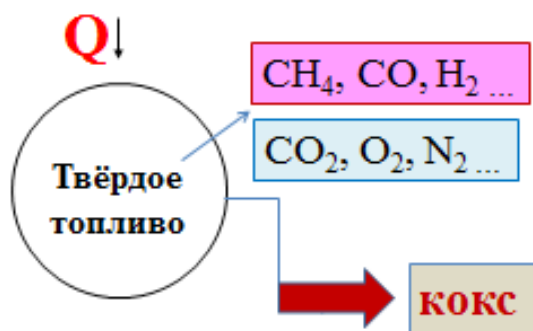


Рис. 6.10. Летучие вещества

Летучие вещества в топливе *не содержатся*, а образуются в результате его термического разложения. Поэтому говорят о *выходе летучих веществ*, а не об их содержании в топливе.

В процессе термического разложения в летучие вещества переходит не весь углерод топлива. Оставшийся после термического разложения углерод вместе с минеральными примесями топлива образует твердый нелетучий остаток, называемый *коксом* (рис. 6.11).



Пары H ₂ O	Летучие вещества			Кокс		
W	O	N	H	C	S	A
Горючая часть						
Рабочая масса топлива						

Рис. 6.11. Термическое разложение твёрдого топлива

Так как количество выделяющихся летучих веществ зависит от температуры и продолжительности нагрева, то при определении выхода летучих веществ температурный режим, условия и продолжительность нагрева топлива строго регламентированы.

При экспериментальном определении выхода летучих веществ навеску аналитической (воздушно-сухой) пробы топлива массой около 1 г выдерживают в муфельной печи *без доступа воздуха* при температуре 895...905 °С в течение 7 мин. Выход летучих – уменьшение массы пробы топлива (за вычетом содержащейся в ней влаги) – принято относить к горючей массе топлива и обозначать V^{daf} , % (от англ. «volatile» – летучий) (рис. 6.12).

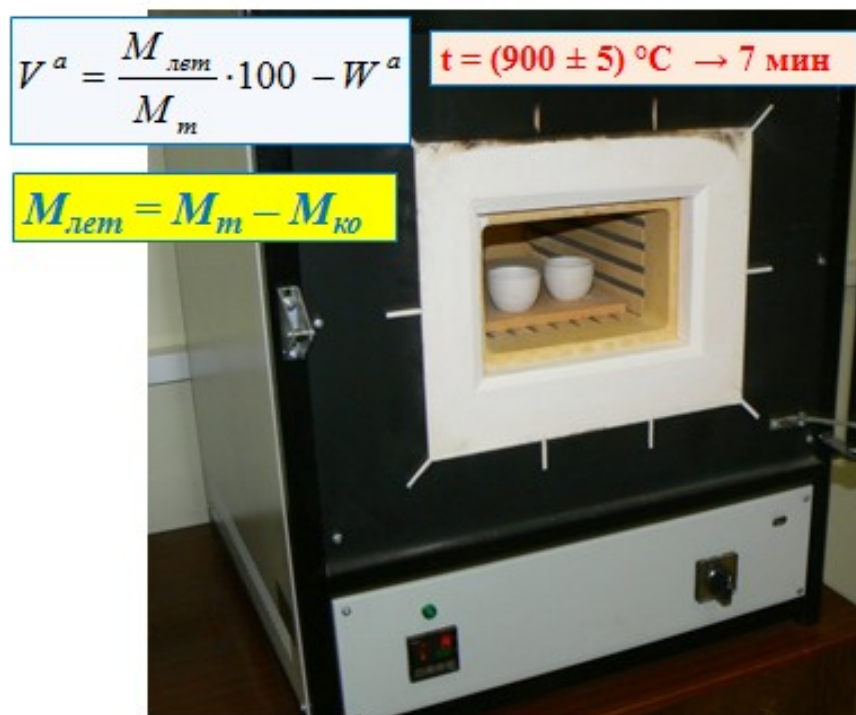


Рис. 6.12. Экспериментальное определение выхода летучих веществ:

$M_{лет}$, M_t , $M_{ко}$ – масса летучих, навески топлива и коксового остатка

Выход летучих на горючую (сухую беззольную массу):

$$V^{daf} = V^a \frac{100}{100 - W^a - A^a}.$$

По величине выхода летучих все топлива делятся на две группы: *пламенные и тощие*.

Температура, при которой начинается выход летучих веществ, а также их количество зависят от химического возраста топлива. По мере увеличения степени углефикации топлива выход летучих веществ уменьшается, а температура начала их выхода увеличивается (табл. 6.3, рис. 6.13).

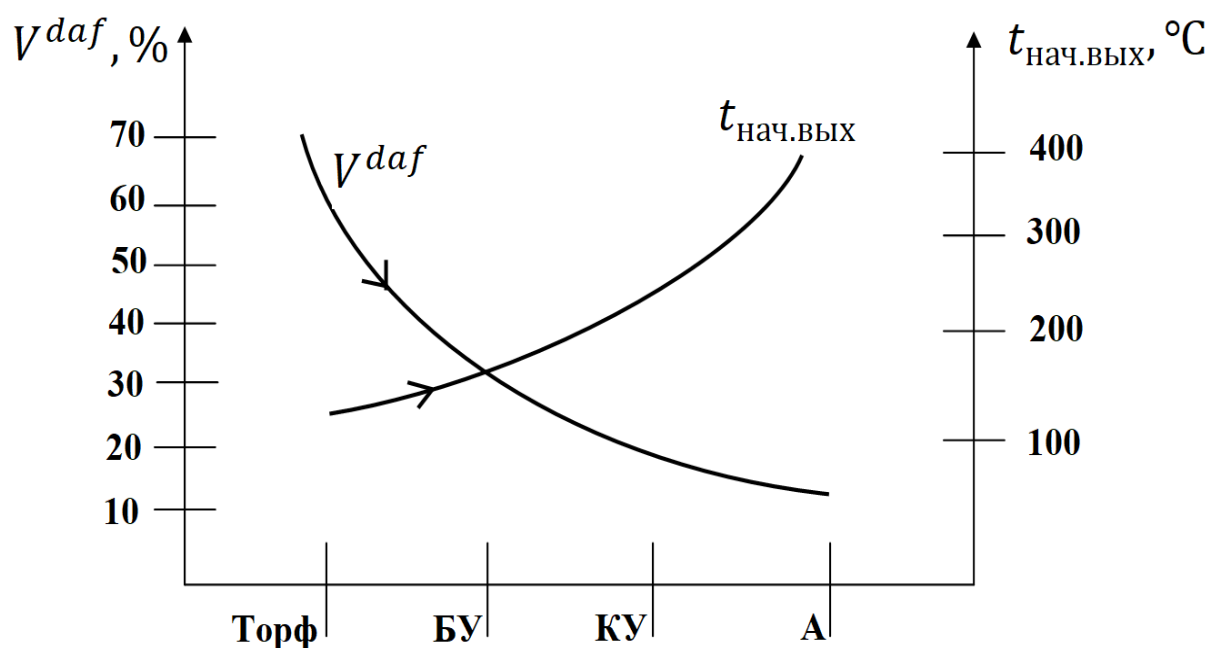


Рис. 6.13. Выход летучих веществ и температура начала выхода

При этом вследствие уменьшения количества инертных газов теплота сгорания летучих веществ увеличивается.

Таблица 6.3

Выход и температура начала выхода летучих веществ

Вид топлива	Выход летучих, V^{daf} , %	Температура начала выхода летучих, °C
Торф / Горючие сланцы	70–75 / 90	100–120
Бурые и молодые каменные угли	30–60	150–170
Старые каменные угли	10–15	380–400
Антрациты	2–9	400

Выход летучих веществ является важнейшей характеристикой горючей массы топлива и уменьшается по мере увеличения его возраста. Чем больше выход летучих веществ, т.е. чем больше топлива превращается при нагревании в горючий газ, тем проще зажечь это топливо и легче поддерживать устойчивое горение.

Топливо с высоким выходом летучих (торф, бурые угли, молодые каменные угли) при нагревании быстро выделяет значительное количество горючих газообразных веществ, которые легко воспламеняются и быстро сгорают. Оставшийся после выделения летучих кокс такого топлива содержит относительно малое количество углерода, поэтому горение его протекает также сравнительно быстро и с малыми потерями теплоты от недожога. Наоборот, топливо с малым выходом летучих (антрацит, тощие угли) воспламеняется значительно труднее, а горение его коксового остатка протекает более продолжительное время.

Органическая часть древесных отходов и горючих сланцев при нагревании без доступа воздуха почти целиком переходит в летучие вещества ($V_{\text{лет}} = 85 \div 90 \%$), в то время как у антрацитов $V_{\text{лет}} = 3 \div 4 \%$. Именно высокий выход летучих веществ определяет способность древесины к воспламенению.

Содержание углерода в коксе:

$$C_K = 1 - \frac{V^r + W^r + A^r}{100}, \frac{\text{кг С}}{\text{кг топлива}}$$

Выход летучих веществ оказывает определенное влияние и на механические свойства коксового остатка. Топливо с очень высоким или малым выходом летучих веществ образует механически непрочный, легко рассыпающийся кокс. Это затрудняет слоевое сжигание такого топлива вследствие образования *порошкообразного* слоя кокса, плохо продуваемого воздухом.

При содержании в угле битуминозных веществ, которые при нагревании переходят в пластическое состояние или расплавляются, коксовый остаток может спекаться и вспучиваться.

Способность топлива при термическом разложении без доступа воздуха переходить в пластическое состояние и образовывать относительно прочный кокс называется *спекаемостью*.

Спекаемость оценивают по толщине пластичного слоя с помощью *пластометра*. В пластометр засыпают 100 г угля, нагревают до

350÷400 °С, топливо размягчается и затвердевает, при этом производят замеры (рис. 6.14).

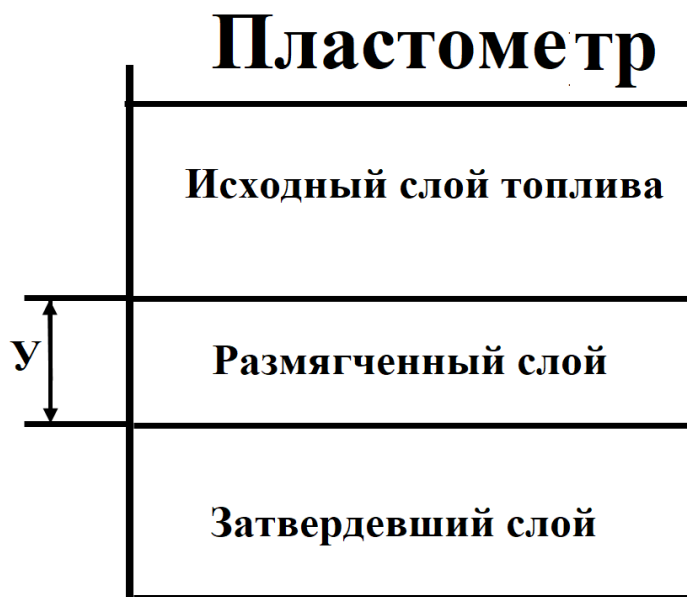


Рис. 6.14. Определение спекаемости кокса в пластометре

В зависимости от внешнего вида и прочности, различают следующие разновидности коксового остатка (по шкале ВТИ):

- порошкообразный ($У = 0$);
- слипшийся ($У \approx 0$);
- слабоспекшийся;
- спекшийся, не сплавленный;
- сплавленный, не вспученный;
- сплавленный, вспученный;
- сплавленный, сильно вспученный. ($У = 5 \div 25$ мм)

В промышленной теплоэнергетике *целесообразно* сжигать топливо с характеристикой кокса «порошкообразный» и «слипшийся».

Процесс термического разложения топлива протекает в несколько стадий. При нагревании некоторых углей выше 300 °С без доступа воздуха из них выделяются парогазовые и жидкие продукты, происходит размягчение частиц угля, благодаря чему они становятся пластичными

(переход в пластическое состояние). При температуре $500 \div 550$ °С пластическая масса затвердевает, и образуется спекшийся твердый остаток – *полукокс*. При дальнейшем увеличении температуры (до 1000 °С и более) в полукоксе снижается содержание кислорода, водорода, серы, а содержание углерода возрастает. Полукокс переходит в *кокс* с повышенной твердостью и прочностью.

Коксуемость – свойство измельченного угля спекаться с последующим образованием кокса с установленными крупностью и прочностью кусков.

Угли, образующие спекшийся и сплавленный коксовый остаток, являются ценным технологическим топливом и используются, в первую очередь, для производства металлургического кокса (*коксующиеся угли*).

7. Условное топливо

Для сравнения энергетической ценности и эффективности использования различных видов топлива вводится понятие *условного топлива*, т. е. некоего «фиктивного», или «эквивалентного», топлива, теплота сгорания которого условно принимается равной теплоте сгорания среднестатистического каменного угля $Q_{\text{усл}} = 29,3$ МДж/кг (7000 ккал/кг).

Перерасчет расхода конкретного топлива B (кг/с) с теплотой сгорания Q_i^r в условное производится из соотношения:

$$N = B_{\text{усл}} \cdot Q_{\text{усл}} = B \cdot Q_i^r \quad \rightarrow \quad B_{\text{усл}} = B \frac{Q_i^r}{Q_{\text{усл}}},$$

где N – мощность котла или любой другой теплоэнергетической установки, МВт.

Понятием условного топлива, как универсальным эквивалентом, пользуются также при планировании добычи и потребления топлива.

8. Промышленная классификация твёрдого топлива

Ископаемые угли по установленным в России стандартам условно делятся на три основных типа: *бурые, каменные и антрациты* (рис. 8.1). Добываются они либо подземным способом (при глубоком залегании), либо открытым (при помощи экскаваторов), когда залежи их выходят на поверхность.



Рис. 8.1. Классификация углей в РФ

Угли могут подвергаться сортировке и обогащению (отделению от угля пустой породы).

К *бурым* (марка **Б**) относятся угли с

- неспекшимся коксовым остатком;
- высоким выходом летучих веществ ($V^{\text{daf}} > 40\%$);
- высшей теплотой сгорания беззольной массы $Q_s^{\text{af}} < 24$ МДж/кг.

Бурые угли характеризуются пониженным содержанием углерода и повышенным содержанием кислорода, серы и влаги, имеют окраску от бурого до черного цвета. Содержание золы в сухой массе A^{d} колеблется, как правило, от 20 до 30 %. При сушке на воздухе они теряют

механическую прочность, растрескиваются и обладают повышенной склонностью к самовозгоранию.

В зависимости от содержания влаги в беззольном топливе W^{af} , бурые угли делятся на три группы:

$$1Б - W^{af} \geq 50 \%;$$

$$2Б - 30 \% \leq W^{af} < 50 \%;$$

$$3Б - W^{af} < 30 \%.$$

Бурые угли относятся к низкосортному топливу. Вследствие высокого содержания внешнего балласта бурые угли имеют невысокую низшую теплоту сгорания рабочей массы топлива: $Q_i^r = 10,5 \div 16$ МДж/кг.

К *каменным* относятся угли с

- высшей теплотой сгорания беззольной массы $Q_s^{af} > 24$ МДж/кг;

- выходом летучих веществ $V^{daf} > 9 \%$.

Вследствие меньшего содержания внешнего балласта ($A^d = 15 \div 20 \%$, $W^r = 4 \div 12 \%$) каменные угли обладают более высокой теплотой сгорания, чем бурые угли: $Q_i^r = 23 \div 27,5$ МДж/кг.

В зависимости от выхода летучих веществ и толщины пластического слоя, каменные угли подразделяются на следующие технологические марки:

- длиннопламенный – Д;

- газовый – Г;

- газовый жирный отощенный – ГЖО;

- газовый жирный – ГЖ;

- жирный – Ж;

- коксовый жирный – КЖ;

- коксовый – К;

- коксовый отощенный – КО;

- коксовый слабоспекающийся низкометаморфизованный – КСН;

- коксовый слабоспекающийся – КС;

- отощенный спекающийся – **ОС**;
- тощий спекающийся – **ТС**;
- слабоспекающийся – **СС**;
- тощий – **Т**.

Каменные угли обладают высокой механической прочностью, плотностью, способностью к коксованию, мало подвержены выветриванию и самовозгоранию.

По цвету и характеру излома кусков каменные угли можно разделить на следующие группы:

- *блестящие*, имеющие черный цвет и яркий блеск;
- *матовые*, с темно-черным цветом без блеска;
- *волокнистые*, густого черного цвета, сохраняющие структуру древесины;
- *слоистые*, образованные рядом чередующихся слоев и дающие в изломе блестящие и матовые полосы.

Угли с выходом летучих веществ $V^{daf} = 2 \div 9 \%$ относятся к *антрацитам*. Антрациты (марка **А**) характеризуются очень высоким содержанием углерода, достигающим в горючей массе $C^{daf} = 95 \div 96 \%$. Они обладают высокой механической прочностью, имеют черный с металлическим блеском цвет, не самовозгораются.

Угли, промежуточные между каменными и антрацитами, относят к *полуантрацитам*. Они отличаются выходом летучих веществ V^{daf} от 5 до 10 % и теплотой сгорания несколько большей, чем у антрацитов (за счет повышенного содержания водорода).

Классификация углей по размеру кусков приведена в табл. 8.1.

Таблица 8.1

Классификация углей по размеру кусков

Наименование	Обозначение	Размер кусков, мм
Плита	П	> 100

Крупный	К	50 - 100
Орех	О	25 - 50
Мелкий	М	13 - 25
Семечко	С	6 - 13
Штыб	Ш	< 6
Рядовой	Р	не ограничен

Наряду с вышеприведённой классификацией твёрдого топлива в РФ принята современная классификация по генетическим и технологическим параметрам, в которой главным критерием является показатель отражения витринита R_o (табл. 8.2).

В основе этой классификации лежит *петрографический анализ* топлива – исследование состава (микрокомпонентов) углей (руды, минералов и пр.) с помощью *микроскопа* при рассмотрении *полированных и протравленных срезов угля*.

К петрографическим характеристикам относятся: показатель отражения света, цвет, структура, рельеф.

Состав бурых углей (ГОСТ 12112):

- *гуминит* (обозначение – *H*) – однородный бесструктурный материал с наибольшим показателем отражения;
- *инертинит* (*I*) – матовый пористый непрочный материал, в котором сохранилась клеточная структура древесины (стенки клеток обуглены);
- прочие.

Состав каменных углей (ГОСТ 9414):

- *витринит* (*Vt*) – стеклообразное вещество, продукт углефикации гуминита;
- *фюзинит* (*F*) – продукт углефикации инертинита, сходный с ним по внешним признакам;
- прочие.

Петрографический анализ углей позволяет выделить критерий, чётко связанный со степенью их углефикации – *средний показатель отражения света витринитом R_o* , который возрастает с увеличением степени углефикации.

Таблица 8.2

Классификация углей (ГОСТ 25543)

Вид угля	Средний показатель отражения витринита R_o , %	Высшая теплота сгорания на влажное беззольное состояние Q_s^{af} , МДж/кг	Выход летучих веществ на сухое беззольное состояние V^{daf} , %
Бурый	менее 0,6	менее 24	-
Каменный	0,4 ... 2,59	24 и более	8 и более
Антрацит	2,2 и более	-	менее 8

Торф по способу добычи подразделяется на *кусковой* (в виде кирпичей или брикетов) и *фрезерный* (в виде мелкой крошки), а по глубине залегания – на *верховой*, *переходный* и *низинный* (рис. 8.2).

Воздушно-сухой торф содержит до 40÷50 % влаги. Зольность сухой массы колеблется от 3 до 10 %. Вследствие высокой влажности торф имеет низкую рабочую теплоту сгорания. Торф характеризуется плохой сыпучестью, склонностью к слеживанию, повышенной взрывоопасностью, высокой гигроскопичностью и легкостью смерзания (рис. 8.3).

Горючие сланцы характеризуются высоким выходом летучих веществ, достигающим 70÷80 % в горючей массе, высокой зольностью (до 40÷60 %), наличием серы (до 4 %) и карбонатов кальция, магния и железа, которые при сгорании сланца разлагаются, выделяя диоксид углерода. Влажность сланцев достигает 15÷20 % (рис. 8.4).

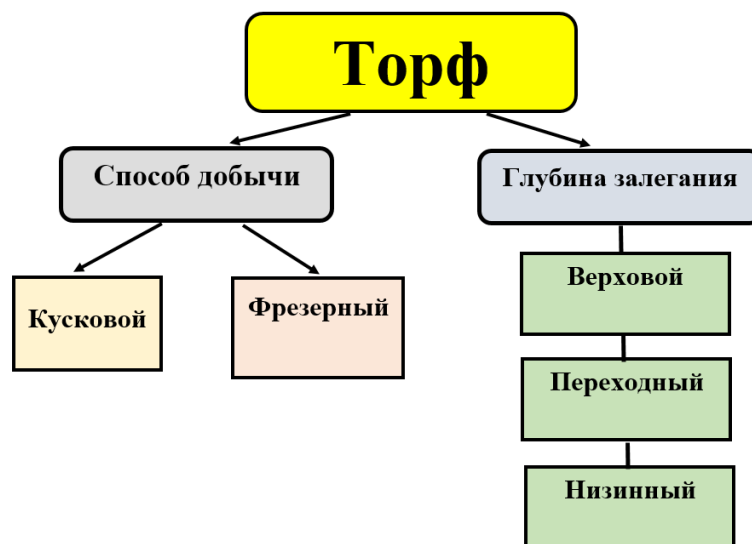


Рис. 8.2. Классификация торфа

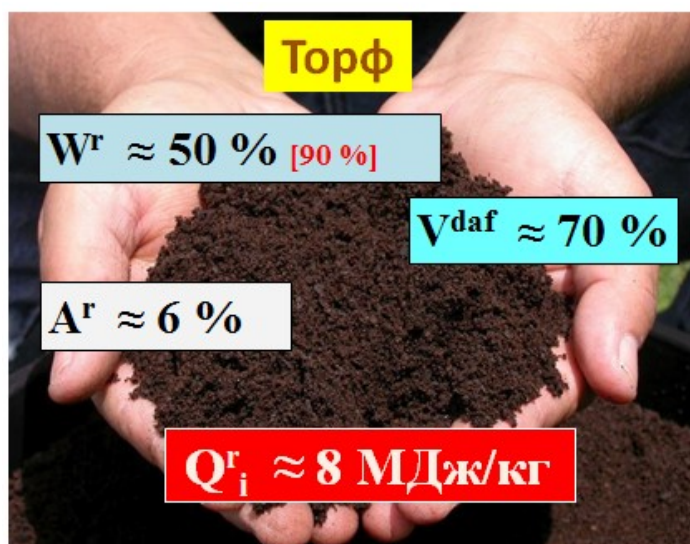


Рис. 8.3. Теплотехнические характеристики торфа

Наиболее целесообразно использовать сланцы в качестве сырья для газификации и получения горючих газов. При сухой перегонке сланцев выделяется значительное количество смол, близких по составу к нефти. Сланцы в основном образовались 450 млн лет тому назад на дне моря из растительных и животных остатков.



Рис. 8.4. Теплотехнические характеристики торфа

9. Переработка твёрдого топлива

Для повышения качества природного топлива и получения искусственного топлива применяют *физико-механические* и *термические* способы переработки.

К первым способам относятся *обогащение* и *брикетирование*, ко вторым – *полукоксование* и *коксование* (рис. 9.1).

Технологическая схема обогащения угля представлена на рис. 9.2.

Обогащение угля достигается путем удаления пустой породы и уменьшения содержания влаги. В настоящее время применяют два способа обогащения: *гравитационный* и *флотационный*.

Гравитационный способ обогащения основан на отделении пустой породы и других негорючих примесей, плотность которых отличается от плотности угля, под действием силы тяжести (гравитации). В зависимости от среды, в которой производят разделение исходного материала, различают *сухое* и *мокрое обогащение*.



Рис. 9.1. Способы переработки твёрдого топлива

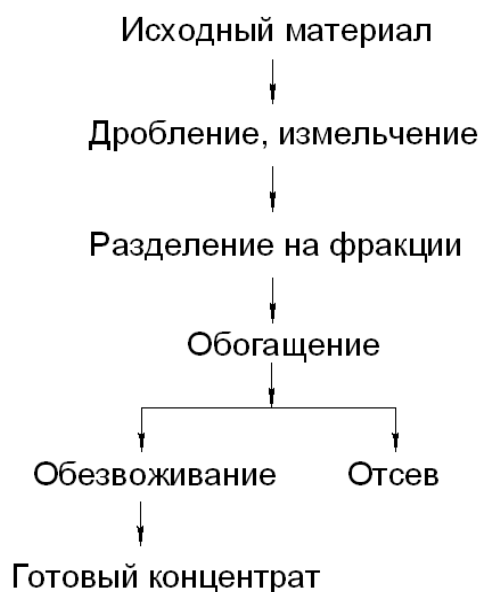


Рис. 9.2. Упрощенная технологическая схема обогащения угля

В первом случае разделение исходного материала на составные части происходит в потоке воздуха, во втором – воды. Поскольку масса разделяемых частиц исходного материала (уголь, пустая порода, посторонние примеси) зависит не только от плотности частиц, но и от их

размера, то уголь предварительно измельчают в дробилке и с помощью *грохота* разделяют на фракции. Отделенная мелочь, называемая «*отсевом*», используется в качестве энергетического топлива (рис. 9.3).

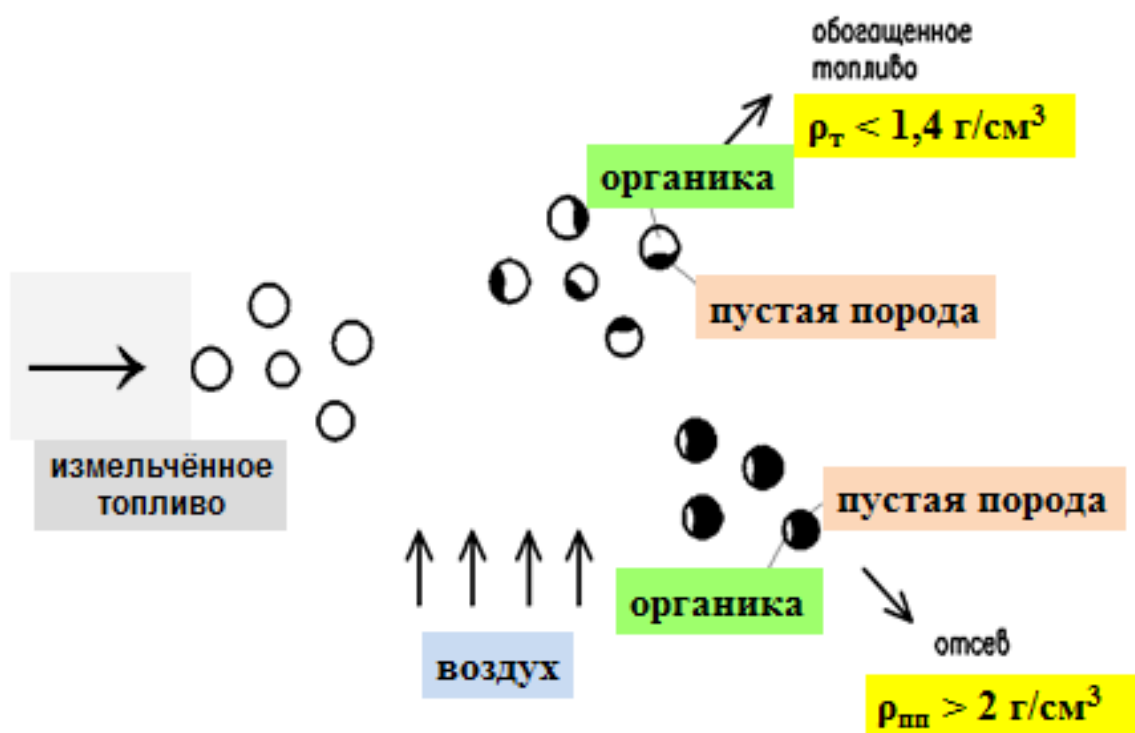


Рис. 9.3. Схема сухого обогащения угля

При мокром обогащении разделение дробленого материала производится в движущемся горизонтальном потоке воды под действием пульсирующих восходящих струй воды. Частицы породы, как наиболее тяжелые (плотность более $\rho_t > 2,0 \text{ г/см}^3$), опускаются в нижние слои потока, образуя шлам, а куски топлива ($\rho_t < 1,4 \text{ г/см}^3$ и менее) поднимаются в верхнюю часть потока и выводятся из установки. Полученный обогащенный продукт (концентрат) обезвоживают в грохотах и сушилках и используют в технологических установках и в слоевых топках, а шлам и промежуточный продукт сжигают в пылеугольных топках.

Для мелких фракций углей применяется *флотационное обогащение*. Флотация основана на различии смачиваемости водой поверхности частиц топлива и пустой породы. Измельченный материал (размер частиц от 0,3

до 0,5 мм) подается в поток воды, через который продувается воздух. Плохо смачиваемые водой (*гидрофобные*) частицы топлива прилипают к пузырькам воздуха и увлекаются ими вверх, а хорошо смачиваемые водой (*гидрофильные*) частицы пустой породы опускаются вниз.

Брикетирование топлива – это процесс прессования предварительно измельченного и подсушенного топлива в куски геометрически правильной формы, называемые *брикетами*. Для брикетирования обычно используют низкосортное топливо: фрезерный торф, слабоструктурные молодые бурые угли, отсеvy каменных углей и антрацита.

Термическая переработка, или *сухая перегонка*, топлива представляет собой процесс его нагревания без доступа воздуха до такой температуры, при которой происходит разложение органической массы и выделение горючих газов.

В зависимости от конечной температуры нагрева, различают *полукоксование*, или низкотемпературное коксование, которое завершается при температуре $500 \div 550$ °С, и высокотемпературное *коксование*, заканчивающееся при $t = 1000 \div 1100$ °С.

В процессе *полукоксования* происходит интенсивное выделение газообразных углеводородов и образование *первичных смол*, которые подвергаются затем технологической переработке с целью получения жидких моторных топлив, смазочных масел, фенола, пека. Твердый остаток – *полукокс* – является топливом с повышенной реакционной способностью (так называемое «*бездымное топливо*»).

Для *полукоксования* используются угли, дающие при сухой перегонке значительное количество жидких смолопродуктов. Таким топливом являются бурые угли, горючие сланцы и молодые каменные угли. Газ *полукоксования* имеет сравнительно малую теплоту сгорания $9 \div 15$ МДж/м³ и используется как местное топливо.

При *высокотемпературном коксовании* полностью завершаются процессы разложения органических веществ топлива и выделения газо- и парообразных соединений. Твердый остаток (*кокс*) состоит из углерода и минеральных примесей (золы). Содержание летучих веществ в коксе незначительно. Кокс является ценным *технологическим топливом* металлургических процессов. Попутный продукт высокотемпературного коксования – *коксовый газ* – состоит из водорода, оксида углерода и углеводородов. Теплота сгорания $16,7 \div 18$ МДж/м³.

Физические свойства кокса (твердость, механическая прочность) зависят от состава органических соединений и вида топлива, применяемого для коксования. Топливо, имеющее в своем составе компоненты, которые при нагревании без доступа воздуха сначала расплавляются, а затем после выделения летучих становятся более тугоплавкими, затвердевают и образуют механически прочный спекшийся или сплавленный кокс, применяется в металлургии.

10. Изменение качества твёрдого топлива при длительном хранении

При длительном хранении твердого топлива под влиянием физико-химического воздействия воздуха, атмосферных осадков и влаги качество твердого топлива ухудшается. Этот процесс называется *выветриванием*. Различают *физическое* и *химическое выветривание*.

Физическое выветривание происходит в результате резких изменений температуры, вызывающих растрескивание частиц топлива и их измельчение. При *химическом выветривании* происходит медленное окисление горючих элементов топлива кислородом атмосферного воздуха, а также кислородом и углекислым газом, содержащимися в атмосферных осадках. Химическое

выветривание вызывает изменение состава топлива и понижает его теплотворную способность. (Например, при хранении угля в штабелях в течение 6 месяцев его теплота сгорания снижается на $2 \div 5 \%$). При этом наиболее подвержено окислению топливо с пористой структурой (например, торф, бурые и молодые каменные угли).

Теплота, выделяемая при медленном окислении, обычно рассеивается в окружающую среду, не вызывая заметного повышения температуры топлива. Однако при определенных условиях, например, в случае местного ухудшения теплоотвода, теплота накапливается в слое топлива, и его температура повышается. С ростом температуры увеличивается и скорость окисления, процесс самоускоряется и может вызвать *самовоспламенение* топлива.

Для каждого топлива (кроме антрацита, который сам не возгорается) существует так называемая критическая температура, по достижении которой происходит его самовоспламенение. Определяется эта температура экспериментально. Для бурых и каменных углей она составляет $60 \div 70 \text{ }^\circ\text{C}$.

Меры по предупреждению самовозгорания:

- уплотнение наружной поверхности штабеля катками (для предотвращения попадания воздуха внутрь штабеля);
- побелка поверхности штабеля известковым раствором (в целях уменьшения нагревания штабеля от солнечного излучения);
- строгое соблюдение технических условий хранения (высота и ширина штабеля, расстояние между штабелями, срок хранения).

11. Подготовка твёрдого топлива к сжиганию

На современных ТЭС для сжигания твердого топлива, как правило, применяется факельный способ, при этом топливо предварительно

измельчается до пылевидного состояния. Для превращения крупных кусков угля в пригодную для сжигания угольную пыль топливо сначала проходит процесс подготовки в системе пылеприготовления (СПП). Процесс подготовки топлива заключается в его предварительном дроблении, подсушке и размоле до пылевидного состояния с размером частиц в несколько десятков или сотен микрон.

При сжигании в кипящем слое, а также в циклонных и низкотемпературных вихревых топках процесс подготовки топлива ограничивается первыми двумя стадиями, т. е. применяется дробленка – частицы топлива размером в несколько миллиметров.

Специфика и особенности различных способов сжигания будут рассмотрены позже.

Поставляемое на ТЭС твердое топливо имеет определенную крупность кусков, оговариваемую условиями поставки и зависящую от условий добычи и подготовки к поставке (сортировка, обогащение и т. д.).

Подготовку топлива на ТЭС к пылевидному сжиганию производится, как правило, в два этапа:

1. Предварительное дробление в стационарных дробилках до размеров кусков 15 ÷ 25 мм;
2. Последующее измельчение в мельницах до пылевидного состояния.

При слоевом сжигании в котлах производительностью до 25 т/ч подготовка топлива заканчивается на стадии дробления.

Гранулометрический состав и крупность помола

Характеристика крупности топлива называется гранулометрическим составом.

Гранулометрический состав – это количественная характеристика, отражающая распределение топлива по размеру кусков. Для определения

гранулометрического состава используется *метод ситового анализа*, суть которого заключается в рассеве пробы топлива на стандартных ситах. Часть топлива, которая остается на сите в процессе отсева, называется *остатком* и выражается в процентах от взятой навески – R_i , %, (от англ. – «*Rest*»).

Характеристики дробления

Сита для дробленки принято нумеровать и называть по линейному размеру их ячеек в миллиметрах. Качество дробления топлива, как правило, контролируется отсевом пробы на ситах с круглыми отверстиями размером 5 и 10 мм и, соответственно, полными остатками R_5 и R_{10} , % (рис. 11.1).

Для надежной и экономичной работы пылеприготовительной системы рекомендуются следующие характеристики дробления топлива для всех типов мельниц:

- остаток на сите 5 мм – $R_5 = 20$ (35) %;
- остаток на сите 10 мм – $R_{10} = 5$ (14) %.

Максимальный размер кусков не должен превышать 15 (25) мм. В скобках приведены значения для топлива с повышенной влажностью, т. е. способного «замазывать» дробильное оборудование.

Для отсева угольной пыли применяются сита с квадратными ячейками размером от 0,04 до 2,5 мм, которые принято нумеровать и называть по линейному размеру ячеек в микрометрах.



Рис. 11.1. Установка для ситового анализа твёрдого топлива

Схематически ситовый анализ угольной пыли показан на рис. 11.2.

Обычно тонкость (тонина) помола характеризуется суммарными остатками на ситах с ячейками 90, 200 и 1000 мкм – соответственно, R_{90} , R_{200} и R_{1000} , %, при этом самая мелкая пыль с размером частиц $\delta_{ч} < 90$ мкм, пройдя через все сита, опускается на дно установки.

Содержание крупных частиц в пыли оказывает существенное влияние на величину потерь от механического недожога. Рекомендуемая тонкость помола, обеспечивающая минимальные потери с механическим недожогом, приведена в табл. 11.1.

Твердое топливо поступает на электростанцию в виде кусков размером до 200 мм (а иногда и более) и до подачи в мельницы проходит подготовку к размолу. Предварительное грубое дробление сырого топлива

дополняется отделением металлических частей и щепы, которые попадают в него при добыче и транспортировке.

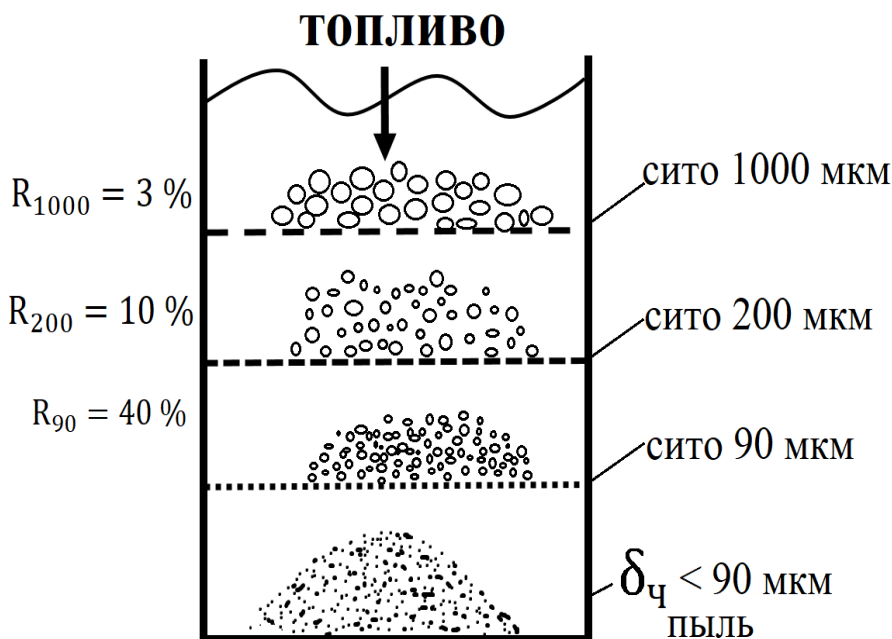


Рис. 11.2. Ситовый анализ пылеугольного топлива

Таблица 11.1

Рекомендуемая Тонкость помола

Топливо	Выход суммарных надрешетных продуктов, %		
	R_{90}	R_{200}	R_{1000}
Бурый уголь и сланцы	30–60	–	0,5–3,0
Каменный уголь	10–40	1,3–13	–
АШ и тощий уголь	6–10	0,3–1,2	–

Для получения R_{90} и R_{200} по имеющимся полным остаткам на двух других ситах можно воспользоваться уравнением Розина-Раммлера

$$R_d = 100 \cdot \exp(-b \cdot d^n), \quad (11.1)$$

где R_d – выход суммарного надрешетного продукта на сите с диаметром ячейки d , %; d – размер ячейки данного типа, мкм; b – показатель *тонины помола* (коэффициент, характеризующий тонкость помола); n – показатель *полидисперсности* (неоднородности) пыли.

Численные значения показателя тонины помола $b = 0,025...0,1$. При $b \rightarrow 0$, $R_d \rightarrow 100\%$ (грубый помол); при $b \rightarrow \infty$, $R_d \rightarrow 0\%$ (тонкий помол).

Показатель полидисперсности $n = 0,6...1,8$ – коэффициент, характеризующий равномерность гранулометрического состава: чем выше значение n , тем меньше частицы отличаются по размерам друг от друга. При $n \rightarrow \infty$ пыль называется монодисперсной.

Чтобы найти показатели n и b , надо знать остаток на двух ситах d_1 и d_2 ($d_1 > d_2$). Тогда показатель *полидисперсности*

$$n = \frac{\lg \left(\ln \frac{100}{R_{d_1}} \right) - \lg \left(\ln \frac{100}{R_{d_2}} \right)}{\lg d_1 - \lg d_2}. \quad (11.2)$$

Определив n , легко из уравнения (11.1) найти показатель *тонины помола*

$$b = \frac{\ln \frac{100}{R_d}}{d^n}. \quad (11.3)$$

Для диапазона частиц с постоянным показателем n , зная значение одного R_{d_1} , можно найти остаток на сите любого другого диаметра R_d по формуле:

$$R_d = 100 \left(\frac{R_{d_1}}{100} \right)^{\left(\frac{d}{d_1} \right)^n}. \quad (11.4)$$

По результатам рассева и определения параметров помола строится зерновая характеристика (рис. 11.3).

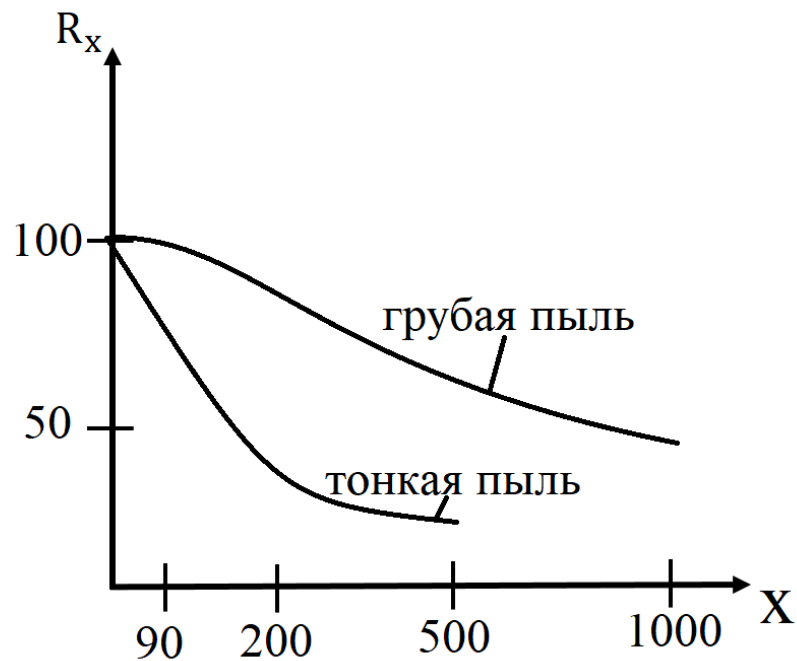


Рис. 11.3. Зерновая характеристика

Пример 1

Определить показатели n и b по результатам ситового анализа каменного угля, если $R_{90} = 20 \%$, $R_{200} = 5 \%$.

$$n = \frac{\lg\left(\ln \frac{100}{5}\right) - \lg\left(\ln \frac{100}{20}\right)}{\lg 200 - \lg 90} = \frac{0,477 - 0,207}{2,3 - 1,95} = 0,77.$$

$$b = \frac{\ln \frac{100}{R_d}}{d^n} = \frac{\ln \frac{100}{20}}{90^{0,77}} = 0,05, \text{ или } b = \frac{\ln \frac{100}{5}}{200^{0,77}} = 0,05.$$

Пример 2

Найти полные остатки R_{90} и R_{200} по полученным из ситового анализа полным остаткам $R_{75} = 32 \%$ и $R_{150} = 12 \%$.

1. По принятым выше обозначениям можно записать:

$$d_1 = 75; d_2 = 150; R_{d1} = R_{75} = 32 \%; R_{d2} = R_{150} = 12 \%.$$

2. Определяем величину коэффициента полидисперсности n .

Для этого запишем уравнения зерновых характеристик (11.1) для двух значений d_1 и d_2 :

$$\frac{100}{R_{d_1}} = e^{b \cdot d_1^n} ; \quad \frac{100}{R_{d_2}} = e^{b \cdot d_2^n} . \quad (11.5)$$

Дважды прологарифмируем выражения (11.5):

$$\lg \left(\ln \frac{100}{R_{d_1}} \right) = \lg b + n \cdot \lg d_1 ; \quad (11.6)$$

$$\lg \left(\ln \frac{100}{R_{d_2}} \right) = \lg b + n \cdot \lg d_2 . \quad (11.7)$$

Вычитая (11.6) из (11.7), получим:

$$n = \frac{\lg \left(\ln \frac{100}{R_{d_2}} \right) - \lg \left(\ln \frac{100}{R_{d_1}} \right)}{\lg d_2 - \lg d_1} = \frac{\lg \left(\ln \frac{100}{12} \right) - \lg \left(\ln \frac{100}{32} \right)}{\lg 150 - \lg 75} = 0,887.$$

3. Определяем значение R_{90} и R_{200} по формуле (11.4):

$$R_{90} = 100 \left(\frac{32}{100} \right)^{\left(\frac{90}{75} \right)^{0,887}} = 27 \% ;$$

$$R_{200} = 100 \left(\frac{12}{100} \right)^{\left(\frac{200}{150} \right)^{0,887}} = 6,8 \% .$$

11.1. Технологические свойства углей

Угли, угольная пыль и аэросмесь характеризуются рядом эксплуатационных параметров: механическая прочность (коэффициент размолоспособности), абразивность, насыпная плотность, влажность, полидисперсность, взрываемость (предельное содержание кислорода и предельная температура аэросмеси).

Механическая прочность углей характеризуется *коэффициентом размолоспособности* $K_{\text{л0}}$.

По методу ВТИ коэффициент размолоспособности определяется по отношению величин R_{90} эталонного (антрацита) и исследуемого топлива

в результате размол проб сухого топлива массой 500 г в течение 15 мин в стандартной шаровой барабанной мельнице.

Чем легче размалывается топливо, тем меньше остаток на сите R_{90} и тем выше коэффициент размолоспособности. Очевидно, что, как правило, $K_{л0} > 1$. Исключение могут составить некоторые виды топлива, отличающиеся большей механической прочностью, чем эталонное топливо. Для большинства российских углей $K_{л0}$ находится в диапазоне от 1,1 до 1,5.

Механическая прочность влияет на энергозатраты при помоле, производительность мельниц, износ мелющих органов.

Таким образом, коэффициент размолоспособности определяет выбор типа мельниц и используется при расчёте их производительности.

Коэффициент абразивности характеризует способность частиц истирать поверхности мелющих органов, определяет продолжительность межремонтного ресурса и численно равен

$$K_{абр} = \frac{\Delta G_{см}}{\Delta \mathcal{E}} = 0,3 \dots 0,8 \frac{г}{кВт \cdot ч},$$

где $\Delta G_{см}$ – износ металла (Сталь 3), $\Delta \mathcal{E}$ – энергозатраты.

Насыпная плотность твёрдого топлива отражает массу, заключённую в единице объёма, который помимо объёма самого твёрдого вещества включает внутренние поры частиц топлива и промежутки между частицами. Насыпная плотность, очевидно, существенно зависит от гранулометрического состава топлива и его влажности, поэтому насыпная плотность сырого топлива до измельчения значительно отличается плотности угольной пыли после измельчения. Угольная пыль отличается низкой насыпной плотностью от 400 до 500 кг/м³, за несколько часов влажная пыль слёживается до плотности порядка 900 кг/м³ и теряет сыпучесть, поэтому стенки бункера делаются под углом 60°.

Наряду с насыпной плотности для всех сыпучих материалов различают *кажущуюся* плотность (включает объём кусков с учётом внутренних пор, не включает промежутки между частицами) и *действительную*, или *истинную*, плотность (не включает ни объём внутренних пор, ни промежутки между частицами).

Значения кажущейся и насыпной плотности топлива используются при расчёте бункеров, питателей сырого угля, пневмотранспорта, сепараторов и пр.

В смеси с воздухом угольная пыль образует *взрывоопасную* смесь, поэтому следует отметить предельное значение концентрации кислорода $O_2^{\text{пред}}$, при котором взрыв не происходит:

торф – 16 %, бурый уголь – 18 %, каменный уголь – 19 %, и оптимальное значение влажности угольной пыли $W_{\text{пл}}$:

антрацит 1...2 %, каменный уголь 5...10 %, бурый уголь 10...20 %, торф 30...40 %.

Пределно допустимая температура аэросмеси $t_{\text{аэр}}$ также зависит от вида топлива: бурый уголь – 70 °С, каменный уголь – 100 °С, антрацит – 130 °С.

Вероятность взрыва повышается:

- с ростом выхода летучих веществ V^{daf} ,
- при снижении влажности пыли $W_{\text{пл}}$,
- при снижении тонины помола R_{90} ,
- с ростом температуры аэросмеси $t_{\text{аэр}}$.

Для защиты от возможного взрыва и снижения последствий пылесистемы оборудуются *взрывными клапанами*.

Вероятность взрыва повышается:

- с ростом выхода летучих веществ V^{daf} ,
- при снижении влажности пыли $W_{\text{пл}}$,
- при снижении тонины помола R_{90} ,
- с ростом температуры аэросмеси $t_{\text{аэр}}$.

Для защиты от возможного взрыва и снижения последствий пылесистемы оборудуются *взрывными клапанами*.

11.2. Предварительная подготовка твёрдого топлива

На тракте подачи сырого топлива (рис. 11.4) в целях извлечения из него металлических предметов для предотвращения поломки механизмов устанавливают магнитные сепараторы 5.

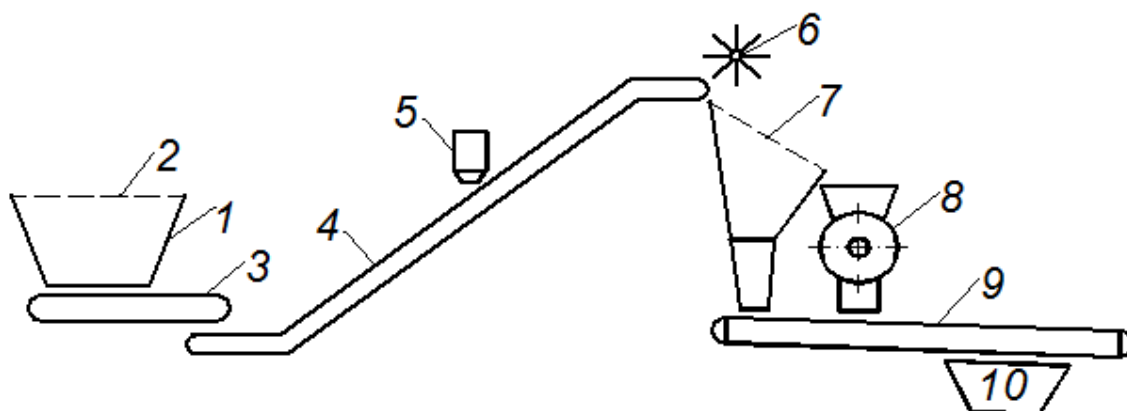


Рис. 11.4. Схема предварительной подготовки топлива:

- 1 – приемный бункер; 2 – решетка; 3 – питатель; 4 – наклонный транспортер;
5 – магнитный сепаратор; 6 – щепоуловитель; 7 – грохот;
8 – дробилка; 9 – ленточный транспортер; 10 – приемный бункер котла

С помощью щепоуловителей 6 удаляют щепу, тем самым предотвращая забивание механизмов. Освобожденный от посторонних предметов уголь направляется в грохот 7, где он пропускается через качающиеся сита-решетки с размером ячеек от 10 до 15 мм. Крупные куски подаются в дробилки 8, где измельчаются до размера не более 10 ÷ 15 мм. Из грохота дробленка транспортерами 9 подается в расположенные в котельном цехе бункеры сырого топлива 10, а далее дробленый уголь поступает в систему пылеприготовления, где подвергается интенсивной подсушке и размолу, в результате чего получается угольная пыль.

11.3. Системы пылеприготовления

Системы пылеприготовления разделяются на *центральные* и *индивидуальные*.

Положительной особенностью *центральной* системы пылеприготовления является независимость размольных установок от работы парогенератора. Мельница может работать периодически, но с полной нагрузкой, когда удельный расход электроэнергии на пылеприготовление получается наименьшим. В топку пыль подается подсушенной до заданной влажности. Вместе с тем, центральное пылеприготовление отличается сложностью, высокой стоимостью и значительными эксплуатационными затратами. При такой схеме вместе с подсушивающим агентом в атмосферу выбрасывается и некоторое количество топлива.

Чаще всего используются *индивидуальные* системы пылеприготовления (СПП) как наиболее простые и надежные. Индивидуальная СПП характеризуется приготовлением пыли непосредственно у котла, при этом для сушки топлива и его пневмотранспорта используются либо горячий воздух, либо горячие дымовые газы.

Принципиально различают индивидуальные СПП *с прямым вдуванием* и *с промежуточным бункером*.

В *индивидуальной СПП с прямым вдуванием* (рис. 11.5) полученная в мельнице пыль направляется непосредственно в топку без каких-либо промежуточных запасов пыли.

Дробленое топливо направляется ленточным транспортером в бункер сырого угля 1, откуда оно по течке попадает на автоматические весы 2 и питатель сырого угля 3, который регулирует количество подаваемого в котел топлива. Управление питателем ручное или автоматическое.

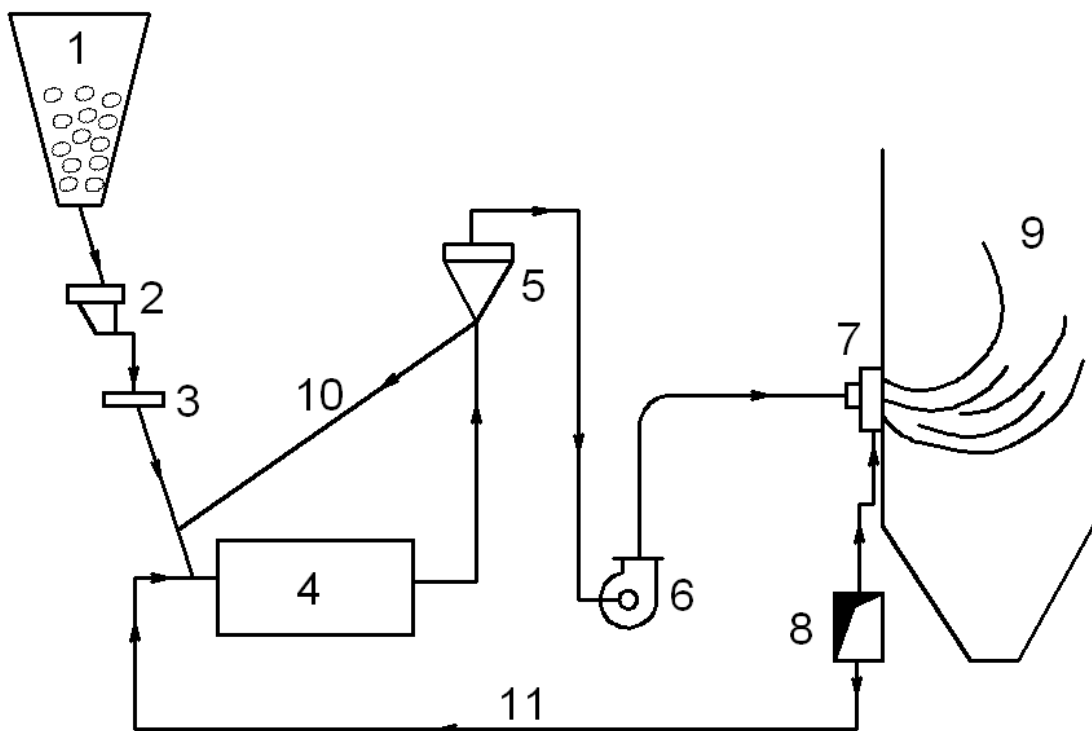


Рис. 11.5. Индивидуальная схема пылеприготовления
с прямым вдуванием:

1 – бункер сырого угля; 2 – автоматические весы; 3 – питатель сырого угля;
4 – мельница; 5 – сепаратор; 6 – вентилятор; 7 – горелка; 8 – короб горячего
воздуха; 9 – топка; 10 – течка возврата топлива на домол, 11 – воздухопровод

Далее уголь подается в мельницу 4. Горячий (первичный) воздух, необходимый для подсушки топлива и его транспорта, с температурой $250 \div 400 \text{ }^\circ\text{C}$ поступает из короба горячего воздуха 8 по воздухопроводу 11 под некоторым давлением, а также под действием разрежения, создаваемого в мельнице вентилятором 6. Между мельницей и вентилятором установлен сепаратор 5, предназначенный для отделения крупных частиц пыли, которые по течке 10 возвращаются в мельницу на домол. Готовая пыль заданной тонкости помола вместе с увлажненным после удаления влаги воздухом при температуре $80 \div 130 \text{ }^\circ\text{C}$ вентилятором 6 направляется в топку котла 9 через пылевую горелку 7, в которую также

подается вторичный воздух из короба 8. Количество первичного воздуха определяется характеристиками топлива, прежде всего, его влажностью и выходом летучих, и может составлять от 15 до 50 % от общего расхода воздуха.

Индивидуальная СПП с прямым вдуванием отличается жесткой связью мельничного оборудования с котлом, что повышает требования к надежности пылесистемы. Изменение нагрузки котла требует и изменения режима работы мельницы. При работе на пониженной нагрузке мельница оказывается недогруженной, что может отразиться на тонкости помола. Поэтому индивидуальные СПП с прямым вдуванием применяются, как правило, при работе на высокорреакционных бурых и каменных углях, допускающих грубый помол.

Явный недостаток такой схемы – *зависимость между работой мельницы и нагрузкой котла*. При отказе мельницы последует остановка котла. Поэтому установленное количество мельниц должно быть не менее трех, при этом, в случае отключения любой из них, остальные должны обеспечивать 90 % нагрузки котла. При снижении нагрузки котла снижается и нагрузка мельницы, что влечет за собой увеличение удельного расхода электроэнергии на размол. Недостатком также является интенсивный износ рабочих лопаток и корпуса мельничного вентилятора вследствие абразивного действия частичек пыли, движущихся через вентилятор с большой скоростью.

К достоинствам относятся *простота и удобство эксплуатации*, а также относительно *невысокая стоимость*.

Особенностью и основным достоинством *индивидуальной СПП с промежуточным пылевым бункером* (рис. 11.6) является ее независимость от режима работы котла.

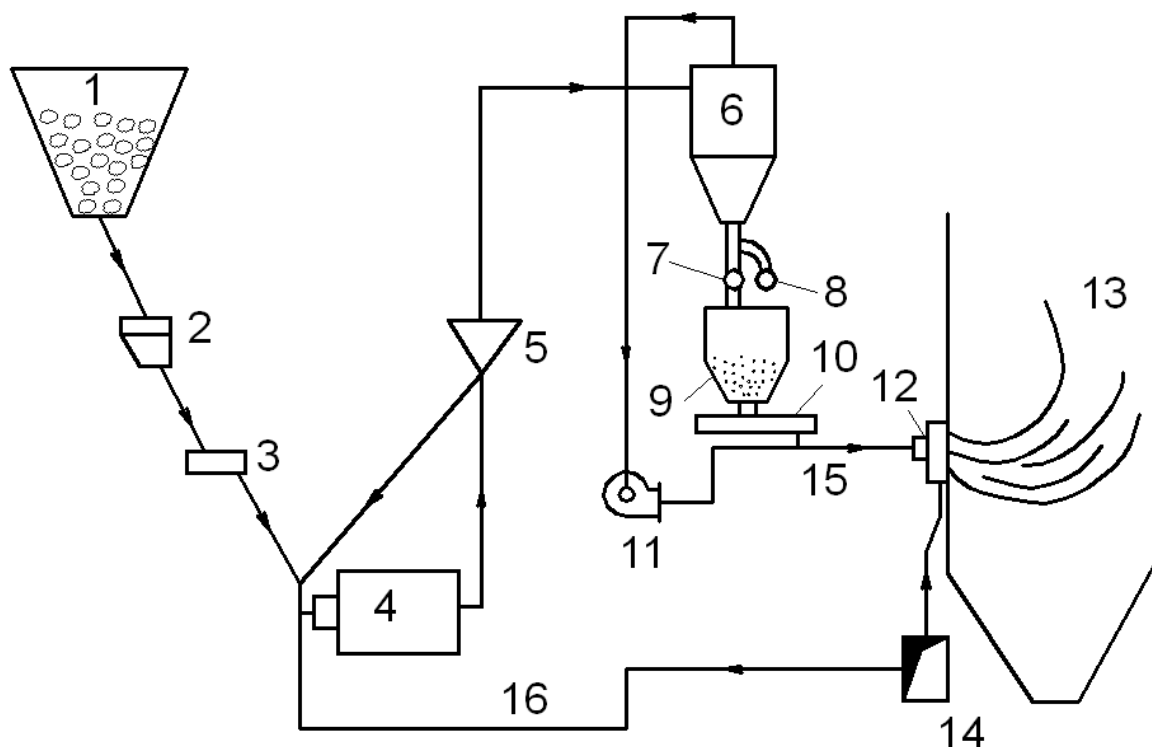


Рис. 11.6. Схема пылеприготовления с промежуточным бункером:

- 1 – бункер сырого угля; 2 – автоматические весы; 3 – питатель сырого угля;
 4 – мельница; 5 – сепаратор; 6 – циклон; 7 – течка; 8 – пылевой шнек;
 9 – промежуточный бункер; 10 – питатель пыли; 11 – мельничный вентилятор;
 12 – горелка; 13 – топка; 14 – короб горячего воздуха; 15 – пылепровод;
 16 – воздуховод

Готовая угольная пыль из сепаратора 5 направляется в циклон 6, где происходит ее осаждение и отделение от транспортирующего воздуха. Пыль из циклона по течке 7 опускается в промежуточный пылевой бункер 9 или пылевой шнек 8 для направления в бункер соседнего котла. Увлажненный сушильный агент (воздух с температурой $80 \div 100$ °С), содержащий от 10 до 15 % самой мелкой угольной пыли, мельничным вентилятором 11 по пылепроводу 15 направляется в топку котла 13 через пылевую горелку 12, к которой также подводится вторичный воздух из короба 14. Пыль из бункера 9 в соответствии с нагрузкой котла подается в

пылепроводы 15 при помощи питателей пыли 10, которые регулируются автоматически или вручную, изменяя количество подаваемой пыли. Мельничный вентилятор создает разрежение в системе, что исключает выброс пыли.

Значительное преимущество СПП с промежуточным бункером по сравнению со схемой с прямым вдуванием заключается в том, что *нагрузка мельниц не связана непосредственно с нагрузкой котла*, так как даже при полностью остановленных мельницах котел продолжает работать за счет запаса пыли в бункере. И, наоборот, при снижении нагрузки котла мельницы могут работать с полной нагрузкой, наполняя бункер пылью, а при полном бункере могут отдавать пыль соседним котлам, используя при этом пылевой шнек 8. Возможность маневрирования при этой схеме значительно больше, что способствует снижению удельного расхода электроэнергии на размол топлива.

Индивидуальные СПП с промежуточным бункером применяются для мощных парогенераторов при работе на тощих и малореакционных углях, требующих тонкого помола. Мельничный вентилятор находится здесь в более благоприятных условиях в связи с тем, что основная масса пыли через вентилятор не проходит.

К недостаткам такой схемы можно отнести сложность и громоздкость оборудования, повышенное гидравлическое сопротивление из-за наличия большого количества пылепроводов и воздухопроводов и, как следствие, более высокие затраты на оборудование и транспорт пыли. Однако благодаря обеспечению высокой надежности данные схемы получили широкое распространение.

Для улучшения размола топлива, хранения и транспорта пыли, а также интенсификации ее зажигания и горения твердое топливо подсушивают. Однако чрезмерная подсушка пыли не допускается по условиям самовозгорания и взрывобезопасности.

В большинстве случаев размол топлива совмещается с его подсушкой в единой сушильно-мельничной системе – как правило, в сочетании с короткой трубой-сушилкой, располагаемой перед мельницей. При этом различают *замкнутые* и *разомкнутые* схемы сушки.

В *замкнутых* схемах отработанный сушильный агент (воздух или дымовые газы) сбрасывается в топку, в *разомкнутых* – в атмосферу. Индивидуальные сушильно-мельничные системы обеспечивают топливом отдельные котлоагрегаты, получая сушильный агент от этого же котлоагрегата. При центральной СПП топливо для группы котлоагрегатов подготавливается на специальном пылезаводе.

11.4. Пылеприготовительное оборудование

Для приготовления угольной пыли применяются следующие мельничные устройства:

- тихоходная шаровая барабанная мельница ШБМ;
- среднеходная валковая мельница МВС;
- среднеходная шаровая мельница МШС;
- быстроходная молотковая мельница ММ;
- быстроходная мельница-вентилятор МВ.

Шаровая барабанная мельница (ШБМ) представляет собой вращающийся цилиндрический барабан диаметром от 1,5 до 4 м и длиной от 2,5 до 12 м, для защиты от износа выложенный изнутри волнистыми броневыми плитами из марганцовистой стали (рис. 11.7).

Барабан на 25 ÷ 35 % объема заполняется стальными или чугунными шарами диаметром от 25 до 75 мм. Частота вращения барабана от 10 до 40 об/мин. Между барабаном и броневыми плитами для уменьшения шума прокладывается слой асбеста. Снаружи барабан покрывается слоем войлока (тепловая и звуковая изоляция), а поверх войлока – металлическим кожухом.

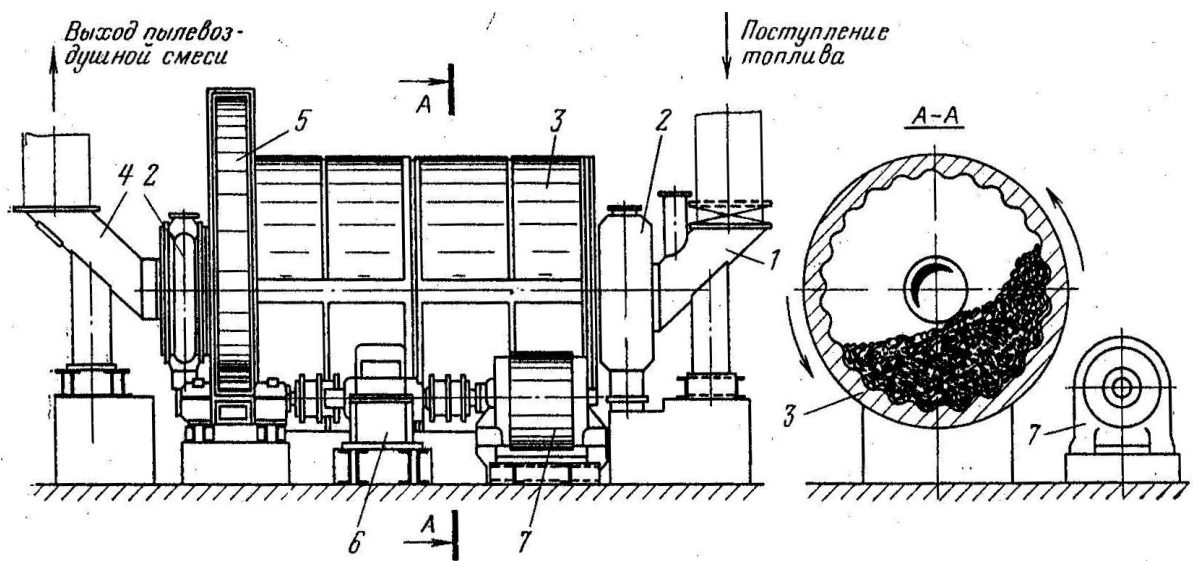
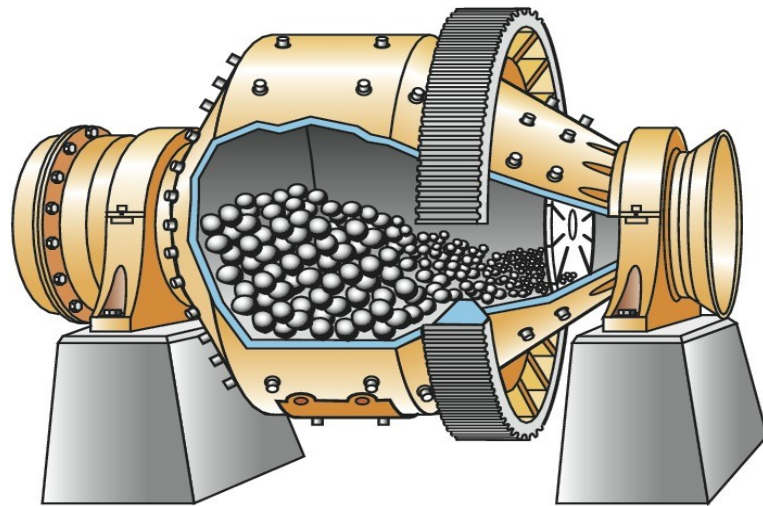


Рис. 11.7. Шаровая барабанная мельница:

- 1 – входной патрубок; 2 – опорный подшипник; 3 – барабан мельницы с тепло- и звукоизоляцией; 4 – выходной патрубок; 5 – ведомая шестерня; 6 – редуктор; 7 – электродвигатель

При вращении барабана за счет центробежных сил шары поднимаются вверх и, достигнув некоторой максимальной высоты, отрываются от стенки и падают на слой угля. Размол происходит главным образом за счет удара падающих металлических шаров и частично за счет истирания от перекатывающихся после падения шаров.

Эффективность процесса измельчения определяется высотой падения шаров в барабане. Высота падения зависит от частоты вращения, степени заполнения барабана шарами, профиля или формы барабана и диаметра барабана. С повышением частоты вращения степень измельчения сначала возрастает, достигает оптимального значения, а потом начинает падать и при достижении критического значения падает до нуля.

Критическая окружная скорость $W_{кр}$ достигается при условии равенства силы тяжести и центробежной силы:

$$mg = \frac{2mW_{кр}^2}{D},$$

где D – внутренний диаметр барабана, м.

Окружная скорость связана с числом оборотов n соотношением:

$$W = \frac{n\pi D}{60}, \text{ м/с.}$$

Тогда критическая частота вращения барабана (критическое число оборотов), при которой практически прекращается размол топлива:

$$n_{кр} = \frac{60}{\pi} \cdot \sqrt{\frac{g}{2D}} = \frac{42,3}{\sqrt{D}}, \text{ об/мин.}$$

Оптимальное число оборотов для ШБМ достигается, когда шары падают с высоты $\sim 2/3$ от диаметра барабана, и составляет:

$$n_{опт} = \frac{32}{\sqrt{D}}, \text{ об/мин.}$$

На работу ШБМ существенное влияние оказывает режим вентиляции: при малых скоростях вынос пыли затруднен, при больших скоростях имеет место вынос крупных частиц.

Достоинства ШБМ – простота конструкции и надежность в работе, недостатки – высокая стоимость, большие габариты, высокий удельный расход электроэнергии, а также значительный износ металла шаров. Так, при приготовлении 1 т пыли антрацита марки АШ истирается около 400 г

металла. Металлический порошок попадает в угольную пыль, что уменьшает температуру плавкости золы.

ШБМ являются универсальными мельницами, пригодными для размола любых топлив. Однако из-за повышенного расхода электроэнергии на размол и значительной металлоемкости ШБМ целесообразно применять для размола малореакционного трудноразмалываемого топлива типа АШ и тощих углей.

Существуют различные конструкции *среднеходных мельниц*: шаровые, валковые, маятниковые и др. На ТЭС чаще всего применяются валковые мельницы.

Среднеходная валковая мельница (МВС) представлена на рис. 11.8.

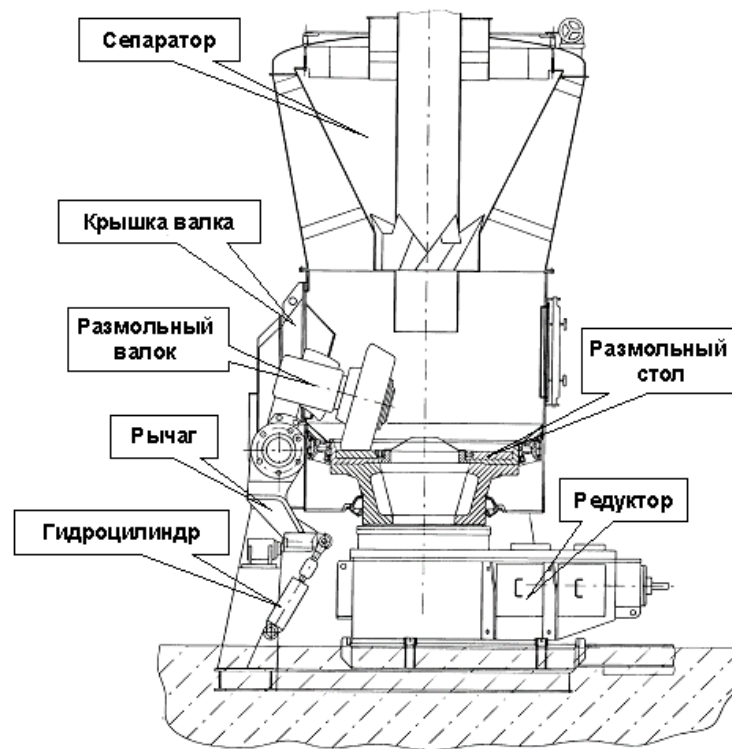


Рис. 11.8. Среднеходная валковая мельница

Сырой уголь подается по центральной трубе сепаратора на вращающийся размольный стол и под действием центробежных сил отбрасывается к периферии, где попадает под прижимаемые к столу размольные валки, которые при этом начинают вращаться. Размол угля

происходит раздавливанием и частично истиранием. Угольная пыль потоком горячего первичного воздуха или дымовых газов выносится в сепаратор. Там крупные частицы пыли отбрасываются лопатками сепаратора и возвращаются на размольный стол, а готовая подсушенная угольная пыль выносится через выходной патрубок сепаратора в циклон или в фильтр и далее направляется к горелкам. Частота вращения размольного стола от 50 до 100 об/мин.

Среднеходные мельницы являются компактными и экономичными размольными устройствами. Недостатками являются сложность конструкции и повышенные затраты на ремонт с износом мелющих органов. Область их рационального применения ограничивается относительно мягкими сухими каменными углями.

К *быстроходным мельницам* относятся *молотковые мельницы* (ММ) и *мельницы-вентиляторы* (МВ).

Молотковая мельница (рис. 11.9) устанавливается непосредственно перед топкой котлоагрегата. Она состоит из стального корпуса 3, покрытого изнутри гладкими броневыми листами, и ротора 1, представляющего собой вал, на котором установлены диски. К дискам на шарнирах подвешиваются билодержатели, к другим концам на шарнирах крепятся била 2.

Топливо через течку 6 подается в мельницу на быстро вращающиеся била 2, которыми оно размалывается и выбрасывается в шахту-сепаратор 5. Одновременно с размолом происходит подсушка топлива, для чего в мельницу подается сушильный агент – воздух или газозвдушенная смесь. Тонкая пыль вместе с воздухом через амбразуру сепарирующей шахты поступает в топку, а крупные части выпадают из потока и снова направляются в мельницу.

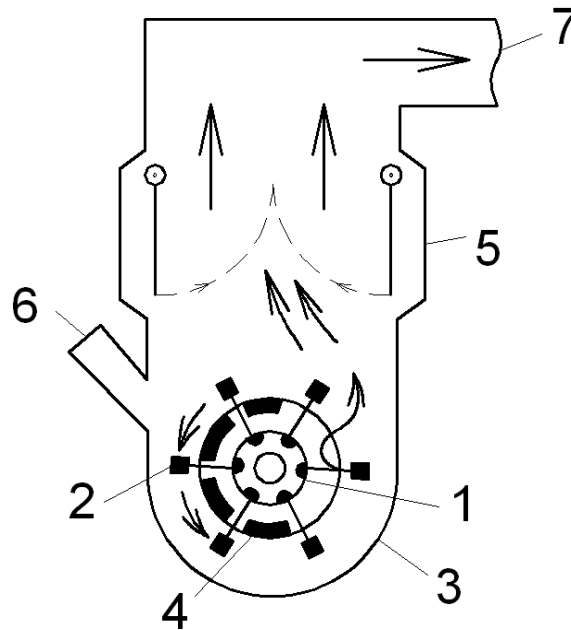


Рис. 11.9. Молотковая мельница
с центробежным сепаратором пыли:

1 – ротор; 2 – била; 3 – корпус; 4 – подача сушильного агента; 5 – шахта-сепаратор; 6 – течка для загрузки топлива; 7 – подача пыли в топку

В молотковую мельницу подается до $60 \div 80$ % общего количества воздуха. Шахта над мельницей является простейшим гравитационным сепаратором, где отсеивание пыли происходит под действием силы тяжести. Скорость потока составляет $3 \div 4$ м/с. Изменение скорости воздуха в шахте вызывает изменение конечной тонкости помола. Частота вращения ротора находится в пределах от 600 до 1000 об/мин, поэтому ММ и относятся к быстроходным.

В молотковых мельницах размол пыли осуществляется за счет удара бил о поступающие в мельницу куски угля, а также за счет истирающего действия в зазоре между корпусом и билами. Недостатком является быстрый износ бил, требующий частой их замены.

Молотковые мельницы достаточно экономичны – удельный расход энергии в 1,5 раза меньше, чем у ШБМ. Применяются ММ для размола

большой группы высокорекреационных топлив, эффективное воспламенение и выгорание которых может быть обеспечено при более грубом помоле по сравнению с ШБМ.

Мельницы-вентиляторы представляют собой центробежные вентиляторы простейшей конструкции с плоскими, радиально расположенными лопатками, приспособленные для одновременной работы и как вентиляторы, и как мельницы (рис. 11.10).

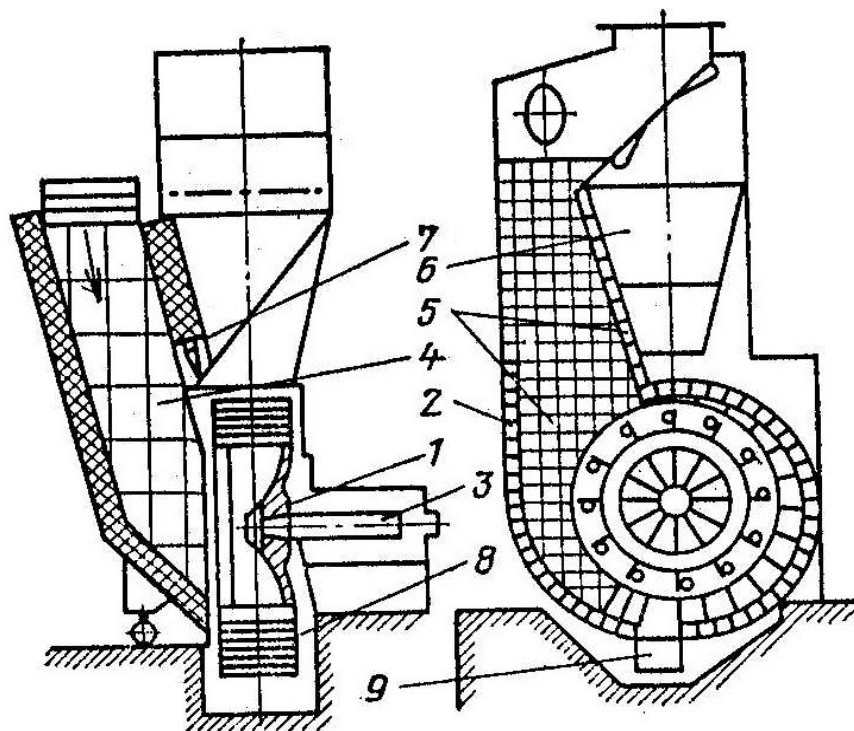


Рис. 11.10. Мельница-вентилятор:

1 – основной диск колеса; 2 – корпус; 3 – вал; 4 – нисходящая плита мельницы; 5 – броневые плиты; 6 – центробежный сепаратор пыли; 7 – клапан-мигалка на течке возврата; 8 – лопатки ротора; 9 – сборник для отходов

Основные части: стальной корпус, покрытый изнутри брусчатыми броневыми плитами, и ротор, состоящий из мелющего колеса с лопатками. К лопаткам крепятся била, непосредственно ударяющие по угольным частицам. Частота вращения ротора от 590 до 1470 об/мин.

Мельницы-вентиляторы применяются для размола мягких влажных бурых углей и фрезерного торфа.

Достоинство – простота конструкции.

Недостаток – ограниченность области применения.

12. Жидкое топливо

Одним из важных источников углеводородов является нефть – маслянистая жидкость темно-коричневого или черного цвета с плотностью 730...1040 кг/м³. Нефть представляет собой сложную смесь преимущественно жидких органических веществ.

По составу нефть бывает *парафиновая* (состоит из предельных углеводородов с прямой или разветвленной цепью), *нафтеновая* (содержит предельные циклические углеводороды) и *ароматическая* (включает ароматические углеводороды – бензол и его гомологи). Однако чаще встречается нефть смешанного типа. Кроме углеводородов, в состав нефти входят примеси органических кислородсодержащих и сернистых соединений, а также вода и растворенные в ней минеральные соли. Содержатся в нефти и механические примеси – песок и глина.

Нефть используют для получения высококачественных видов моторного топлива, а продукты ее химической переработки являются ценным сырьем для получения многочисленных соединений, включая смазочные масла, ароматические вещества и другие синтетические материалы.

12.1. Переработка нефти

Наиболее простым способом переработки нефти является *температурная перегонка* – разделение ее на фракции по температурам выкипания углеводородов, входящих в состав нефти (рис. 12.1).

Процесс разделения нефти на фракции основан на том, что с увеличением молекулярной массы углеводородов повышается температура их кипения. При нагревании до 200 °С отгоняются наиболее легкие *бензиновые* фракции, при 250...300 °С – *керосиновые* и т. д.

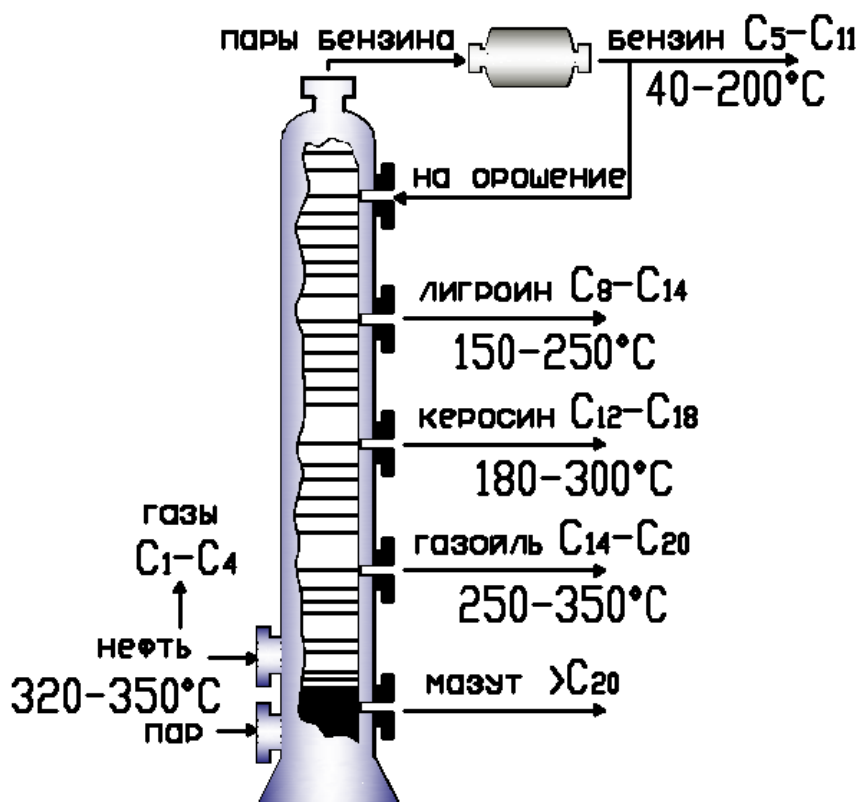


Рис. 12.1. Температурная перегонка нефти

В результате перегонки нефти на фракции получают 55...75 % моторных топлив (бензина, керосина, газойля и др.) и 25...45 % тяжелого нефтяного остатка (мазута). При таком способе переработки нефти молекулярная структура углеводородов *не разрушается*.

В табл. 12.1 приведены характеристики жидких топлив – продуктов переработки нефти.

Бензин – горючая смесь легких углеводородов с температурой кипения от 40 до 200 °С. Плотность около 750 кг/м³. Температура замерзания ниже минус 60 °С. Теплотворная способность примерно 10500 ккал/кг (46 МДж/кг, или 34,5 МДж/л).

Лигроин – прозрачная желтоватая жидкость, не растворимая в воде. Пределы кипения 150...250 °С, плотность 785...795 кг/м³ и вязкость 1,2 мм²/с (при 20 °С). Лигроин вырабатывался, главным образом, как моторное топливо для тракторов. В связи с переводом тракторного парка на дизельные двигатели лигроин как моторное топливо утратил свое значение и применяется, в основном, в приборостроении в качестве наполнителя жидкостных приборов и как растворитель в лакокрасочной промышленности. Является более тяжелым, чем бензин, и более легким, чем керосин.

Таблица 12.1

Характеристики жидких топлив

Топливо	Состав горючей массы, %				Золность сухого топлива, %	Влага рабочего топлива, %	Q_i^r , МДж/кг
	C ^{daf}	H ^{daf}	S ^{daf}	O ^{daf} + N ^{daf}			
Бензин	85	14,9	0,05	0,05	0	0	43,8
Керосин	86	13,7	0,2	0,1	0	0	43,0
Дизельное	86,3	13,3	0,3	0,1	Следы	Следы	42,4
Солярное	86,5	12,8	0,3	0,4	0,02	Следы	42,0
Моторное	86,5	12,6	0,4	0,5	0,05	1,5	41,5
Мазут:							
Малосернистый	86,5	12,5	0,5	0,5	0,1	1,0	41,3
Сернистый	85	11,8	2,5	0,7	0,15	1,0	40,2
Высоко- сернистый	84	11,5	3,5	0,5	0,1	1,0	40,0

Керосин – смесь углеводородов (от C₁₂ до C₁₈), выкипающая в интервале температур 180...300 °С, прозрачная, слегка маслянистая на ощупь, горючая жидкость. Плотность 780...850 кг/м³ (при 20 °С), вязкость

1,2...4,5 мм²/с (при 20 °С), температура вспышки 28...72 °С, теплота сгорания около 43 МДж/кг. Применяется в качестве растворителя (технический и осветлительный керосин) и авиационного топлива (авиакеросин).

Газойль – смесь углеводородов различного строения (от C₁₄ до C₂₀) и примесей (серо-, азот- и кислородсодержащих) с пределами выкипания 250...500 °С. Легкий газойль (пределы выкипания 250...350 °С) – основной компонент дизельного топлива, тяжелый газойль (350...500 °С) – маловязкий компонент топочного мазута.

Мазут – жидкий продукт темно-коричневого цвета, остаток после выделения из нефти бензиновых, керосиновых и газойлевых фракций, выкипающих до 350...360 °С.

В связи с интенсивным развитием всех видов транспорта и постоянно увеличивающейся потребностью в легких моторных топливах широкое применение получил способ *глубокой* переработки нефтепродуктов. Этот процесс глубокой переработки, основанный на расщеплении молекул тяжелых углеводородов на более легкие, называется *крекингом* (*to crack* – *расщеплять*).

Первая экспериментальная установка термического крекинга нефти была разработана русскими инженерами Шуховым и Гавриловым в 1891 г. Промышленные установки были впервые внедрены в эксплуатацию в 1920 г. в США, а в Советском Союзе – в 1934 г. в Баку.

Главное направление современной переработки нефти – *термический крекинг* – протекает при высокой температуре 450...600 °С либо при *низком* (P = 0,1...0,5 МПа – *парофазный* крекинг), либо при *высоком давлении* (от 2 до 7 МПа – *жидкофазный, или смешаннофазный, крекинг*), в результате чего высокомолекулярные углеводороды исходного сырья расщепляются, что повышает выход лёгких фракций (ВЛФ) (рис. 12.2).

Например, из гексадекана получают октан и октилен:



Чтобы ускорить крекинг, увеличить выход легких моторных топлив и провести его при более низкой температуре, применяют специальные катализаторы, например, $Al_2O_3 \cdot SiO_2$ (*каталитический крекинг*).



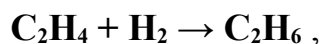
Рис. 12.2. Крекинг нефти

Продукты переработки нефти могут подвергаться дальнейшему технологическому преобразованию.

С целью получения ароматических углеводородов (бензола C_6H_6 и его гомологов C_nH_n) и олефинов (алкенов C_nH_{2n} – этилен, пропилен) нефтепродукты подвергаются *пиролизу* (нагреванию до температуры 700... 1000 °С без доступа воздуха). После их извлечения газ пиролиза может быть использован как газообразное топливо. Выход газа в значительной степени зависит от природы используемого сырья и температуры процесса и может достигать 50 %. Чаще всего пиролизу подвергается *керосин*.

Деструктивная гидрогенизация – каталитический крекинг, осуществляемый при сверхвысоком давлении ($P = 50 \dots 60 \text{ МПа}$) в присутствии *водорода*. При этом происходит не только расщепление

высокомолекулярных углеводородов, но и *обогащение* углеводородных молекул атомами водорода, например



т.е. *этилен* превращается в *этан*.

Деструктивная гидрогенизация позволяет переработать тяжёлые жидкие топлива в лёгкие. Например, из мазута можно получить до 85 % лёгкого моторного топлива (автобензина) и около 15 % ценных горючих газов.

12.2. Свойства мазута

Основным видом жидкого энергетического топлива является *мазут*. Он представляет собой тяжелый остаточный продукт переработки нефти и состоит из наиболее тяжелых углеводородов ($> \text{C}_{20}$). В состав мазута входят также асфальтосмолистые вещества, сернистые соединения, минеральные примеси и влага, перешедшая в мазут из нефти.

Мазут получают на нефтеперерабатывающих заводах одновременно с производством других продуктов (моторных топлив, смазочных масел и др.).

В зависимости от условий переработки нефти (температурная разгонка или крекинг), получают либо *прямогонный мазут*, либо *крекинг-мазут*, который может содержать более сложные и тяжелые жидкие углеводороды – например, гудрон и полугудрон.

Содержание химических элементов в рабочей массе мазутов колеблется в относительно узких пределах:

углерод $\text{C}^r = 86 \dots 89 \%$;

водород $\text{H}^r = 9,6 \dots 12,2 \%$;

сера $\text{S}^r = 0,3 \dots 3,5 \%$;

кислород + азот $\text{O}^r + \text{N}^r = 0,5 \dots 1,7 \%$.

Теплота сгорания мазута Q_i' колеблется от 37 до 42 МДж/кг.

При переработке нефти большая часть *сернистых* соединений (от 70 до 90 %) концентрируется в высококипящих фракциях, составляющих основу мазута. Содержание серы в мазуте – важнейшая характеристика, определяющая, в частности, выбор температуры уходящих газов в теплоэнергетических установках, поскольку оксиды серы, образующиеся в процессе горения, совместно с водяными парами вызывают низкотемпературную коррозию хвостовых поверхностей нагрева. Кроме того оксиды серы являются токсичными соединениями, вызывающими онкологические заболевания.

По общему содержанию серы мазуты подразделяются на классы:

низкосернистый $S^r \leq 0,5 \%$;

малосернистый $0,5 < S^r \leq 1 \%$;

сернистый $1 < S^r \leq 2 \%$;

высокосернистый $2 < S^r \leq 3,5 \%$.

Минеральные примеси мазута представляют собой соли металлов, которые при сжигании мазута частично переходят в оксиды (SiO_2 , MgO , Al_2O_3 , Fe_2O_3), обуславливая образование золы, а также продукты коррозии резервуаров. Отличительной особенностью золы мазута является наличие оксидов ванадия (VO , VO_2 , V_2O_5).

Пентаоксид ванадия V_2O_5 ($t_{пл} = 700 \text{ }^\circ\text{C}$), содержание которого достигает 50 %, разрушает защитную окислительную пленку на поверхностях нагрева, открывая доступ кислорода к металлу, и вызывает так называемую «*высокотемпературную ванадиевую коррозию*» (рис. 12.3). Зольность топочных мазутов обычно не превышает 0,1 %.

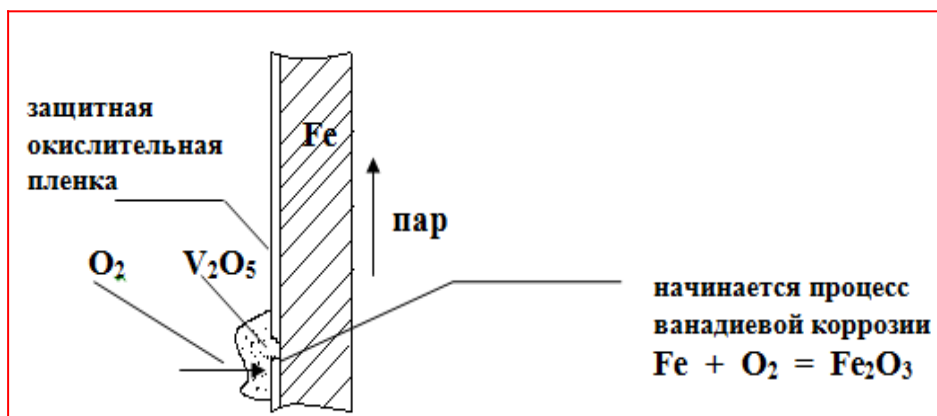


Рис. 12.3. Высокотемпературная ванадиевая коррозия

Согласно стандартам, в мазуте, поставляемом потребителям, содержание воды не должно превышать 1,5 %. Однако при разогреве мазута паром перед сливом из цистерн происходит значительное повышение влагосодержания мазута — до 5 % и более. При сжигании обводненного мазута возрастают аэродинамическое сопротивление и расход энергии на собственные нужды электростанции, при этом уменьшаются адиабатическая температура (теоретическая температура горения) и теплоотдача в топке, вследствие чего снижается КПД котла. Кроме того, влага усложняет эксплуатацию мазутного хозяйства и может привести к расстройству режима горения мазута из-за возможного образования водяных пробок, прерывающих равномерную подачу топлива к форсункам.

Основными характеристиками мазута, оказывающими существенное влияние на его использование, являются:

- вязкость;
- плотность;
- температура вспышки;
- температура воспламенения;
- температура самовоспламенения;
- температура застывания.

Одной из важнейших характеристик мазута является его *вязкость*, в связи с чем она положена в основу маркировки мазута.

Для сравнительной оценки высоковязких продуктов, каким является мазут, обычно пользуются *условной вязкостью*, которая представляет собой отношение времени истечения 200 мл мазута при заданной температуре ко времени истечения такого же объема дистиллированной воды при 20 °С

$$BV_t = \frac{\tau_{\text{маз}}^t}{\tau_{\text{H}_2\text{O}}^{20^\circ\text{C}}}, \text{ } ^\circ\text{BV} .$$

Условная вязкость выражается в градусах условной вязкости (°ВУ) и определяется с помощью вискозиметра Энглера (рис. 12.4).

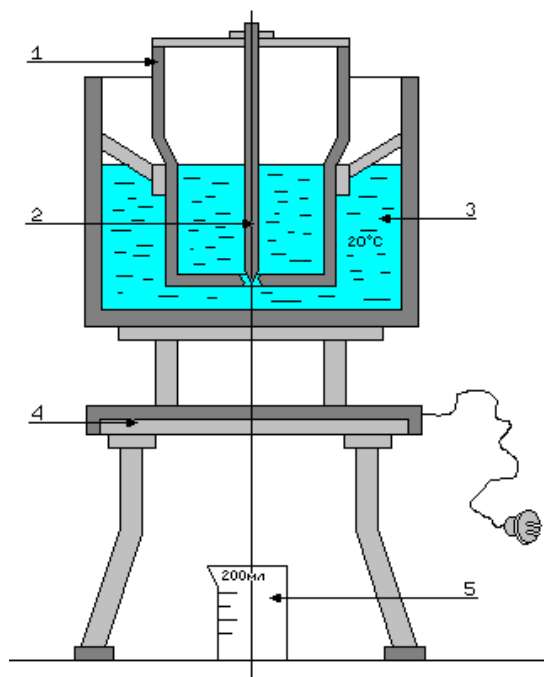


Рис. 12.4. Вискозиметр Энглера:

- 1 – металлический цилиндр; 2 – стержень, закрывающий отверстие в дне;
- 3 – водяная ванна с регулируемым подогревом воды; 4 – электронагреватель;
- 5 – мерный стакан

Стандартные температуры определения вязкости – 50, 80, 100 °С.

В качестве жидкого котельного топлива чаще всего применяется мазут марок М 40 и М 100, условная вязкость которых при температуре 50 °С примерно равна соответственно 40 и 100 °ВУ (рис. 12.5).

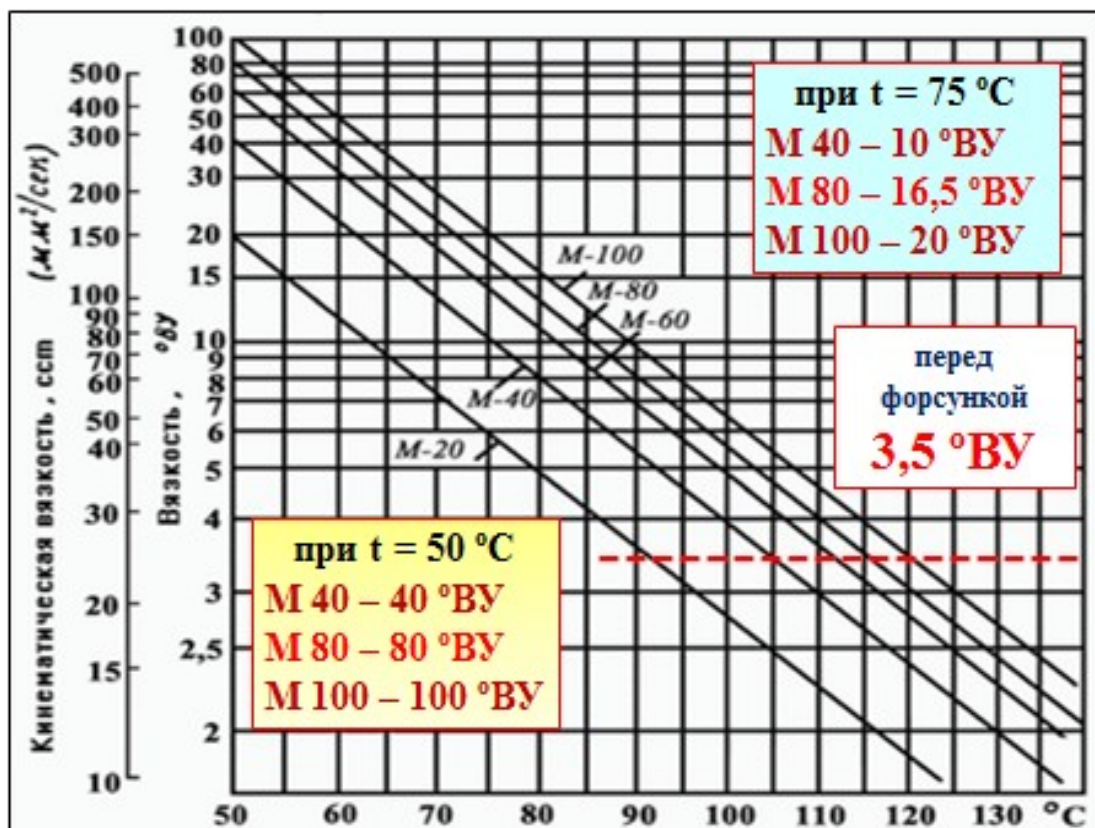


Рис. 12.5. Зависимость вязкости мазутов от температуры

Для нормальной перекачки мазута по трубопроводам и тонкого распыливания мазута в механических форсунках необходимо поддерживать его вязкость не выше 3,5 °ВУ (см. рис. 12.5).

От вязкости мазута зависят затраты энергии на его транспортировку по трубопроводам, время слива из емкости, скорость и полнота отстаивания от воды и механических примесей, эффективность распыления.

Вязкость мазута зависит от температуры, давления и предварительной термообработки.

При увеличении температуры вязкость мазута уменьшается, поэтому для облегчения транспортировки и повышения качества распыления

производят его подогрев (до температуры на 20 °С ниже температуры вспышки). При этом для обеспечения необходимой вязкости температуры подогрева высоковязких и маловязких сернистых мазутов различаются несущественно. Например, для мазутов М 40 и М 100 в случае, если необходимо получить одинаковую вязкость перед механической форсункой (3,5 °ВУ), разница в подогреве должна составлять всего 20 °С (104 и 124 °С).

С ростом давления вязкость мазута повышается, при этом, чем сложнее молекулярное строение компонентов мазута, тем большее влияние оказывает давление на вязкость.

Предварительная термообработка мазута меняет его вязкостные свойства. Связано это с присутствием в мазуте углеводородов, образующих при относительно низких температурах более или менее жесткие структуры.

Для передвижных котельных установок применяется так называемый мазут флотский – марок Ф 5 и Ф 12.

Флотские мазуты относятся к категории легких топлив, топочный мазут марки М 40 – к категории средних топлив, топочный мазут марки М 100 – к категории тяжелых топлив.

Плотность отражает товарное качество нефтепродукта. Показателем плотности пользуются в расчетах для определения вместимости резервуаров мазута, расхода энергии на его перекачку и т. д. Для практических целей часто пользуются относительной плотностью, которая представляет собой безразмерную величину, численно равную отношению плотности мазута при заданной температуре к плотности дистиллированной воды при 4 °С.

$$\rho_{отн} = \frac{\rho_{м}^t}{\rho_{д.в}^{t=4^{\circ}C}}$$

Например, при температуре 20 °С относительная плотность мазута ρ_4^{20} находится в диапазоне от 0,95 до 1,06.

Плотность мазута в сочетании с вязкостью в значительной степени определяет скорость отстаивания его от воды и осаждения механических примесей. При плотности мазута, меньшей плотности воды, отстаивание происходит сравнительно быстро (от 100 до 200 ч) (рис. 12.6). При приближении относительной плотности к единице скорость отстаивания падает, а для мазутов, плотность которых превышает единицу, отстаивание практически не происходит, так как мазут в резервуаре находится ниже воды.

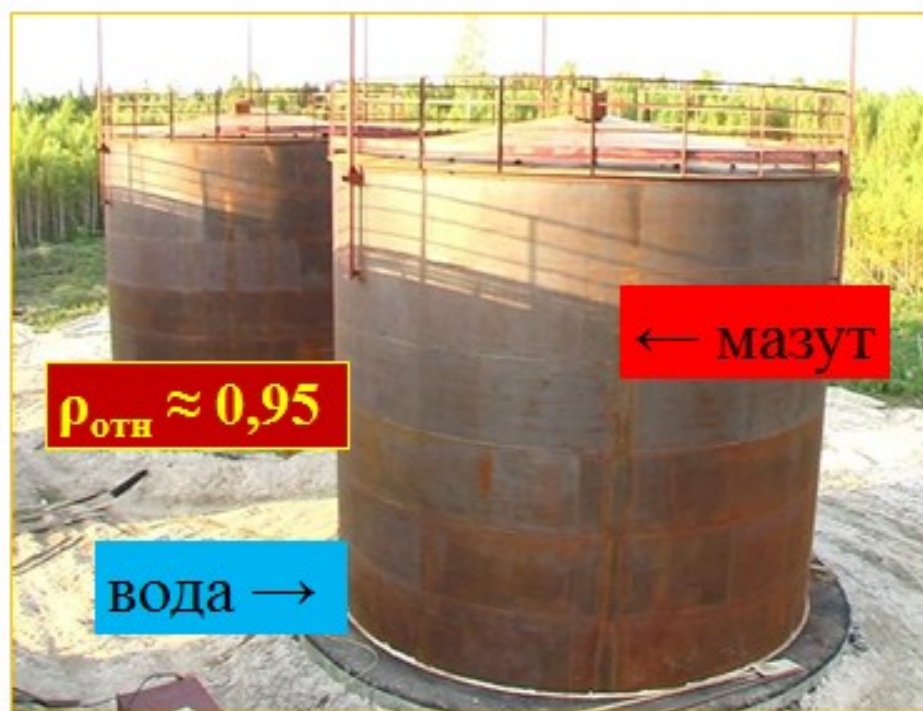


Рис. 12.6. Отстаивание воды в мазутохранилище

Для перекачки мазута, заполнения и слива его из емкостей температура мазута должна быть не ниже 60...70 °С, что соответствует вязкости ~ 30 °ВУ.

С повышением температуры плотность мазутов уменьшается и может быть рассчитана по формуле

$$\rho^p = \rho^{cm} - \beta \cdot (t^p - t^{cm}), \text{ кг/м}^3,$$

где β – коэффициент, зависящий от плотности мазута, кг/(м³·°C) (табл. 12.2); t^p – рабочая температура, °C; $t^{cm} = 20^\circ\text{C}$ – стандартная температура.

Температуры вспышки и воспламенения являются важнейшими эксплуатационными показателями, характеризующими пожароопасность жидкого топлива.

Температурой вспышки называют температуру, при которой пары топлива, нагреваемого в стандартных условиях, образуют с окружающим воздухом горючую смесь, вспыхивающую при поднесении к ней пламени. Горение при этом *моментально прекращается*, т. е. $\tau_{гор} \rightarrow 0$.

Таблица 12.2

Температурный коэффициент объёмного расширения

$\rho^{ст}$ при 20 °C, кг/м ³	β , кг/(м ³ ·°C)
910 – 920	0,620
930 – 940	0,594
950 – 960	0,567
970 – 980	0,541
990 – 1000	0,515

С повышением температуры жидкости скорость испарения увеличивается и при определенной температуре достигает такой величины, что подожженная смесь продолжает гореть после удаления источника воспламенения в течение нескольких секунд (*не менее 5 с*). Такую температуру жидкости принято называть *температурой воспламенения*, или *верхним пределом температуры вспышки* жидкого топлива. При температуре воспламенения жидкостей устанавливается постоянный (стационарный) процесс горения.

Температуры вспышки и воспламенения связаны с температурой кипения соответствующих фракций топлива. Чем легче фракция, тем ниже

температура вспышки и воспламенения. Ниже приведены температуры вспышки некоторых жидких топлив, °С:

бензиновые фракции	до минус 40
сырая нефть	20...40
парафинистые мазуты	50...70
мазут М 40	90
мазут М 100	110
прямогонные мазуты, не содержащие парафинов	140...230.

Температура воспламенения мазутов и других горючих жидкостей (ГЖ) обычно на 30...70 °С выше температуры вспышки

$$t_{\text{всп}} = t_{\text{всп}} + (30...70) \text{ °С.}$$

Температура вспышки легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ – бензин, керосин и пр.) не превышает 45 °С, а температура воспламенения на 1...5 °С выше.

$$t_{\text{всп}} = t_{\text{всп}} + (1...5) \text{ °С.}$$

Существует также понятие *температуры самовоспламенения*, при которой жидкое топливо воспламеняется самопроизвольно, без внешнего источника пламени. Для мазутов она находится в пределах 500...600 °С и снижается в присутствии катализаторов, а также при обогащении воздуха кислородом.

Для транспортировки мазута по трубопроводу и слива его из железнодорожных цистерн большое значение имеет температура, при которой он теряет подвижность, т. е. застывает (*температура застывания*). При определении температуры застывания мазут предварительно подогревают, а затем охлаждают в пробирке до предполагаемой температуры застывания. Температура, при которой уровень мазута в пробирке, наклоненной к горизонту под углом 45°,

остаётся неподвижным в течение 1 мин, принимается за температуру застывания (рис. 12.7).

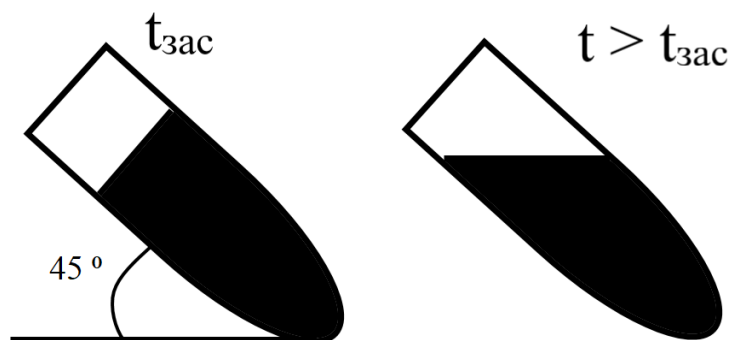


Рис. 12.7. Определение температуры застывания мазута

Прямогонные мазуты, и особенно *крекинг-мазуты*, обладают высокой температурой застывания (до 42 °С), причем она уменьшается при понижении плотности и вязкости. Температура застывания мазута М 40 равна 10 °С, а мазута М 100 равна + 25 °С.

Технологический тракт подготовки мазута на электростанции (рис. 12.8) включает приемно-сливное устройство, основные резервуары для хранения постоянного запаса мазута, мазутонасосную систему, систему трубопроводов для мазута и пара, группу подогревателей мазута и фильтров.

Мазут перед сжиганием необходимо подготовить: удалить механические примеси, повысить давление мазута и подогреть (для снижения потерь давления при транспортировке по трубопроводам и обеспечения тонкого распыливания). Температура в баках поддерживается на уровне 60...80 °С за счет циркуляционного подогрева.

Типовой является двухступенчатая схема подачи топлива, предусматривающая двухступенчатое повышение давления.

Очистка мазута от твердых фракций происходит вначале в фильтрах грубой очистки с размером ячеек 1,5 × 1,5 мм, а затем в фильтрах тонкой

очистки с ячейками 0,3...0,5 мм, установленных перед насосами второй ступени.

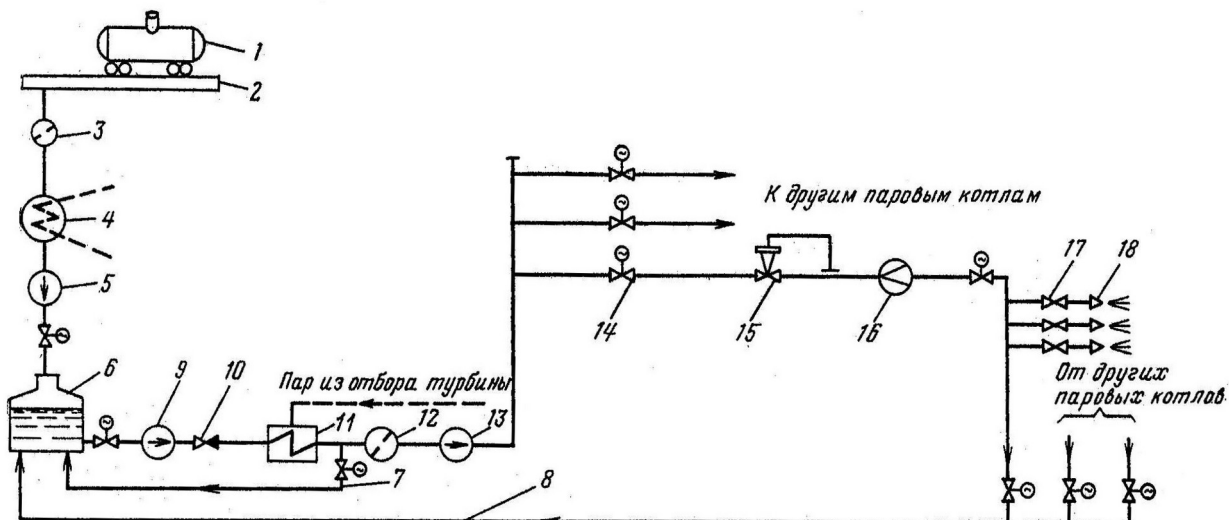


Рис. 12.8. Технологическая схема подготовки мазута на электростанции:

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

13. Газообразное топливо

Газообразное топливо по сравнению с другими видами топлив имеет ряд существенных преимуществ: сгорает при небольшом избытке воздуха, образуя продукты полного горения без дыма и копоти, не дает твердых остатков; удобно для транспортировки по газопроводам на большие расстояния и позволяет простейшими средствами осуществлять сжигание в

установках самых различных конструкций и мощностей. Газообразное топливо делится на *естественное* и *искусственное*. Естественное в свою очередь делится на *природное* и *нефтепромысловое*.

Основным видом газообразного топлива является природный газ *газовых* и *газоконденсатных* месторождений. Природный газ получают из чисто газовых месторождений, где он выбрасывается из недр земли под давлением, достигающим иногда до 100 атм. и более. В процессе добычи природного газа его обычно очищают от сернистых соединений, но часть их (в основном сероводорода) может оставаться. Кроме того, в бытовой газ для обнаружения утечек добавляют так называемые одоризаторы, или одоранты (10 г на 1000 м³ газа), придающие газу специфический запах. В качестве одоранта обычно применяют сернистые соединения – меркаптаны, чаще всего метилмеркаптан CH₃SH или этилмеркаптан C₂H₅SH, которым присущ характерный неприятный запах (так называемые дурнопахнущие соединения во восстановленной серы).

В качестве местного топлива применяются также различные виды искусственных горючих газов – *коксовый*, *доменный*, *пиролиза нефтепродуктов* и др.

Доменный газ является продуктом при выплавке чугуна на металлургических заводах; *коксовый* газ образуется при получении кокса в коксовых батареях; *светильный* газ получается при сухой перегонке угля; *генераторный* газ производят в газогенераторах.

Коксовый и доменный газы используют главным образом на месте в доменном и других цехах металлургического завода.

Нефтепромысловые газы выделяются в большом количестве в районах месторождений нефти, и особенно, в районах эксплуатации нефтяных скважин. При добыче нефти выделяется так называемый *попутный* газ, содержащий меньше метана, чем природный, но больше

высших углеводородов и поэтому выделяющий при сгорании больше теплоты. Проблема полного его использования сейчас весьма актуальна.

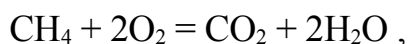
Газообразное топливо представляет собой смесь различных горючих и негорючих газов. Основными горючими составляющими большинства газообразных топлив являются предельные углеводороды: метан CH_4 , содержание которого в большинстве природных газов составляет 90...98 % по объему, этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10} , пентан C_5H_{12} , а также водород H_2 , оксид углерода CO и сероводород H_2S (в редких случаях и в очень малых количествах). Преобладающее содержание метана в природных газах обуславливает близость их физических свойств и теплотехнических характеристик.

Теплота сгорания большинства природных газов находится в сравнительно узком диапазоне $Q_i^d = 35,5... 37,7$ МДж/м³ (8000...9000 ккал/м³). Для сравнения: теплота сгорания метана $Q_i^d = 8555$ ккал/м³.

Негорючий балласт природного газа, как правило, состоит из двуоксида углерода CO_2 и азота, а в некоторых случаях – незначительного количества гелия и других газов.

Свойства отдельных компонентов

Метан CH_4 является наиболее легким из углеводородов, не имеет ни цвета, ни запаха. При полном сгорании метана, согласно реакции



образуются двуокись углерода и водяной пар. Как уже было отмечено, метан является основным компонентом любого природного газа, а также содержится и в большинстве искусственных газов.

Тяжелые углеводороды – это собирательное название всех углеводородов с числом атомов углерода в молекуле не менее двух.

Химическая формула тяжелых углеводородов в общем виде записывается C_mH_n . Различают *предельные* углеводороды, у которых молекула полностью насыщена атомами водорода, и *непредельные* углеводороды, у которых число атомов водорода в молекуле меньше, чем у предельных углеводородов при одном и том же количестве атомов углерода.

К *предельным* тяжелым углеводородам относятся углеводороды, характеризующиеся общей формулой C_nH_{2n+2} , и образующие, таким образом, вместе с метаном единый гомологический ряд (парафиновые углеводороды, или алканы). В состав газообразного топлива могут входить те из них, которые при своем парциальном давлении и данной температуре топлива сами находятся в газообразном состоянии. К их числу относятся этан, пропан и бутан. В небольшом количестве в нем могут содержаться также пары пентана и даже еще более тяжелых углеводородов. Все эти углеводороды бесцветны и не имеют запаха. Их физические свойства напрямую зависят от молекулярной массы: чем она выше, тем больше они отклоняются от свойств идеальных газов.

Токсические свойства предельных углеводородов также связаны с молекулярной массой, усиливаясь с ее увеличением. Так, если метан для организма человека безвреден (конечно, когда он находится в воздухе не в таком количестве, что вызывает удушье, связанное с нехваткой кислорода), то пропан вызывает головокружение при двухминутном пребывании человека в атмосфере, содержащей 10 % этого газа. Газы, содержащиеся в значительном количестве высокомолекулярные предельные углеводороды, обладают наркотическими свойствами.

Этан C_2H_6 – газ, по плотности близкий к воздуху; при обычных условиях он может рассматриваться как идеальный газ.

Пропан C_3H_8 – это уже тяжелый газ, плотность которого равна плотности двуокиси углерода. При обычных условиях он достаточно близок к началу конденсации: при нормальном давлении пропан переходит в

жидкое состояние при температуре минус 44 °С, а при температуре 20 °С для этого необходимо давление 0,85 МПа.

Бутан C_4H_{10} – газ, имеющий два изомера (разновидности с одинаковой химической формулой и, следовательно, с одинаковым молекулярным весом), отличающиеся расположением атомов в молекуле: *н-бутан* и *изо-бутан*. Обе разновидности легко переходят при нормальном давлении в жидкое состояние при температурах соответственно минус 0,5 °С и минус 10,5 °С; при температуре 20 °С для превращения их в жидкость достаточно давления соответственно 0,21 и 0,32 МПа.

Этан, пропан и бутан обычно входят в состав тех же газообразных топлив, что и метан, но в значительно меньшем количестве. В связи с этим парциальные давления этих газов, особенно пропана и бутана, очень малы, вследствие чего в составе топлива они могут рассматриваться как идеальные газы.

К *непредельным* тяжелым углеводородам, которые могут входить в состав газообразного топлива, относятся *этилен* C_2H_4 и его ближайшие гомологи – *пропилен* C_3H_6 и *бутилен* C_4H_8 (бутилен имеет три изомера: *бутилен-1*, *бутилен-2* и *изо-бутилен*). Общая формула углеводородов этиленового гомологического ряда (олефиновых углеводородов, или алкенов) C_nH_{2n} . По своим физическим свойствам они близки к соответствующим предельным углеводородам. Они входят в довольно большом количестве в газы, получаемые при переработке нефтепромысловых газов и нефти. Следует иметь в виду, что олефины являются ценным технологическим сырьем, поэтому обычно они извлекаются, из горючего газа перед использованием его в качестве газообразного топлива.

Кроме непредельных углеводородов этиленового ряда, в некоторых газообразных топливах (например, в коксовом газе) содержится *бензол* C_6H_6 – простейший углеводород *ароматического* ряда. Бензол является

высокотоксичным газом, содержание его в воздухе в количестве 0,8 % по объему является смертельным для человека. Предельно допустимая концентрация бензола в воздухе составляет 0,0014 % по объему, или 0,05 мг/л.

При полном сгорании любого из тяжелых углеводородов образуются двуокись углерода и водяной пар.

Балласт газообразного топлива, как уже было отмечено, состоит из диоксида углерода и азота.

Диоксид углерода (углекислый газ) CO_2 – инертный негорючий газ, не имеющий ни цвета, ни запаха. При температуре минус 78 °С и нормальном давлении он переходит из газообразного состояния непосредственно в твердое, минуя жидкую фазу. Углекислый газ обладает токсичностью, но она проявляется лишь при достаточно высокой концентрации CO_2 в воздухе (около 5–10 %).

К основным свойствам газообразных горючих относятся плотность, влажность, запыленность, взрывоопасность, токсичность, температура самовоспламенения, число Воббе и др.

Плотность природных газов близка к плотности основного компонента – метана и изменяется обычно в узких пределах $\rho_{\text{г}} = 0,7 \dots 0,8 \text{ кг/м}^3$.

Перед подачей потребителям природный газ подвергают осушке от паров воды до влагосодержания 0,05...0,5 г/м³. Если газ содержит сернистые соединения, то их удаляют в процессе его очистки.

Повышенная *влажность* горючих газов уменьшает их теплоту сгорания, вызывает коррозию оборудования и т. п. Принято считать, что концентрация водяного пара в природном газе соответствует состоянию насыщения при температуре газа в трубопроводе.

Запыленность, особенно высокая у попутных газов (например, доменных), вызывает сильный эрозионный износ оборудования.

Газы обладают многими достоинствами:

- как горючее для двигателей внутреннего сгорания (ДВС) – высокие антидетонационные свойства,
- широкие пределы воспламенения (по избытку воздуха),
- хорошие условия смесеобразования,
- меньший, чем в ДВС на жидком горючем, износ оборудования,
- снижение требований к качеству смазочных материалов и т. п.

Однако все горючие газы имеют высокую температуру самовоспламенения и поэтому нуждаются в постороннем источнике зажигания. Температуры самовоспламенения газообразных горючих не являются строгими константами, а зависят от состава и условий нагревания газа и заметно расходятся по данным различных авторов.

Большинство горючих газов и пары жидких топлив содержат токсичные компоненты, среди которых наиболее опасны оксид углерода CO и сероводород H₂S. Пребывание в атмосфере, содержащей 1 % этих газов, в течение 1–3 мин может привести к летальному исходу. В искусственных газах, кроме этого, могут содержаться в небольших количествах аммиак NH₃, сульфид углерода CS и чрезвычайно токсичный цианистый водород HCN.

Природные и искусственные горючие газы невидимы и почти не имеют запаха (при отсутствии сероводорода), поэтому они очень опасны в случае проникновения их в помещение через неплотности в газопроводах и арматуре. Чтобы своевременно обнаружить присутствие газа в помещениях, к нему добавляют сильно пахучее вещество – *одорант*. В качестве одоранта обычно применяют дурнопахнущие соединения восстановленной сере, чаще всего метилмеркаптан CH₃SH или этилмеркаптан C₂H₅SH, которым присущ характерный резкий неприятный запах.

Взрывоопасность определяется содержанием H_2 и CO , которые образуют взрывчатые смеси с воздухом. Эти смеси взрывоопасны при содержании H_2 от 4 до 74 % и CO от 12,5 до 74 %.

Горючие газы в смеси с воздухом взрывоопасны, при этом они могут воспламеняться (взрываться) только тогда, когда содержание газа в смеси находится в определенных пределах. В связи с этим различают *нижний* и *верхний* концентрационные пределы воспламеняемости (взрываемости) (рис. 13.1).

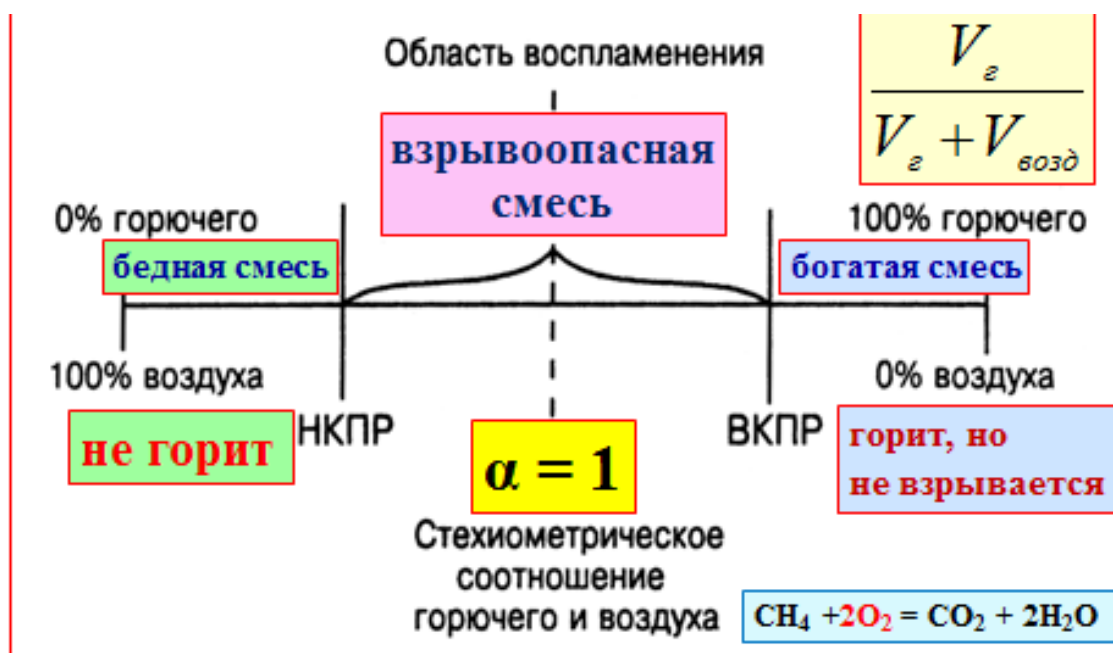


Рис. 13.1. Нижний и верхний концентрационные пределы

Нижний предел воспламеняемости соответствует *минимальному*, а верхний – *максимальному* количеству газа в смеси, при котором происходит его *воспламенение* (при зажигании) и *самопроизвольное* (без притока тепла извне) *распространение пламени* (самовоспламенение). Эти же пределы соответствуют и условиям взрываемости газозвушных смесей.

Если содержание газа в газозвушной смеси меньше нижнего предела воспламеняемости (так называемая *бедная смесь*), то смесь гореть

(и взрываться) не может, поскольку выделяющейся вблизи источника зажигания теплоты недостаточно для подогрева смеси до температуры воспламенения (см. рис. 13.1).

Если содержание газа в смеси находится между нижним и верхним пределами воспламеняемости, подожженная смесь воспламеняется и горит как вблизи источника зажигания, так и при его удалении. Такая смесь является *взрывоопасной*, т.е. способна взрываться от внешнего источника зажигания. Чем шире диапазон пределов воспламеняемости и ниже нижний предел, тем более взрывоопасен газ.

Наконец, если содержание газа в смеси превышает верхний предел воспламеняемости (*богатая смесь*), то количества воздуха в смеси недостаточно для полного сгорания газа.

Пределы воспламеняемости газов в смеси с воздухом приведены в табл. 13.1.

Обогащение воздуха кислородом расширяет концентрационные пределы воспламенения.

Существование пределов воспламеняемости вызывается тепловыми потерями при горении. При разбавлении горючей смеси воздухом, кислородом или инертным газом тепловые потери возрастают, скорость распространения пламени уменьшается, и при удалении источника зажигания горение прекращается.

Таблица 13.1

Концентрационные пределы воспламеняемости

(при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $p = 101,3\text{ кПа}$)

Водород	4,0	75,0
Оксид углерода	12,5	74,0
Метан	5,0	15,0
Этан	2,1	9,5

При увеличении температуры смеси пределы воспламеняемости расширяются, а при температуре, превышающей температуру *самовоспламенения*, смеси газа с воздухом или кислородом горят при любом объемном соотношении.

Следует отметить, что пределы воспламеняемости зависят не только от видов горючих газов, но и от условий проведения экспериментов (направления распространения пламени – вверх, вниз или горизонтально, вместимости сосуда, тепловой мощности источника зажигания, температуры смеси и др.). Например, при распространении пламени сверху вниз или горизонтально диапазон сужается, т.е. нижние пределы несколько возрастают, а верхние – снижаются. Этим объясняются несколько отличающиеся друг от друга значения пределов, приведённые в различных литературных источниках. Пределы воспламеняемости сложных горючих газов, не содержащих балластных примесей, определяются по правилу аддитивности.

Число Воббе газообразного топлива – это отношение теплоты сгорания к корню квадратному из относительной плотности газа

$$W_{ob} = \frac{Q_i^d}{\sqrt{\rho_c}}$$

Газы с одинаковым (близким) числом Воббе при равном давлении истечения могут использоваться один вместо другого без замены горелки.

При использовании газов с разными числами Воббе к одной горелке газ с меньшим числом Воббе должен подводиться при большем давлении.

14. Биотопливо

Среди топливно-сырьевых источников потенциально мощнейшим на планете является *биомасса*. Ежегодный прирост только растительной

биомассы (в топливном эквиваленте) составляет $3,0 \cdot 10^{18}$ кДж, в то время как годовое потребление нефти, газа и угля в мире находится на уровне около $5,1 \cdot 10^{17}$ кДж.

Рост выбросов парниковых газов, увеличение потребления воды, её загрязнение, истощение земель и запасов природных энергоресурсов вынуждают искать новые источники энергии. По прогнозам, вклад биомассы как дополнительного источника энергии к 2040 г. достигнет 23,5 % от общего мирового энергопотребления.

Впервые определение биомассы как «любого органического вещества, доступного на возобновляемой основе, включая сельскохозяйственные культуры и отходы, древесину и древесные остатки, отходы животноводства и бытовые отходы» было сформулировано в 1980 г.

В настоящее время в странах Европейского Союза биомасса определяется как «биоразлагаемая часть продукции, отходов и остатков сельского хозяйства (растительного и животного происхождения), лесного хозяйства и смежных отраслей, а также органическая часть промышленных и бытовых отходов».

В России «биомассой называют все виды веществ растительного и животного происхождения, продукты жизнедеятельности организмов и органические отходы, образующиеся в процессах производства, потребления продукции и на этапах технологического цикла отходов».

Таким образом, исходя из рассмотренных определений, можно выделить группы ресурсов, относящихся к биомассе:

- *растительная биомасса*, образующаяся на основе фотосинтеза и включающая различные виды растений;

- *биомасса животного происхождения*, представляющая отходы жизнедеятельности и переработки животных;

- *органические отходы*, образующиеся в процессе производства продукции, ее конечного потребления и на этапах технологического цикла отходов.

Согласно международной классификации к растительной биомассе можно относить также и торф, но только в странах, обладающих его значительными запасами, к которым, прежде всего, относятся Россия и Канада.

14.1. Топливные гранулы (пеллеты)

Рост тарифов на традиционные виды топлива мотивирует активное внедрение альтернативных видов топлива, одним из которых стали *пеллеты*, или *топливные гранулы*, завоевавшие прочное место на мировом рынке биотоплива.

Пеллеты представляют собой спрессованные цилиндры диаметром $4 \div 10$ мм, длиной $2 \div 5$ см (рис. 14.1), переработанные из высушенных отходов лесоперерабатывающего производства: древесные опилки, стружка, кора, сучки, ветки и т. д.

Содержание энергии в 1 кг древесных гранул примерно соответствует 0,5 л жидкого топлива.

Топливные гранулы – экологически чистое топливо с содержанием золы не более 3 %. Кроме экономического эффекта, использование пеллет способствует снижению выбросов парниковых газов в атмосферу, поскольку при сжигании гранул в атмосферу выбрасывается ровно столько CO_2 , сколько было поглощено растениями во время их роста.



Рис. 14.1. Древесные гранулы (пеллеты)

Гранулы менее подвержены самовоспламенению, так как не содержат пыли и спор, которые также могут вызывать аллергическую реакцию у человека.

Гранулы отличаются от обычной древесины высокой сухостью ($8\div 12\%$ влаги против $30\div 50\%$ в дровах) и большей – примерно в полтора раза – плотностью.

Эти качества обеспечивают высокую теплотворную способность по сравнению со щепой или дровами – при сгорании 1 т гранул выделяется приблизительно 5 тыс. кВт·ч тепла (при теплоте сгорания около 18 МДж/кг), что в полтора раза больше, чем у обычных дров.

Низкая влажность – это не только преимущество гранул как топлива, но и проблема их производства. Сушка может оказаться одной из основных статей расходов при производстве топливных материалов из отходов деревообработки. Кроме того, в зависимости от производства, сбор, сортировка и очистка сырья также могут повлечь дополнительные затраты. Процесс сушки важно тщательно спланировать, что позволит уменьшить риски, связанные с качеством готовой продукции, ее

себестоимостью и пожароопасностью производства. Лучшим вариантом является производство биотоплива из сухой стружки.

Одно из важнейших преимуществ топливных гранул – высокая и постоянная насыпная плотность, позволяющая относительно легко транспортировать этот сыпучий продукт на большие расстояния. Благодаря правильной форме, небольшому размеру и однородной консистенции продукта гранулы можно пересыпать через специальные рукава, что позволяет автоматизировать процессы погрузки-разгрузки, а также сжигания этого вида топлива.

Различают два вида пеллет. К первому относятся гранулы для отопления жилых домов, которые из-за особой белизны называют «белыми». Этот высококачественный вид гранул продается значительно дороже, чем гранулы для больших котельных (промышленные пеллеты), которые, как правило, большего диаметра, чем «белые». Промышленные гранулы из-за наличия в них высокой доли коры не имеют такого белого цвета, как гранулы для жилых помещений. Соотношение потребления гранул для частного отопления и для промышленных систем составляет примерно 1:10.

Гранулы больших размеров называются *брикетами*. Топливные брикеты выпускаются на специальном оборудовании. Также серийно выпускаются прессы, которые могут выпускать одновременно и гранулы, и брикеты, и они уже используются в России. Древесностружечные брикеты, как правило, используются для бытовых систем отопления и имеют различные размеры и форму.

Стоимость древесных брикетов на европейском рынке может быть иногда выше стоимости гранул, но они занимают и значительно меньший сегмент рынка сжатых топлив. Соотношение выпуска топливных брикетов и гранул в мире составляет примерно 1:20.

Энергетический лес – деревья и кустарники, выращиваемые для энергетических нужд, в частности, для производства топливных гранул. Виды используемых для этого растений: быстрорастущие культуры – эвкалипт, тополь, ива, акация и др. Испытано около 20 различных видов растений – древесных, кустарниковых и травянистых, в том числе кукуруза и сахарный тростник. Раз в несколько лет деревья срубают, и урожай может составлять около 7 т/га в год. Собранная биомасса используется для производства тепловой и электрической энергии, а также может служить в качестве сырья для производства различных видов жидкого биотоплива (например, биоэтанола).

14.2. Биогаз

Методы энергетического использования биомассы весьма разнообразны. Биомасса животного происхождения перерабатывается биохимическими методами (анаэробное сбраживание, ферментация), позволяющими получить *биогаз*, состоящий в основном из метана и диоксида углерода.

Органическая часть промышленных и бытовых отходов, как правило, утилизируется на свалках с использованием технологии анаэробного разложения с получением *свалочного газа*.

Растительная биомасса, как правило, перерабатывается путем прямого сжигания для выработки тепловой энергии или путем термохимической газификации, позволяющей получить *генераторный газ*, основными горючими компонентами которого являются водород и оксид углерода и который может быть использован для выработки широкого спектра энергетической продукции.

Биохимическая переработка растительной биомассы позволяет получить топливный спирт и горючий газ. В последние десятилетия широко исследуются различные методы химической и термохимической

переработки растительной биомассы с получением жидких топлив – аналогов нефти и др.

Биогаз, как правило, получают путем *анаэробного* (без кислорода) брожения биомассы. В качестве биомассы могут использоваться свалочные отходы, отходы скотобоев, животноводства и птицеводства (навоз), сельского хозяйства (силос), некоторые культуры (например, рапс), твердые бытовые отходы (ТБО), в том числе твердый остаток сточных вод на полях орошения.

По теплотворной способности 1 м³ биогаза эквивалентен 0,6–0,8 м³ природного газа, 0,4–0,6 л бензина, 0,7 л мазута, 1,5 кг дров, 3 кг навозных брикетов.

Большая часть производимого сейчас в мире биогаза применяется для получения электроэнергии и тепла, и лишь незначительная часть используется в качестве моторного топлива.

Биогаз получают в специальных установках – *метантанках*, или анаэробных колоннах. Их оборудуют на полигонах ТБО, на крупных биогазовых заводах, а также на небольших фермах – в виде малых (односемейных) биогазовых установок. Особенно эффективно производство биогаза в рамках крупных агропромышленных комплексов, где обеспечивается практически безотходный технологический цикл. Это один из лучших способов сохранения экологического равновесия, поскольку предотвращаются выбросы метана в атмосферу. Известно, что влияние метана на парниковый эффект в 21 раз сильнее, чем углекислого газа, причём сохраняется метан в атмосфере до 12 лет.

14.2.1. Способы получения биогаза

Термин «*био*», в отличие от ископаемого природного газа, указывает на его «биологическое» происхождение.

К биогазу относятся:

- газ, выделяющийся в процессе очистки сточных вод

- газ, выделяющийся в процессе *брожения* органических отходов
- газ, выделяющийся в процессе *гниения мусора* (свалочный газ).

Что подразумевается под термином «*органические отходы*»?

Органические отходы – это отходы растительного и животного происхождения. В этих отходах аккумулирована и сконцентрирована солнечная энергия в виде углеводов, жиров и белков. Благодаря соответствующей переработке (например, сбраживанию) из органических отходов может быть получен биогаз.

Биогаз получают путем анаэробного брожения биомассы под воздействием трёх видов бактерий: *гидролизных, кислотообразующих и метанобразующих*. При этом микроорганизмы (бактерии), содержащие углеводы, белки (протеин) и жиры, преобразуются в основном в метан и двуокись углерода. В цепочке питания последующие бактерии питаются продуктами жизнедеятельности предыдущих, причём необходимо поддержание анаэробных условий, т.е. отсутствие кислорода.

Процесс протекает через множество стадий, которые инициируются, соответственно, микроорганизмами с различным типом обмена веществ. Прежде всего, полимерные составляющие биомассы, такие как целлюлоза, лигнин, протеин, благодаря микробиологическим экзоферментам преобразуются в мономерные (низкомолекулярные) вещества. В свою очередь, низкомолекулярные компоненты с помощью спиртосодержащих микроорганизмов разлагаются на спирты, органические кислоты, диоксид углерода (CO_2) и водород (H_2). Спирты и органические кислоты посредством ацетогенезных бактерий переходят в уксусную кислоту и водород. Последняя стадия заключается в преобразовании диоксида углерода, водорода и уксусной кислоты в конечные продукты: метан (CH_4) и воду.

14.2.2. Сырье для получения биогаза

Перечень бытовых и производственных отходов, подлежащих переработке в биотопливо:

Растительные (садовые) отходы:

- трава, сено и водоросли;
- кустарники, сучья, пни и другие отходы древесины;
- отходы цветоводства и овощеводства;
- листва, зелень, сорняки, падалица;
- балконные и горшечные растения.

Бытовые отходы:

- очистки фруктов и овощей;
- кофейная гуща и спитый чай;
- навоз домашних животных, птичий помёт, наполнитель для кошачьего туалета, фекальные осадки;
- яичная скорлупа;
- пакеты для компоста.

Пищевые отходы:

- зерновая и мелассная послеспиртовая барда, пивная дробина;
- отходы рыбного и забойного цеха (кровь, жир, кишки, каныга);
- свекольный жом;
- отходы молокозаводов – солёная и сладкая молочная сыворотка;
- отходы от производства соков – жом (фруктовый, ягодный, овощной), виноградная выжимка;
- отходы производства крахмала и патоки – мезга и сироп;
- отходы переработки картофеля, производства чипсов – очистки, шкурки, гнилые клубни;
- фрукты, овощи, салат;
- хлеб и печенье;
- сыр и различные жиры;

- кофейная пульпа;
- мясо и рыба.

Кроме отходов биогаз можно производить из специально выращенных энергетических сельскохозяйственных культур, например, из рапса, силосной кукурузы и пр., а также из отходов производства биодизеля (технический глицерин от производства биодизеля из рапса).

Бытовые отходы, не подлежащие переработке в биотопливо:

- пластмасса, синтетические материалы, нержавеющая проволока;
- камни, стекло, батарейки;
- медикаменты;
- чёрные и цветные металлы, жестяные консервные банки;
- текстиль, пылесборные мешки (для пылесоса);
- нефтепродукты (минеральное масло);
- средства по очистке улицы, зола.

14.2.3. Способы использования органических отходов

Переработка органических отходов подразумевает следующие возможности:

- утилизация – разложение на полезные составные части;
- выработка электроэнергии и тепла;
- сбраживание (ферментация) и компостирование.

В результате разложения бытовые отходы разделяются на составные части и вновь используются – этот процесс называется *утилизацией*.

Отходы, обладающие высокой калорийной способностью, могут быть использованы в качестве топлива в дополнение к традиционным источникам энергии для производства электроэнергии и тепла.

В результате *ферментации* происходит как утилизация органического сырья, так и получение дополнительной энергии:

- сбраживаемый материал возвращается в цикл в виде органического удобрения, способствует росту растений – таким образом, цикл становится замкнутым;
- биогаз используется в качестве возобновляемого источника энергии.

Таким образом, сбраживание является наиболее выгодным и экологически сбалансированным способом переработки биоматериалов.

В отличие от *сбраживания*, процесс *компостирования* протекает с доступом воздуха. В результате, образуется твёрдый продукт – *компост*. При этом в куче компоста непременно протекают анаэробные процессы, приводящие к образованию парниковых газов, загрязняющих окружающую среду.

14.2.4. Состав биогаза

Состав биогаза зависит от состава исходного сырья, способа получения и режима эксплуатации метанового реактора (*метантенка*).

Основными составляющими биогаза являются метан (CH_4) и диоксид углерода (CO_2). Кроме того в небольших количествах могут присутствовать азот (N_2), кислород (O_2), сероводород (H_2S), водород (H_2) и аммиак (NH_3).

Основным горючим компонентом, определяющим энергетическую ценность биогаза, является метан, среднее содержание которого во влажном газе составляет порядка 55-65 %.

Сероводород H_2S и аммиак NH_3 (их содержание, как правило, не превышает 1 %), подлежат обязательному удалению в процессе подготовки газа к потреблению, поскольку, кроме дурного запаха, эти компоненты представляют серьёзную опасность для жизнедеятельности человека, а также могут вызывать коррозию оборудования.

Основным балластом является диоксид углерода CO₂, содержание которого составляет, как правило, 35-45 %.

Выход биогаза зависит от содержания сухого вещества и вида используемого сырья. Из тонны навоза крупного рогатого скота получается 50-65 м³ биогаза с содержанием метана до 60 %, из различных видов растений – 150-500 м³ биогаза с содержанием метана до 70 %. Максимальное количество биогаза (1300 м³ с содержанием метана до 87 %) можно получить из жира.

Различают *теоретический* (физически возможный) и *технически реализуемый* выход газа. В 1950-70-х годах XX в. технически возможный выход газа составлял всего 20-30 % от теоретического. Сегодня применение энзимов, бустеров для искусственной деградации сырья (например, ультразвуковых или жидкостных кавитаторов) и других приспособлений позволяет увеличивать выход биогаза на самой обычно установке с 60 % до 95 %.

В табл. 14.1 приведены характеристики биогаза, полученного из различного сырья.

Большая часть сырья, особенно отходы животноводства и растениеводства, достаётся практически бесплатно, что делает производство биогаза весьма перспективным направлением.

Несколько иначе выглядит производство так называемого *энергетического леса*. Это направление биоэнергетики, во-первых, попадает под конкуренцию производству продуктов питания, а, во-вторых, монокультуры могут отрицательно воздействовать на ландшафт.

Таблица 14.1

Сравнительные характеристики различных биологических отходов

Материал	Выход биогаза, м ³ на 1 тонну сырого продукта	Содержание метана, %
----------	--	----------------------

Кукурузный силос	202	52
Травяной силос	172	54
Ржаной силос	163	52
Кормовая свёкла	111	51
Бытовые отходы	100	61
Куриный помёт	80	60
Свекольный жом	67	72
Свиной навоз	60	60
Навоз рогатого скота	45	60
Зерновая барда	40	61
Свиная навозная жижа	28	65
Навозная жижа рогатого скота	25	60

14.2.5. Производство биогаза

Существуют как *промышленные*, так и *кустарные установки*. Промышленные установки отличаются от кустарных наличием механизации, систем подогрева, гомогенизации, автоматике.

Наиболее распространённый промышленный метод – *анаэробное сбраживание* в *метантанках* (рис. 14.2).

Промышленная установка по производству биогаза включает в себя: ёмкость гомогенизации, загрузчик твёрдого (жидкого) сырья, реактор, мешалки, газгольдер, система смешивания воды и отопления, газовая система, насосная станция, сепаратор, приборы контроля, КИПиА с визуализацией, система безопасности.



Рис. 14.2. Схема промышленной установки по производству биогаза

Принцип работы установки

Сырье (отходы или зелёная масса) смешивается и измельчается до получения полужидкой гомогенной массы в приёмной ёмкости гомогенизации, откуда с помощью насосной станции или загрузчика подаётся в биореактор-метантанк (ферментатор), где подвергается анаэробному (без доступа воздуха) брожению.

Реактор представляет собой подогреваемый и утепленный (теплоизолированный) резервуар, оборудованный миксерами. Стройматериалом для промышленного резервуара чаще всего служит железобетон или сталь с покрытием. В малых установках иногда используются композиционные материалы.

В реакторе образуются и живут полезные бактерии, питающиеся биомассой. Продуктом жизнедеятельности бактерий является биогаз.

Для поддержания жизни бактерий требуется подача «корма», подогрев до 35–38 °С и периодическое перемешивание. Процесс получения биогаза длится обычно около месяца.

Применяются два режима брожения: *мезофильный* (25–38 °С, оптимум 37 °С, используются мезофильные бактерии) и *термофильный* (45–60 °С, оптимум 56 °С, используются термофильные бактерии). Для интенсификации брожения добавляются катализаторы (глюкоза и целлюлоза).

Образующийся биогаз скапливается в хранилище (газгольдере), затем проходит систему очистки и конденсатор (для удаления влаги) и под собственным давлением (не более 0,5 атм) подаётся к потребителям (котёл или электрогенератор). Реактор работает без доступа воздуха, герметичен и неопасен.

Полностью автономный, энергонезависимый биореактор потребляет 10-25 % вырабатываемого газа для собственных нужд (осуществления термостатирования и перемешивания). Твердый остаток накапливается в бункере-отстойнике и является хорошим обеззараженным удобрением (содержание азота – 3,5 кг/т, фосфора – 0,8 кг/т, калия – 1,4 кг/т). При оптимальном режиме сбраживания этот остаток не превышает 30 % от массы исходного сырья.

В зависимости от целевого назначения биогазовой установки объём ферментатора варьируется от 1 до 5000 м³. Например, в фермерских хозяйствах Северной Америки наиболее популярны ферментаторы объёмом 50–130 м³, обеспечивающие семью из 3–7 человек биосистемой с замкнутым циклом, включающим в себя выработку биогаза для бытовых нужд, функции местной канализации и получение удобрений.

Для сбраживания некоторых видов сырья в чистом виде требуется особая *двухстадийная технология*. Например, птичий помёт и спиртовая барда не перерабатываются в биогаз в обычном реакторе. Для переработки

такого сырья необходим дополнительно реактор гидролиза. Такой реактор позволяет контролировать уровень кислотности – таким образом, бактерии не погибают из-за повышения содержания кислот или щелочей.

Возможна переработка этих же субстратов по *однотадийной технологии*, но при коферментации (смешивании) с другими видами сырья, например, с навозом или силосом.

Факторы, влияющие на процесс брожения: температура, влажность среды, уровень рН, соотношение С : N : Р, площадь поверхности частиц сырья, частота подачи субстрата, замедляющие вещества, стимулирующие добавки.

Температура

Метановые бактерии проявляют свою жизнедеятельность в пределах температуры от 0 до 70 °С. При более высоких температурах они начинают гибнуть, за исключением нескольких штаммов, которые могут жить при температуре среды до 90 °С. При минусовой температуре они выживают, но прекращают своё размножение. За нижний температурный предел на практике обычно принимают 3÷4 °С.

Площадь поверхности частиц сырья

Чем меньше частички субстрата и чем более волокнистый субстрат, тем больше площадь взаимодействия для бактерий, тем легче и быстрее бактериям разлагать субстрат. Кроме того, его проще перемешивать, смешивать и подогревать без образования плавающей корки или осадка. Степень измельчения сырья оказывает существенное влияние на выход газа и длительность периода брожения. Чем меньше период брожения, тем лучше должен быть измельчён материал.

14.3. Свалочный газ

Свалочный газ – одна из разновидностей биогаза, получаемого на свалках из муниципальных бытовых отходов.

Англоязычный термин «*landfill*» (рус. свалка) устоялся только в 50-х годах XX в. До этого применялись термины *sanitary-fill* и *sanitary land-fill*.

Система сбора свалочного газа для последующего его использования состоит ряда труб, монтирующихся по мере роста свалки (рис. 14.3).



Рис. 14.3. Трубопроводы для сбора свалочного газа

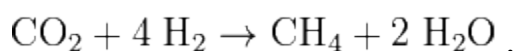
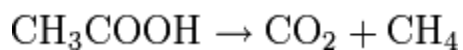
Прокладываются траншеи, которые выстилаются тканью и засыпаются на несколько сантиметров щебнем, а затем укладываются трубы.

При разрастании свалки наращивается и закладывается в землю новая система трубопроводов. Поверх труб засыпаются бытовые отходы.

Газ поступает в трубы и транспортируется к потребителю. Постепенно свалка может слиться с окружающей природой, образуются холмы, засаженные растениями.

Свалочный газ образуется на городских свалках благодаря *бактериологическому* и *биохимическому* разложению органических составляющих мусора.

Гниение мусора происходит под воздействием бактерий, принадлежащих к двум большим семействам: ацидогенов и метаногенов. *Ацидогены* производят первичное разложение мусора на летучие карбоновые кислоты, *метаногены* перерабатывают летучие карбоновые кислоты в метан CH₄ и диоксид углерода CO₂:



При этом протекают как *аэробные*, так и *анаэробные* процессы разложения, которые в начальный период могут быть разделены на следующие друг за другом фазы, а к завершению процесса разложения протекают одновременно.

- ***Аэробная фаза.*** В результате этих реакций расходуется присутствующий кислород воздуха, при этом образуются водяные пары, азот, углекислый газ и высокомолекулярные продукты разложения. При неплотной загрузке мусора или при смешении строительного мусора и бытовых отходов со стороны периферийной зоны может осуществляться постоянный приток кислорода, так что аэробные процессы стабильно протекают в течение длительного периода времени.

- ***Анаэробная безметановая фаза.*** Это так называемая фаза «кислого брожения», в процессе которой активизируются бактерии, образующиеся либо вообще без доступа кислорода, либо при незначительной его концентрации. Эти бактерии способствуют образованию преимущественно азота, диоксида углерода и низших жирных кислот. Содержание углекислого газа в этой фазе может достигать 80 % (об.), при этом pH падает до 5,5.

- ***Анаэробная нестабильная метановая фаза.*** Стабилизируются условия протекания процесса (pH, температура), активизируются метанобразующие микроорганизмы.

- **Анаэробная стабильная метановая фаза.** В условиях анаэробного процесса органические составляющие преобразуются в метан CH_4 и углекислый газ CO_2 , при этом pH увеличивается до 8,5. В результате биохимических процессов разложения образуется насыщенный водяными парами газ, состоящий, в основном, метана (50÷70 %) и углекислого газа (30÷50 %). Эта газовая смесь и получила название «свалочный газ».

- **Затухающая метановая фаза.** Скорость образования метана значительно снижается, начинается проникновение воздуха в недра свалки, поскольку массовый поток газа над поверхностью свалки не способен более преодолеть сопротивление встречного потока приточного воздуха. Процесс ещё более интенсифицируется при дальнейшем снижении выхода газа, что приводит к стабильному притоку воздуха из-за колебаний давления и процессов диффузии.

В результате этих реакций в течение 15÷20 лет из одной тонны городского мусора образуется 100÷200 м³ свалочного газа с содержанием метана порядка 55 %. При этом состав газа меняется с течением времени. Уже через год после захоронения отходов в недрах свалки, как правило, наступает стабильная метановая фаза, и примерный состав свалочного газа – 60 % CH_4 и 40 % CO_2 , т.е. соотношение компонентов 1,5:1. В процессе интенсификации реакций биохимического анаэробного разложения органических отходов это соотношение может превысить 2:1.

По изменению состава газа в зависимости от биохимического «возраста» органических отходов можно сделать мотивированное заключение о степени снижения содержания газообразующих составляющих, а, следовательно, и о дальнейшей продолжительности и интенсивности образования свалочного газа.

На первом этапе строительства создаётся принимающая ёмкость (котлован), рассчитанный на 10÷20 лет пользования. На дне котлована укладывается слой глины толщиной 1 м (или полиэтиленовая плёнка) для

предотвращения проникновения загрязнённых вод в почву. В процессе строительства мусор вносится в котлован (в специальные ячейки) порциями, соответствующими суточной норме его поступления на свалку. Каждая такая ячейка высотой от 2 до 4 м изолируется глиной от предшествующих и последующих.

После заполнения котлована мусором, его закрывают «кровлей» – глиной, плёнкой, засыпают землёй, сверху высаживают траву. Котлован оснащается инженерными сооружениями для отвода жидких и газообразных продуктов разложения мусора. В теле котлована закладываются скважины, трубы, устанавливается насосное оборудование. Полученный газ передаётся по трубопроводам на электростанции, котельные, печи обжига, микротурбины и т.п.

Первые 2÷3 месяца из закрытого котлована с мусором выходит, в основном, CO₂. Затем начинается выделение полноценного свалочного газа, которое продолжается до 30÷70 лет. После 25 лет выработка метана начинает медленно сокращаться. После прекращения выработки газа территория, занятая котлованом, может быть вновь использована для повторного использования и переработки муниципального мусора.

14.3.1. Химический состав и выход свалочного газа

Химический состав газа в значительной степени зависит от вида перерабатываемых отходов, способа загрузки материала (перемешивания) и возраста (периода эксплуатации) свалки. Все приведённые ниже численные характеристики являются усреднёнными характеристиками типичной свалки городского мусора.

Вначале (в первые восемь недель) биогаз характеризуется высоким содержанием азота и кислорода из-за свободного доступа воздуха. После закрытия и уплотнения (герметизации) свалки в течение первых 2÷3 недель концентрация кислорода очень быстро снижается примерно с 20 %

до 0 %. Начальная концентрация азота в первые восемь недель уменьшается с 80 % до 40 %, а затем в течение первых двух лет падает практически до 0 %.

Концентрация двуокиси углерода резко возрастает сразу же после уплотнения свалки в течение первых недель, тогда как образование метана начинается только через несколько месяцев в период анаэробной фазы, а затем резко возрастает до 60 %. Состав свалочного газа стабилизируется уже примерно через два года и остаётся относительно постоянным в течение 20÷25 лет.

Следует отметить, что, кроме перечисленных основных компонентов, начиная со второго месяца с начала аэробной фазы, на протяжении двух лет неуклонно возрастает содержание водорода и может достигать 20 %. Кроме того могут наблюдаться следы многих органических, в том числе токсичных, соединений.

Типичный состав свалочного биогаза, %:

метан CH_4 – 50÷75,

углекислый газ CO_2 – 25÷50,

азот N_2 – 0÷10,

водород H_2 – 0÷1,

кислород O_2 – 0÷2.

вода H_2O – 5÷7 %

сероводород H_2S – до 20 ppm*

меркаптаны $\text{R}\cdot\text{SH}$ – до 30 ppm.

* 1 ppm – parts per million (англ.) – одна миллионная часть = 1 см³/м³.

Выход газа зависит от следующих параметров:

- вид сырья (отходов);
- количество материала (размер свалки);
- период разложения;

- водный баланс (влагосодержание) свалки;
- климатические условия (температура и давление воздуха, направление и скорость ветра);
- тип свалки / способ загрузки (отвал, штабель, террикон, яма, котлован, насыпь).

14.4. Экологические аспекты

Потенциальное влияние метана на глобальное изменение климата примерно в 25 раз больше влияния CO₂.

Установка по утилизации свалочного газа мощностью 4 МВт сокращает выбросы парниковых газов, эквивалентные выбросам 45 тыс. автомобилей. Для поглощения такого количества газов необходимо высадить лес на площади 60 тыс. акров. Производимая проектом энергия позволяет сэкономить 500 тыс. баррелей нефти в год.

В настоящее время во многих странах создаётся специальные хранилища для ТБО (*твёрдых бытовых отходов*). Лидерами в производстве биогаза из ТБО являются Германия, США, Япония и Швеция.

Период полураспада склонного к разложению углеродосодержащего сырья составляет примерно шесть лет с момента загрузки, а осадка сточных вод – около трёх лет. При не особенно благоприятных условиях (неоптимальный водный и температурный режим) выход биогаза через шесть лет стремительно падает. Тогда на передний план выходит проблема безопасности жизнедеятельности людей, животных и надёжности оборудования. Примерно через 20 лет вероятность потенциальной опасности значительно снижается, тогда остаются только проблемы, связанные с климатическими изменениями, защитой флоры и фауны (мелких животных).

Биогаз, полученный из растительной массы, на первый взгляд, является экологически нейтральным топливом, поскольку при его сжигании образуется углекислый газ CO_2 , который, в свою очередь, посредством фотосинтеза будет поглощаться из воздуха теми же самыми растениями. Таким образом, наблюдается замкнутый, экологически чистый контур.

В списке объектов, оказывающих значительное влияние на эмиссию метана в атмосферу, свалки находятся на шестом месте. Поэтому при повышенном выходе газа необходимо предусматривать меры по активной дегазации для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности.

Библиографический список

Абрамович Г.Н. Теория турбулентных струй. - М.: Энергия, 1984.

Акмен Р.Г. Топливо, основы теории горения и топочные устройства: текст лекций.- Харьков: НТУ «ХПИ», 2005.

- Алаев Г.П. Топливо и теория горения: учебное пособие /ЛТА.- Л., 1990.
- Алешина А.С. Газификация растительной биомассы в газогенераторах кипящего слоя: дис... канд. техн. наук.- СПб., 2013.
- Белоусов В.Н., Сергеев В.В. Топливо и теория горения: учебное пособие. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2014. - 231 с.
- Белоусов В.Н., Смородин С.Н., Смирнова О.С. Основы сжигания газа: учебное пособие / СПбГТУРП.- СПб., 2009.
- Белоусов В.Н., Смородин С.Н., Смирнова О.С. Топливо и теория горения. Ч.1. Топливо: учебное пособие / СПбГТУРП. – СПб., 2011.
- Вулис П.А., Ярин Л.П. Аэродинамика факела.- Л.: Энергия, 1978.
- Гладышев Н.Н., Короткова Т.Ю., Иванов В.Д. и др. Справочное пособие теплоэнергетика жилищно-коммунального предприятия/ СПбГТУРП.- СПб., 2008.
- Григорьев К.А., Рундыгин Ю.А., Тринченко А.А. Технология сжигания органических топлив. Энергетическое топливо: учебное пособие.- СПб.: Изд-во СПбГПУ, 2006.
- Двойнишников В.А., Деев Л.В., Изюмов М.А. Конструкция и расчёт котлов и котельных установок. - М.: Машиностроение, 1988.
- Долговский Н.М. Теплотехника и тепловое хозяйство электростанций. –Л.: ГЭИ, 1959.
- Зельдович Я.Б. Теория горения и детонации газов. – М.: Изд-во АН СССР, 1944.
- Иванов Ю.В. Основы расчёта и проектирования газовых горелок. - М.: Гостоптехиздат, 1963.
- Иссерлин А.С. Основы сжигания газового топлива: справочное руководство. - Л.: Недра, 1980.
- Кнорре Г.Ф. Топочные процессы. – М.-Л.: ГЭИ, 1959.

Котлер В.Р. Оксиды азота в дымовых газах котлов. – М.: Энергоатомиздат, 1987.

Лабейш В.Г. Введение в специальность. Теплоэнергетика: учебное пособие. - СПб.: Изд-во СЗТУ, 2007.

Липов Ю.М. Основы топочных процессов: конспект лекций. - М.: Энергия, 1969.

Ляховский Д.Н. Аэродинамика закрученных струй и её значение для факельного процесса сжигания газа. - Л.: Гостоптехиздат, 1958.

Мунц В.А., Павлюк Е.Ю. Основы теории горения топлива: учебное пособие. - Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2005.

Мурзаков В.В. Основы теории и практики сжигания газа в паровых котлах. - М.: Энергия, 1969.

Померанцев В.В. и др. Основы практической теории горения: учебное пособие для студентов высших учебных заведений. - Л.: Энергия, 1973.

Сидельковский Л.Н., Юренев В.Н. Котельные установки промышленных предприятий. - М.: Энергоатомиздат, 1988.

Сморозин С.Н., Иванов А.Н., Белоусов В.Н. Котельные установки и парогенераторы: учебное пособие / ВШТЭ СПбГУПТД,- СПб., 2018.

Сморозин С. Н., Иванов А. Н., Белоусов В.Н., Лакомкин В.Ю. Тепловой и аэродинамический расчеты котельных установок: учебное пособие. – 5-е изд., перераб. и доп./ ВШТЭ СПбГУПТД. – СПб., 2018 .

Тюльпанов Р.С., Белоусов В.Н., Иванов А.Н. Разработка трёхканальной газовой горелки, позволяющей снизить эмиссию оксидов азота // Проблемы экономии топливно-энергетических ресурсов на промпредприятиях и ТЭС: межвуз. сб. науч.тр. / СПбГТУРП. - СПб.,1997. Вып.8.

Тюльпанов Р.С. Горелочные устройства в целлюлозно-бумажной промышленности: учебное пособие. - Л.: ЛТА, 1977.

Тюльпанов Р.С. Топочные процессы в целлюлозно-бумажной промышленности: учебное пособие. - Л.: ЛТА, 1977.

Хзмалян Д.М., Каган Я.А. Теория горения и топочные устройства. - М.: Энергия, 1976.

Частухин В.И., Частухин В.В. Топливо и теория горения. – Киев: Выща школа, 1989.

Шагалова С.С., Шницер И.В. Сжигание твёрдых топлив в топках парогенераторов. - Л.: Энергия, 1975.

СО 153-34.02.304-2003. Методические указания по расчету выбросов оксидов азота с дымовыми газами котлов тепловых электростанций. – Москва, 2005. – 28 с.

Belousow W. Experimentelle Untersuchung und mathematische Beschreibung des brennernen Strömungsfeldes von Drallbrennern, Dissertation A, Dresden, 1990.

Belousow W., Krimmling J., Oelker J. Materielle und mathematische Modellierung von Feuerraum- und Flammenströmungen in Hinblick auf die Verbrennung von Problemkohlen. Wissenschaftliche Zeitschrift der Technischen Universität Dresden, Heft 2, 1990.

Forster P., Ramaswamy V. et al.: Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing. In: Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge und New York 2007.

Mathur M.L., Maccalum N.R.L. Swirling air jets issuing from vane swirlers. Part 1: free jets. Journal of the institute of fuel, (214).

Renewables 2017. Global status report.

2018 Outlook for Energy: A View to 2040.

Оглавление

	Введение.....	3
1.	Топливо-энергетический баланс и тенденции развития энергетики в мире и в России.....	4
2.	Энергетическое топливо и его виды.....	10
3.	Происхождение ископаемых видов топлива.....	17
3.1.	Твёрдое топливо.....	17
3.2.	Нефть и природный газ.....	20
4.	Элементный состав топлива.....	21
5.	Виды исходной массы топлива.....	27
6.	Теплотехнические характеристики топлива.....	33
6.1.	Влажность топлива.....	33
6.2.	Состав и содержание минеральных примесей. Зольность топлива. Свойства золы топлива.....	39
6.3.	Теплота сгорания топлива.....	47
6.4.	Выход летучих веществ и свойства коксового остатка.....	55
7.	Условное топливо.....	61
8.	Промышленная классификация твёрдого топлива.....	62
9.	Переработка твёрдого топлива.....	68
10.	Изменение качества твёрдого топлива при длительном хранении.....	72
11.	Подготовка твёрдого топлива к сжиганию.....	74
11.1.	Технологические свойства углей.....	80
11.2.	Предварительная подготовка твёрдого топлива.....	83
11.3.	Системы пылеприготовления.....	84
11.4.	Пылеприготовительное оборудование.....	89
12.	Жидкое топливо.....	96
12.1.	Переработка нефти.....	97
12.2.	Свойства мазута.....	101
13.	Газообразное топливо.....	112
14.	Биотопливо.....	121
14.1.	Топливные гранулы (пеллеты).....	122
14.2.	Биогаз.....	125
14.2.1.	Способы получения биогаза.....	127
14.2.2.	Сырьё для получения биогаза.....	128
14.2.3.	Способы получения органических отходов.....	129
14.2.4.	Состав биогаза.....	130
14.2.5.	Производство биогаза.....	131
14.3.	Свалочный газ.....	136
14.4.	Экологические аспекты.....	141
	Библиографический список.....	143

Учебное издание

Владимир Николаевич Белоусов

Сергей Николаевич Смородин

Виктор Дмитриевич Цимбал

**Топливо и процессы горения
в теплоэнергетических установках**

Часть 1

Редактор и корректор Н.П.Новикова

Темплан 2020 г., поз. 56

Техн. редактор Л.Я.Титова

Подп. к печати 22.05.2020. Формат 60×84/16. Бумага тип. № 1.

Печать офсетная. 9,5 печ.л.; 9,5 уч.-изд.л. Тираж 100 экз. Изд. № 56.

Цена «С». Заказ

Ризограф Высшей школы технологии и энергетики СПбГУПТД, 198095,
Санкт-Петербург, ул. Ивана Черных, 4.