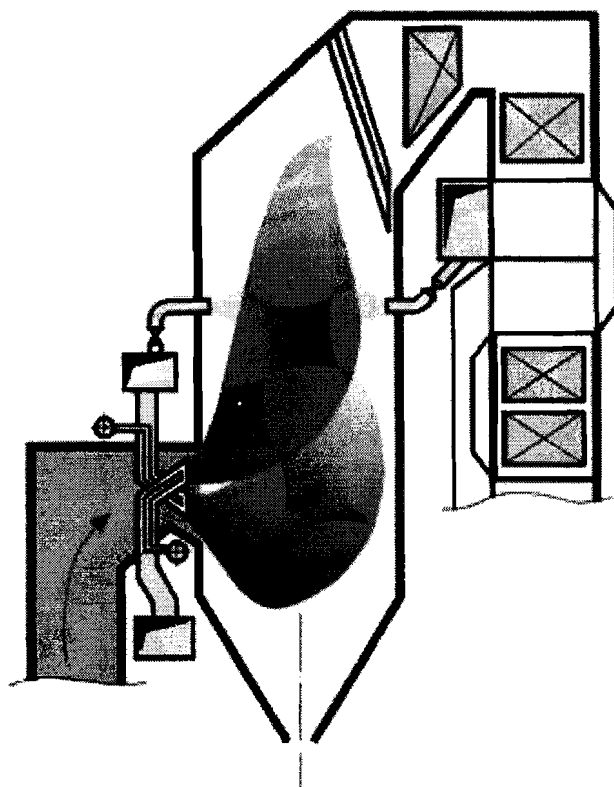


В.Н.Белоусов, С.Н.Сморозин, О.С.Смирнова

ТОПЛИВО И ТЕОРИЯ ГОРЕНИЯ

Часть I. Топливо

Учебное пособие



**Санкт-Петербург
2011**

Министерство образования и науки Российской Федерации

**Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования**

**«Санкт-Петербургский государственный технологический
университет растительных полимеров»**

*80-летию СПбГТУРП
посвящается*

В.Н.Белоусов, С.Н.Сморodin, О.С.Смирнова

ТОПЛИВО И ТЕОРИЯ ГОРЕНИЯ

Часть I. Топливо

Учебное пособие

**Санкт-Петербург
2011**

ББК 31.35я 7
Б 438
УДК 662.6 (075)

Белоусов В.Н., Смородин С.Н., Смирнова О.С. Топливо и теория горения.
Ч.1. Топливо: учебное пособие / СПбГТУРП. – СПб., 2011. – 84 с.: ил.15.

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.

Пособие содержит необходимый нормативно-справочный и иллюстративный материал. В работе использовались учебные пособия по данному курсу, подготовленные проф. Р.С. Тюльпановым и проф. Г.П. Алаевым. Предназначено для получения базовых знаний и выполнения курсовых и дипломных проектов, связанных с процессами горения, студентами энергетических, политехнических и технологических вузов, обучающихся по специальностям 140104 «Промышленная теплоэнергетика», 140105 «Энергетика теплотехнологий» всех форм обучения.

Авторы выражают благодарность Е.В.Васильевой за оформление иллюстративного материала.

Рецензенты:

доктор технических наук, профессор кафедры реакторо- и парогенераторостроения Санкт-Петербургского государственного политехнического университета В.В.Сергеев;

технический директор ООО «Гарант-проект», кандидат технических наук, доцент О.Н. Мишин.

Рекомендовано Редакционно-издательским советом университета в качестве учебного пособия.

© ГОУ ВПО Санкт-Петербургский
государственный технологический
университет растительных полимеров, 2011
© В.Н.Белоусов, С.Н.Смородин,
О.С.Смирнова, 2011

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 передаётся 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 горючих веществ (топлива) и окислителя (воздуха);
- 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 путём сжигания ископаемого топлива на ТЭС, при этом распределение по основным энергоносителям выглядит следующим образом: 37 % – нефть, 24 % – газ, 24 % – 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, приведённые в настоящем учебном пособии, относятся к началу XXI в. и не являются абсолютно точными, а лишь отражают общую тенденцию развития энергетики.

Потребление топливо-энергетических ресурсов набирает всё 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.

Ещё один аспект, который необходимо отметить – это рост доли **нефти и газа** в мировом энергобалансе в XX в.: 1900 г. – **4 %**, 1950 г. – **33 %**, 1980 г. – **65 %**. Как видим, до 80-х годов 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 топливо-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 всё 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 её 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 придётся призвать на помощь ископаемые топлива. Вот такой «заколдованный круг».

Что же такое топливно-энергетический баланс? 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 в. по запасам основных видов углеводородного топлива Россия занимала ведущие позиции:

природный газ – 1-е место – 27,5 % мировых запасов,

уголь – 2-е место – 16 %,

нефть – 2-е место – 12,5 %.

Ещё 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 ЕС 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 г. Россия опустилась на 7-е место, чему способствовали безудержный рост темпов экспорта нефти в первую декаду XXI в. 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 **210 ГВт**:

ТЭС – 142 ГВт – 67,6 %;

ГЭС – 45 ГВт – 21,4 %;

АЭС (10 станций, 30 энергоблоков) – 23 ГВт – 11 %.

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 счёт первичных ископаемых органических топлив: природного газа, нефти, угля.

Природный газ. По данным «Геологического обозрения США», доказанные запасы природного газа в мире в начале XXI в. составляли 175,4 трлн. м³, причём 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 – 10,2, Ямбургское – 5,2, Бованенковское – 4,4, Штокмановское – 3,7, Арктическое – 2,8, Астраханское – 2,7.

Годовая добыча природного газа в России в начале XXI в. составляла 640 млрд. м³. Основные месторождения сосредоточены в труднодоступных, малонаселённых районах с суровым климатом – Ямало-Ненецкий национальный округ, север Сибири, шельф Северного Ледовитого океана. Примерно половина расходуется внутри страны, вторая половина идёт на экспорт.

Нефть. В настоящее время каждую секунду во всём 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-экспортёров нефти, образованный в 1960 г. Страны, входящие в ОПЕК в 2001г.: Алжир, Ангола, Венесуэла, Ирак, Иран, Катар, Кувейт, Ливия, Нигерия, ОАЭ, Саудовская Аравия.

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 ещё более актуальным. На настоящий момент нефть является ценнейшим технологическим сырьём, 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 сырьём для получения широкого спектра продуктов (пластмасса, резина и т.д.). Запасы нефти ограничены. В СССР в конце XX в. 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 идёт на экспорт. Основные нефтеносные месторождения также расположены в Сибири и на Крайнем Севере.

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, 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) – 157 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 (чёрная 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 в. Россия отправляет на **экспорт**. Западная Европа до 30 % своих потребностей в природном газе покрывает за счёт 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.).

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

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 твёрдого топлива путём физико-механического облагораживания 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 твёрдые, жидкие и газообразные виды топлива.

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 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. Эта отмирающая масса, накапливаясь в заболоченных местах, подвергалась разложению при незначительном контакте с

воздухом, а затем, после её 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 твёрдых топлив гумусового типа: **торфяную, буроугольную 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, твёрдого топлива не всегда соответствует его геологическому возрасту, под которым, в свою очередь, понимают период времени процесса углеобразования.

В соответствии со степенью углефикации твёрдые топлива можно выстроить в следующий ряд: торф, бурый уголь, каменный уголь, антрацит.

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

Следующими по “возрасту” являются бурые угли – землистая или чёрная 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 твёрдостью 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 озёр, заливов, застойных водоёмов 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 сапропелевого происхождения встречаются относительно редко.

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

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

Природный газ представляет собой смесь горючих и негорючих газов, содержащую определённое 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 лёгких углеводородов метанового ряда, – природные газы.

Таким образом, газы образовывались вместе с нефтью. Значительная часть более

тяжёлых составляющих их растворена в нефти, а часть, состоящая, в основном, из более лёгких компонентов, скапливается над уровнем нефти.

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.

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 объёмных долей отдельных газов (CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_{10} , C_5H_{12} , CO , H_2 , CO_2 , N_2 , O_2 и др.) в процентах к объёму сухого газа в смеси при нормальных условиях (температура 0°C , давление 760 мм рт.ст.).

Все вещества в составе **твёрдого и жидкого топлива** находятся в нём в виде **сложных высокомолекулярных органических соединений**. Качественный и, особенно, количественный анализы соединений, входящих в состав твёрдого и жидкого топлива, требуют проведения сложных и трудоёмких лабораторных исследований. Поэтому состав топлива принято выражать не в виде соединений, а содержанием (в процентах по массе) отдельных химических элементов: углерода (C), водорода (H), серы летучей ($\text{S}_л$), кислорода (O), азота (N), а также золы (A) и влаги (W).

Горючими элементами твёрдого 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 твёрдого 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 твёрдого топлива и до 90 % массы мазута.

Вторым по значимости элементом в составе твёрдого 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 твёрдых топливах и 10÷11 % в мазуте), поэтому доля водорода в суммарном тепловыделении при горении топлива значительно меньше, чем углерода.

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.

Сера в топливе содержится в трёх видах: **органическая** S_o , **пиритная** (или **сульфидная**) S_p и **сульфатная** S_{SO_4} .

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:

$$S_{л} = S_o + S_p, \%$$

Сера в сульфатах ($CaSO_4$, $MgSO_4$, $FeSO_4$ и т.д.) находится в виде высших оксидов, поэтому её дальнейшее окисление (горение) не происходит. Сульфаты являются минеральной примесью топлива и входят в состав золы.

При горении серы образуется сернистый ангидрид SO_2 и некоторое количество серного ангидрида SO_3 . 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**. Кроме того, оксиды серы и пары серной кислоты отравляют атмосферу и оказывают вредное влияние на животный и растительный мир. Поэтому сера является **вредным и нежелательным** элементом в топливе.

Кислород и **азот**, связанные с горючими элементами топлива (в виде органических соединений), снижают удельную теплоту его сгорания и образуют **внутренний балласт топлива**. 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 $ПДК_{NO_x} = 0,085 \text{ мг/м}^3$, а проблема снижения выбросов NO_x при сжигании всех видов топлива (особенно твёрдых) актуальна во всём мире.

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*):

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

Влажность и зольность твёрдого 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*):

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

Сухую массу топлива целесообразно использовать для выражения содержащейся в нём 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 твёрдого 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*):

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

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

Для проведения лабораторных исследований твёрдого топлива пользуются отобранной пробой рабочего топлива, измельчённой 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 твёрдого и жидкого топлива можно представить в виде графического отображения (рис.1):

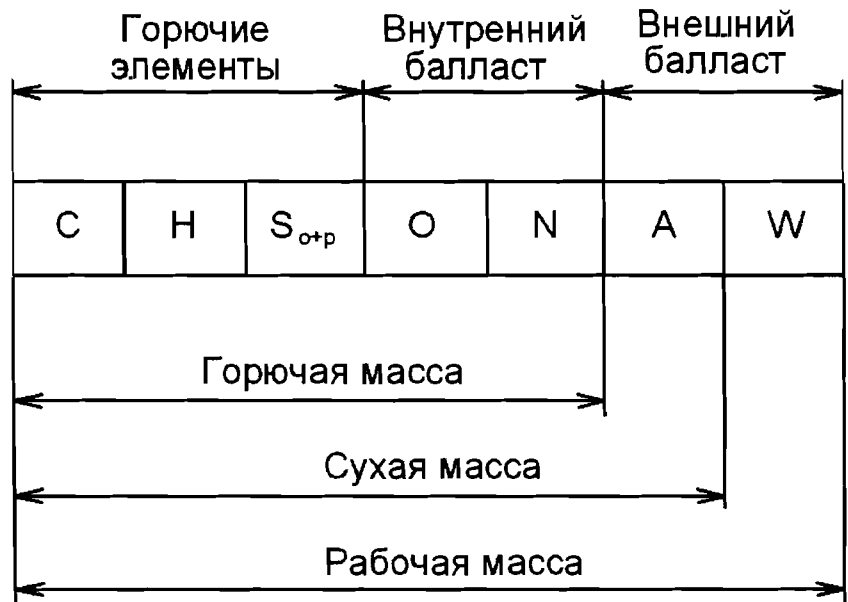


Рис.1. Элементный состав топлива

Состав топлива различных видов и месторождений приводится в таблицах технических характеристик топлива. Пересчёт элементного состава топлива с одной массы на другую осуществляется с помощью соответствующих формул.

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

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

где X^{daf} и X^r – содержание соответствующего компонента в горючей и рабочей массе, %.

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

$$X^r = X^{daf} \cdot \frac{100 - W^r - A^r}{100}.$$

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

$$X^{daf} = X^d \cdot \frac{100}{100 - A^d},$$

а на рабочую массу (при заданной влажности):

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

Соответствующие коэффициенты пересчёта приведены в табл.1.

Таблица 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 **приведёнными характеристиками** зольности A^n , влажности W^n и серности $S_{л}^n$, отнесёнными к **1 МДж** низшей теплоты сгорания 1 кг рабочей массы топлива Q_i^r :

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

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

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

6. Теплотехнические характеристики топлива

К теплотехническим характеристикам 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, удельную теплоту сгорания, физико-механические характеристики (плотность, вязкость и др.). Для твёрдого топлива важными характеристиками являются также выход летучих веществ, свойства кокса и золы.

Состав и основные теплотехнические характеристики топлива приведены в Приложении (табл. П 1-4).

6.1. Влажность топлива

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

Внешняя влага, в свою очередь, делится на **поверхностную** и **капиллярную**.

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, её способности

к смачиванию. Поэтому измельчение твёрдого топлива целесообразно лишь после транспортировки с места добычи к месту потребления. Количество поверхностной влаги обычно не превышает 3÷5 % массы 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. Её 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.

Внешняя влага **может быть удалена** механическими средствами и тепловой сушкой.

К **внутренней** относят коллоидную и гидратную влагу.

Коллоидная влага является составной частью органической массы топлива. Её 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 102÷105 °С.

Гидратная, или **кристаллизационная**, влага химически связана с минеральными примесями топлива и образует соединения минеральных веществ с водой, например, силикаты $Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$, $Fe_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$, сульфаты $CaSO_4 \cdot 2H_2O$, $MgSO_4 \cdot 2H_2O$ (так называемые кристаллогидраты) и др. Содержание гидратной влаги в топливе обычно **невелико**. 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 сушки при температуре $102\div 105\text{ }^\circ\text{C}$ 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. $W_t^r = W - W_{\text{гидр}}$. Однако это расхождение незначительно.

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 **золы**.

Зола – это твёрдый негорючий порошкообразный остаток, получившийся после завершения преобразований в минеральной части топлива в процессе его горения. Различают **летучую золу** – пылевидные фракции, уносимые уходящими газами, и **провал** – более крупные фракции золы, покидающие зону горения через холодную воронку.

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

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

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

Состав и содержание **первичных** примесей, внесённых 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 твёрдых топлив являются:

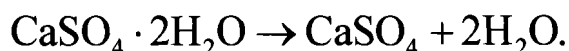
- **кремнезём** SiO_2 (до 50 %);
- **глинозём** Al_2O_3 (до 25 %);
- **оксиды** Na_2O , K_2O , CaO , MgO , Fe_2O_3 , TiO_2 (до 25 %);
- **сульфиды** (преимущественно FeS_2);
- **карбонаты** CaCO_3 , MgCO_3 , FeCO_3 ;
- **сульфаты** CaSO_4 , MgSO_4 ;
- **фосфаты, хлориды, соли щелочных металлов**.

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

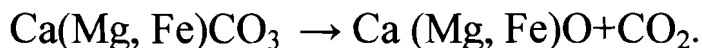
При сжигании топлива многие компоненты его минеральных примесей подвергаются химическим преобразованиям, в результате которых масса и состав образующейся золы всегда **отличаются** от массы и состава исходных минеральных примесей топлива:

- При температуре выше $500\div 600$ °С протекают реакции дегидратации, т. е. происходит выделение гидратной влаги из гипса, алюмосиликатов

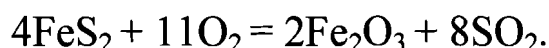
(глин), оксидов и гидроксидов железа с образованием Al_2O_3 , SiO_2 , Fe_2O_3 и H_2O , например:



- В интервале температур $500 \div 900$ °С происходит разложение карбонатов с выделением диоксида углерода:



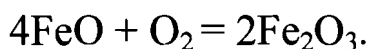
- При $400 \div 500$ °С начинается окисление дисульфида железа:



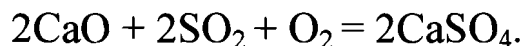
- Разложение сульфата железа протекает при $850 \div 950$ °С:



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



- Улетучивание хлоридов и соединений щелочных металлов происходит при температуре выше 500 °С.
- В интервале температур $700 \div 1000$ °С 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 °С 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**.

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 твёрдого многозольного топлива возникают затруднения, обусловленные плавлением золы и образованием шлака, обладающего определённой плавкостью и вязкостью, в зависимости от состава золы и температурных условий. В состав минеральных примесей твёрдого топлива входят вещества, имеющие как сравнительно низкую температуру плавления 800÷1000 °С (оксиды натрия и калия), так и очень высокую – 1600÷2500 °С (оксиды магния и алюминия). 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.2) заключается в постепенном нагревании в полувосстановительной среде специально спрессованной из золы трёхгранной пирамидки высотой 13 мм, в основании которой лежит равносторонний треугольник со стороной, равной 6 мм, причём одна из граней пирамидки перпендикулярна к её основанию. 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.

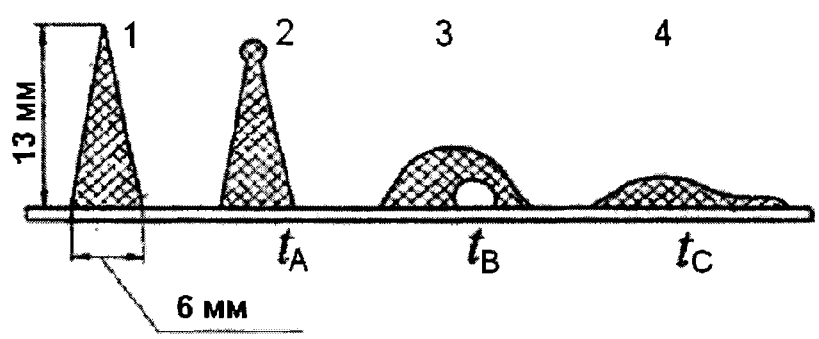


Рис. 2. Характерные конфигурации образца при определении плавкости золы:
 1 – до нагрева; 2 – начало деформации; 3 – размягчение;
 4 – жидкоплавкое состояние

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

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

- с легкоплавкой золой ($t_C < 1350$ °С);
- с золой средней плавкости ($t_C = 1350 \div 1450$ °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 нём отсутствует твёрдая фаза (температура истинно жидкого состояния, или критическая). При такой температуре шлак подчиняется законам течения жидкости.

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**, $\mathbf{K} > 1$.

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

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 твёрдого или жидкого (кДж/кг) или единицы объёма газообразного (кДж/м³) топлива.

Теплоту сгорания, так же как и элементный состав, относят к рабочей, сухой или горючей массе топлива: Q^r , 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 – твёрдое или жидкое, 1 м³ – газообразное) с учётом **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 расчётах 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:

$$Q_i^r = Q_s^r - Q_{квп} .$$

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

Теплота конденсации водяных паров зависит от количества водяных паров, образующихся при сжигании 1 кг топлива $G_{вп}$ (кг H_2O / кг топлива), а также от удельной (так называемой «скрытой») теплоты парообразования (или конденсации) r (кДж/кг):

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

Скрытая теплота конденсации (парообразования) при атмосферном давлении $r = 539 \text{ ккал/кг} = 2260 \text{ кДж/кг}$. С учётом 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:

$$G_1 = \frac{W^r}{100}, \frac{\text{кг } H_2O}{\text{кг топлива}} .$$

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 H_2O , а при сжигании 1 кг водорода – 9 кг H_2O . 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:

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

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:

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

Пересчёт теплоты сгорания рабочей массы топлива при изменении влажности с W_1^r на W_2^r производится по формуле:

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

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

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

6.3.1. Определение теплоты сгорания топлива

Наиболее точно теплота сгорания твёрдого и жидкого топлива определяется экспериментально в специальном приборе (рис.3) – **калориметрической бомбе**.

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 учётом 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, определённая таким образом теплота сгорания в бомбе Q_6 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 расчёте теплоты сгорания следует ввести соответствующие поправки.

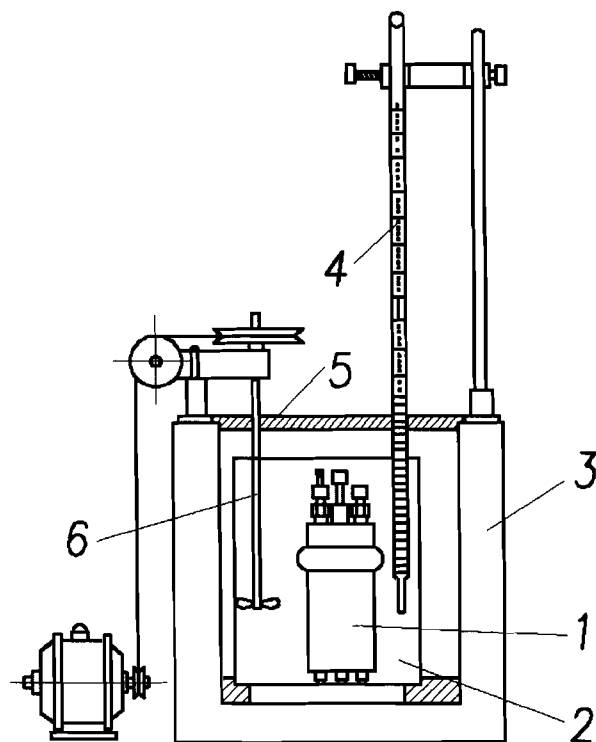


Рис. 3. Калориметрическая установка

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

С учётом кислотообразования при сжигании навески аналитической массы топлива:

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

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 твёрдого и жидкого топлива при заданном элементном составе топлива может быть приближённо 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 объёмных долей отдельных горючих газов на теплоту их сгорания (МДж/м^3):

$$Q_i^d = 0,01 \cdot \left[\sum (Q_{C_m H_n} C_m H_n) + Q_{CO} CO + Q_{H_2} H_2 + Q_{H_2S} H_2S \right], \quad (1)$$

где $Q_{C_m H_n}, Q_{CO}, Q_{H_2}, Q_{H_2S}$ – теплота сгорания отдельных газов (табл.2), МДж/м^3 , $C_m H_n, CO, H_2, H_2S$ – объёмные доли соответствующих компонентов, %.

Подставив значения теплоты сгорания отдельных компонентов в формулу (1), можно получить универсальную формулу для расчёта теплоты сгорания газообразного топлива (МДж/м^3):

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

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

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

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

Таблица 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

6.4. Выход летучих веществ и свойства коксового остатка

При нагревании твёрдого топлива происходит разложение термически нестойких молекул органических веществ горючей массы и углеводородистых соединений. Выделяющиеся при этом **горючие** (CH₄, CO, H₂) и **негорючие** (CO₂, O₂, N₂, SO₂ и др.) газы называются **летучими веществами**. (Водяной пар, выделяющийся при испарении влаги топлива, в состав летучих веществ не входит). 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 твёрдый нелетучий остаток, называемый **коксом**.

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 выдерживают в муфельной печи **без доступа воздуха** при температуре $830 \div 870$ °С. 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*).

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

Выход летучих веществ и их состав оказывают существенное влияние на процесс воспламенения и горения. 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.

Таблица 3

Выход и температура начала выхода летучих веществ

Вид топлива	Выход летучих, V^{daf} , %	Температура начала выхода летучих, °С
Торф	70 - 75	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 оказывает определённое 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**.

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÷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 твёрдостью и прочностью.

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

В зависимости от внешнего вида и прочности, различают следующие разновидности коксового остатка:

- порошкообразный;
- слипшийся;
- слабоспёкшийся;
- спёкшийся, не сплавленный;
- сплавленный, не вспученный;
- сплавленный, вспученный;
- сплавленный, сильно вспученный.

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

Перерасчёт расхода конкретного топлива B с теплотой сгорания Q_i^r в условное производится по соотношению:

$$B_{\text{усл}} = B \frac{Q_i^r}{Q_{\text{усл}}} .$$

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**. Добываются они либо подземным способом (при глубоком залегании), либо открытым (при помощи экскаваторов), когда залежи их выходят на поверхность.

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

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

- **неспёкшимся 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 чёрного 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 отощённый – ГЖО;**
- **газовый жирный – ГЖ;**
- **жирный – Ж;**
- **коксовый жирный – КЖ;**
- **коксовый – К;**
- **коксовый отощённый – КО;**

- коксовый слабоспекающийся низкометаморфизованный – **КСН**;
- коксовый слабоспекающийся – **КС**;
- отощённый 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 чёрный цвет и яркий блеск;
- **матовые**, с тёмно-чёрным цветом без блеска;
- **волокнистые**, густого чёрного цвета, сохраняющие структуру древесины;
- **слоистые**, образованные рядом чередующихся слоёв и дающие в изломе блестящие и матовые полосы.

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

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

Классификация углей по размеру кусков приведена в табл. 4.

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

Торф по способу добычи подразделяется на *кусковой* (в виде кирпичей или брикетов) и *фрезерный* (в виде мелкой крошки). По глубине залегания торф подразделяется на *верховой*, *переходный* и *низинный*. 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 слёживанию, повышенной взрывоопасностью, высокой гигроскопичностью и легкостью смерзания.

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 %. 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.

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**.

Обогащение угля (рис. 4) достигается путём удаления пустой породы и уменьшения содержания влаги. В настоящее время применяют два способа обогащения: **гравитационный** и **флотационный**.

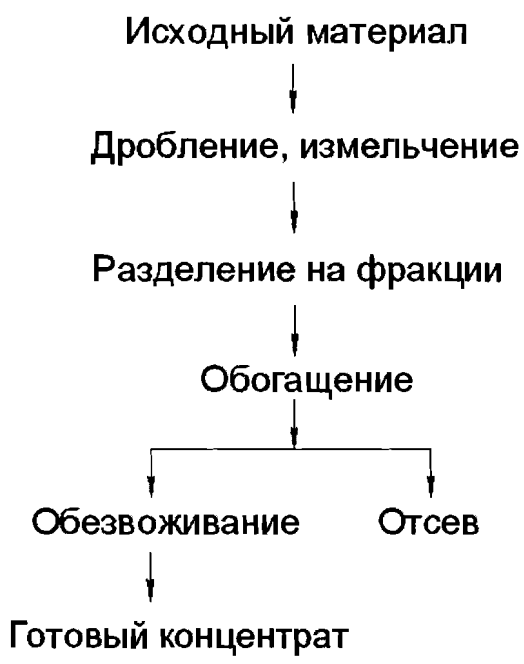


Рис. 4. Упрощённая технологическая схема обогащения угля

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**.

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. Отделённая мелочь, называемая **“отсевом”**, используется в качестве энергетического топлива.

При мокром обогащении разделение дроблёного материала производится в движущемся горизонтальном потоке воды под действием пульсирующих восходящих струй воды. Частицы породы, как наиболее тяжёлые (плотность более $2,0 \text{ г/см}^3$), опускаются в нижние слои потока, образуя шлам, а куски топлива ($1,4 \text{ г/см}^3$ и менее) поднимаются в верхнюю часть потока и выводятся из установки. Полученный обогащённый 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. Измельчённый материал (размер частиц от 0,3 до 0,5 мм) подаётся 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 измельчённого и подсушенного топлива в куски геометрически правильной формы, называемые **брикетами**. Для брикетирования обычно используют низкосортное топливо: фрезерный торф, слабоструктурные молодые бурые угли, отсева 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 $500\div 550\text{ }^{\circ}\text{C}$, и высокотемпературное **коксование**, заканчивающееся при $t = 1000\div 1100\text{ }^{\circ}\text{C}$.

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. Твёрдый остаток – **полукокс** – является топливом с повышенной реакционной способностью (так называемое “бездымное топливо”).

Для полукоксования используются угли, дающие при сухой перегонке значительное количество жидких смолпродуктов. Таким топливом являются бурые угли, горючие сланцы и молодые каменные угли. Газ полукоксования имеет сравнительно малую теплоту сгорания $9\div 15\text{ МДж/м}^3$ и используется как местное топливо.

При **высокотемпературном коксовании** полностью завершаются процессы разложения органических веществ топлива и выделения газо- и парообразных соединений. Твёрдый остаток (**кокс**) состоит из углерода и минеральных примесей (зола). 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 $16,7\div 18\text{ МДж/м}^3$.

Физические свойства кокса (твёрдость, механическая прочность) зависят от состава органических соединений и вида топлива, применяемого для коксования. Топливо, имеющее в своём составе компоненты, которые

при нагревании без доступа воздуха (при температуре $350\div 470$ °С) сначала расплавляются, а затем при выделении летучих веществ становятся более тугоплавкими и затвердевают, относятся к **спекающимся**, или **коксующимся**. Из такого топлива при коксовании образуется механически прочный спёкшийся или сплавленный кокс, применяемый в металлургии.

10. Изменение качества твёрдого топлива при длительном хранении

При длительном хранении твёрдого топлива под влиянием физико-химического воздействия воздуха, атмосферных осадков и влаги качество твёрдого 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 определённых 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 $60\div 70$ °С.

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 твёрдого 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 микрометров. При сжигании в кипящем слое, а также в циклонных и низкотемпературных вихревых топках процесс подготовки топлива ограничивается первыми двумя стадиями, т.е. применяется дроблёнка – частицы топлива размером в несколько миллиметров. Специфика и особенности различных способов сжигания будут рассмотрены во II части настоящего учебного пособия в разделе «Способы сжигания топлива».

Поставляемое на ТЭС твёрдое топливо имеет определённую 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 $15 \div 25$ 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.

11.1. 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 остаётся на сите в процессе отсева, называется **остатком** и выражается в процентах от взятой навески – R_i , %, (от *англ.* – Rest).

11.1.1. Характеристики дробления

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

Для надёжной 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 оборудования.

11.1.2. Тонкость помола

Схематически ситовый анализ угольной пыли показан на рис.5.

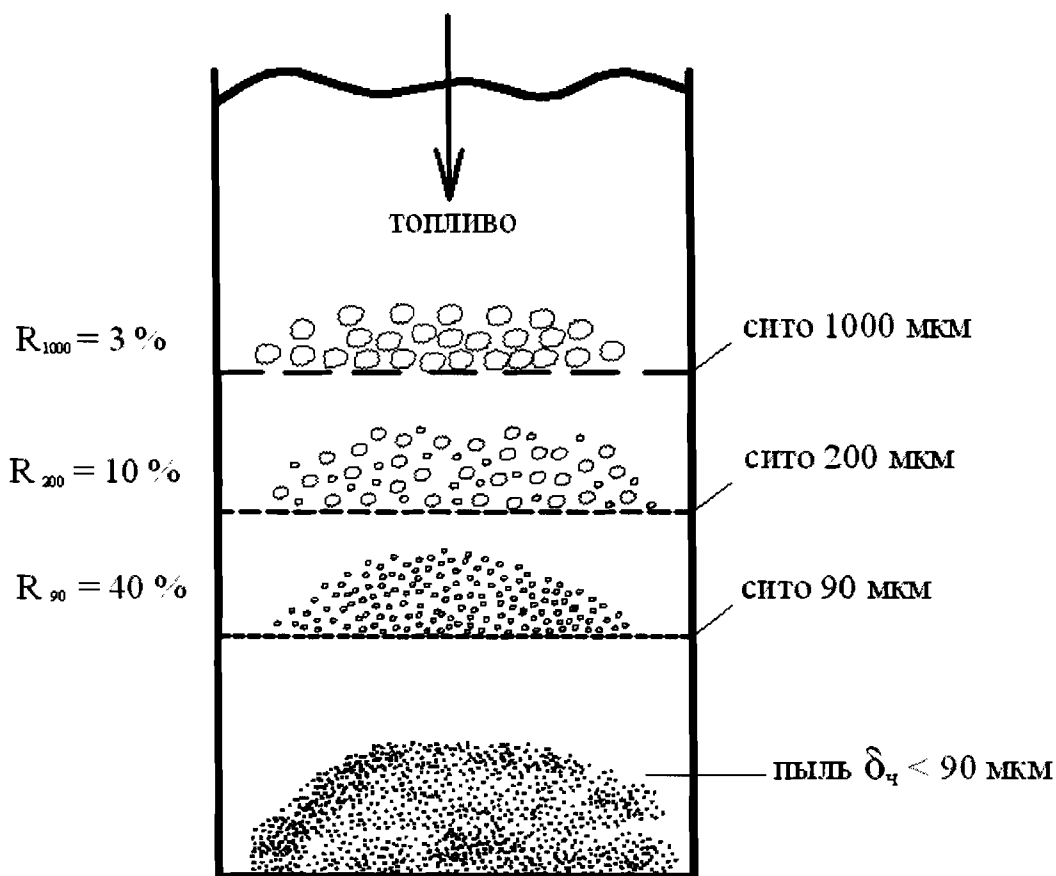


Рис. 5. Ситовый анализ пылеугольного топлива

Для рассева 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.

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. 5.

Таблица 5

Тонкость помола

Топливо	Выход суммарных надрешётных 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	–

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.

11.2. Предварительная подготовка твёрдого топлива

На тракте подачи сырого топлива (рис. 6) в целях извлечения из него металлических предметов для предотвращения поломки механизмов устанавливают магнитные сепараторы 5. С помощью щепоуловителей 6 удаляют щепу, тем самым предотвращая забивание механизмов. Освобождённый от посторонних предметов уголь направляется в грохот 7, где он пропускается через качающиеся сита-решётки 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 дроблёнка транспортёрами 9 подаётся в расположенные в котельном цехе бункеры сырого топлива 10, а далее дроблёный уголь поступает в систему пылеприготовления, где подвергается интенсивной подсушке и размолу, в результате чего получается угольная пыль.

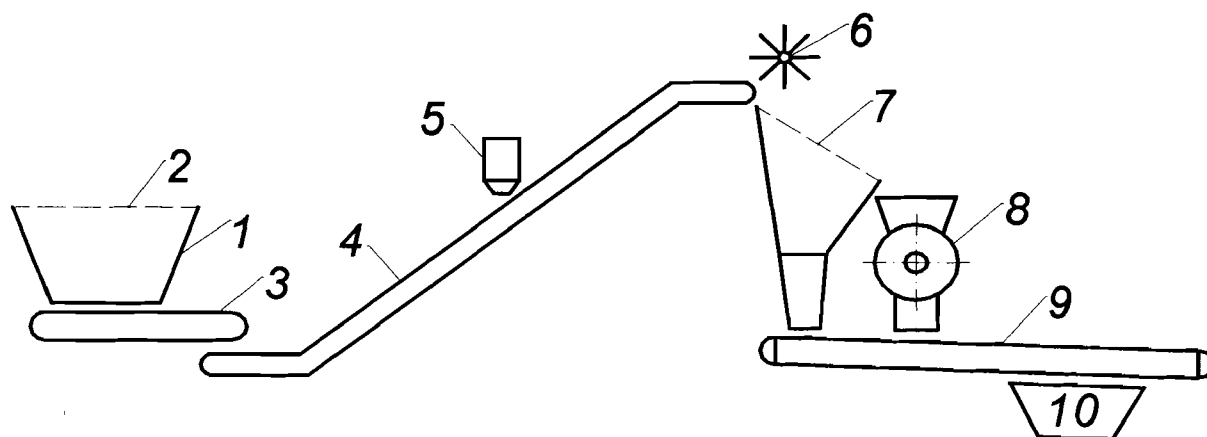


Рис. 6. Схема предварительной подготовки топлива:

- 1 – приёмный бункер; 2 – решётка; 3 – питатель; 4 – наклонный транспортёр;
5 – магнитный сепаратор; 6 – щепоуловитель; 7 – грохот; 8 – дробилка;
9 – ленточный транспортёр; 10 – приёмный бункер котла

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 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.7) полученная в мельнице пыль направляется непосредственно в топку без каких-либо промежуточных запасов пыли.

Дроблёное топливо направляется ленточным транспортёром в бункер сырого угля 1, откуда оно по течке попадает на автоматические весы 2 и питатель сырого угля 3, который регулирует количество подаваемого в котёл топлива. Управление питателем ручное или автоматическое. Далее уголь подаётся 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 подаётся вторичный воздух из короба 8.

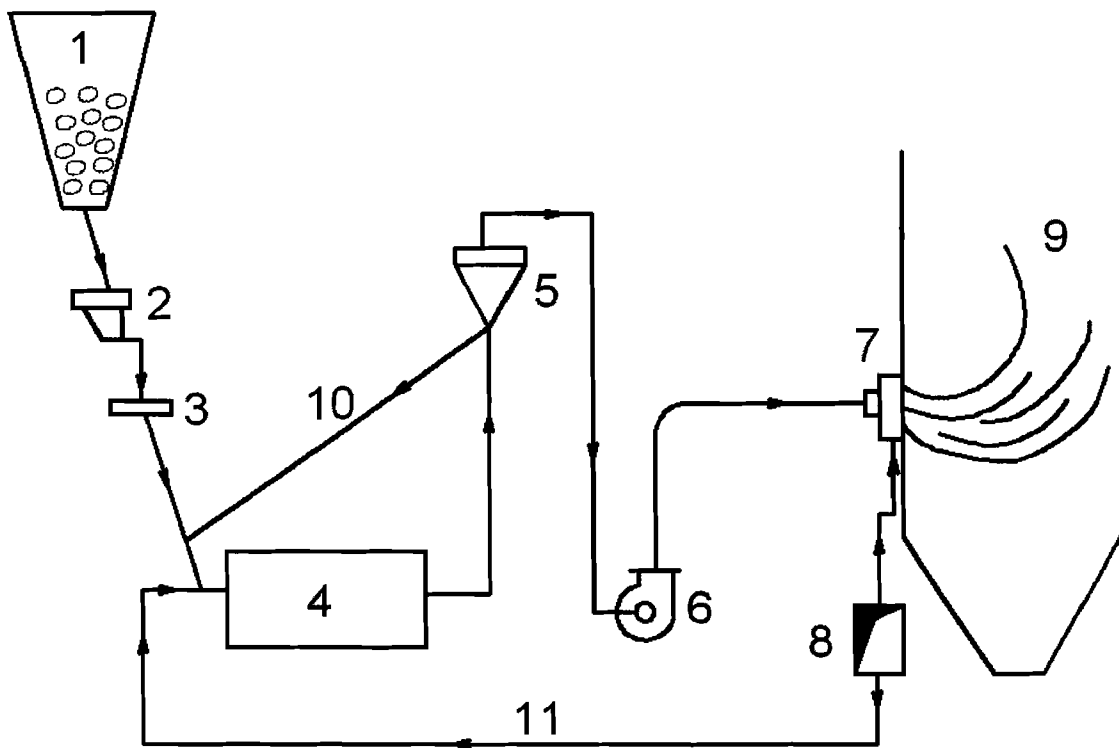


Рис.7. Индивидуальная схема пылеприготовления

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

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 жёсткой 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 высокорезакционных 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 трёх, при этом, в случае отключения любой из них, остальные должны обеспечивать 90 % нагрузки котла. При снижении нагрузки котла снижается и нагрузка мельницы, что влечёт 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.8) является её независимость от режима работы котла.

Готовая угольная пыль из сепаратора 5 под действием вентилятора 11 направляется в циклон 6, где происходит её 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 $80 \div 100 \text{ }^\circ\text{C}$), 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 подаётся 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.

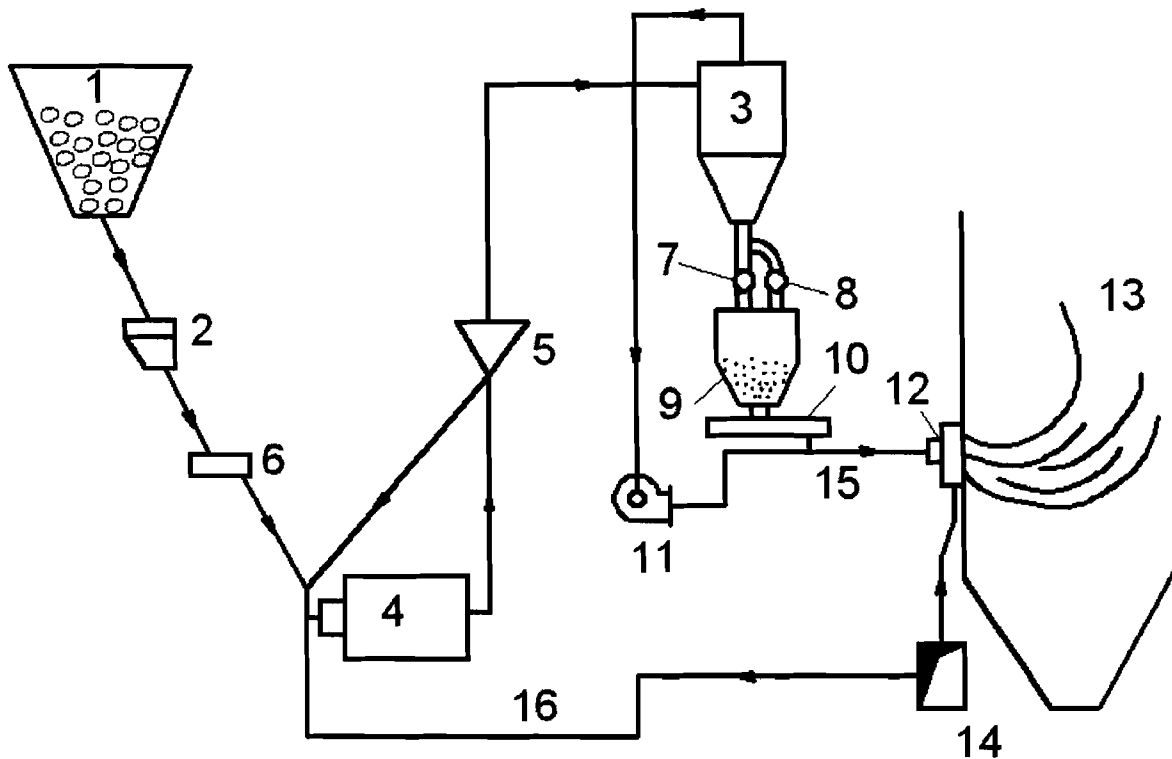


Рис.8. Схема пылеприготовления с промежуточным бункером:

- 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

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 котёл продолжает работать за счёт 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 надёжности данные схемы получили широкое распространение.

Для улучшения размола топлива, хранения и транспорта пыли, а также интенсификации её зажигания и горения твёрдое 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.

Влажность подсушенной пыли зависит от вида топлива и принимается в следующих диапазонах:

- антрацитовый штыб $W^{пл} = 0,5 \div 1 \%$;
- бурый уголь $W^{пл} = 11 \div 16 \%$;
- торф $W^{пл} = 35 \div 40 \%$.

11.4. Пылеприготовительное оборудование

Для приготовления угольной пыли применяются следующие мельничные устройства:

- тихоходная шаровая барабанная мельница ШБМ;
- среднеходная валковая мельница МВС;
- 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. 9). Барабан на 25÷35 % объёма 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.

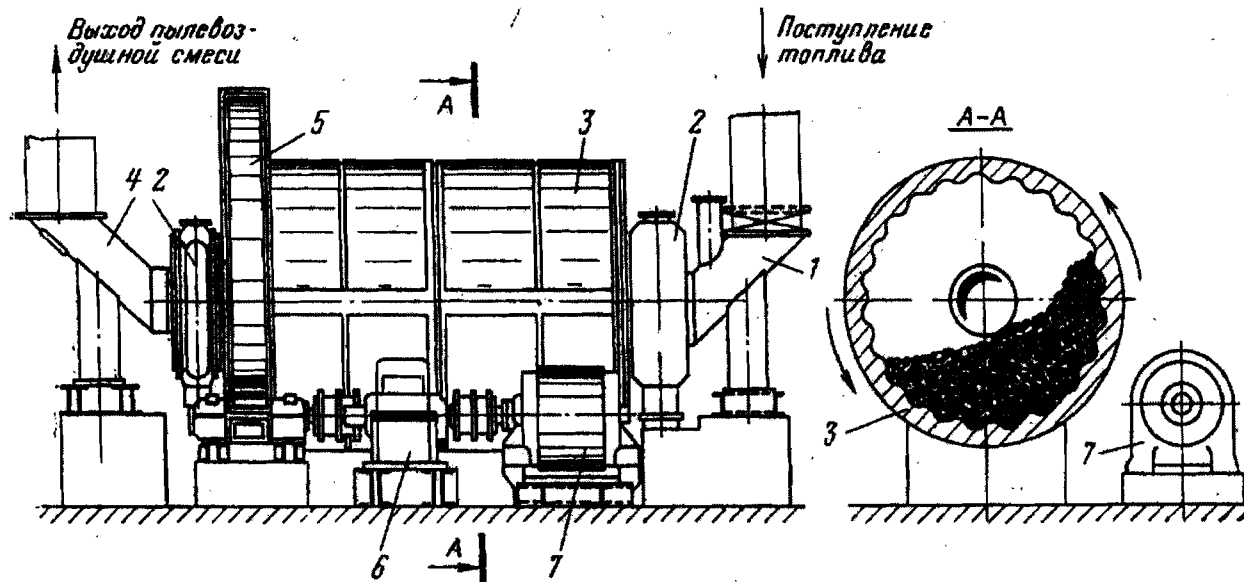


Рис. 9. Шаровая барабанная мельница:

- 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 затруднён, при больших скоростях имеет место вынос крупных частиц.

Достоинства ШБМ – простота конструкции и надёжность 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 размолла любых топлив. Однако из-за повышенного расхода электроэнергии на размол и значительной металлоёмкости 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. 10.

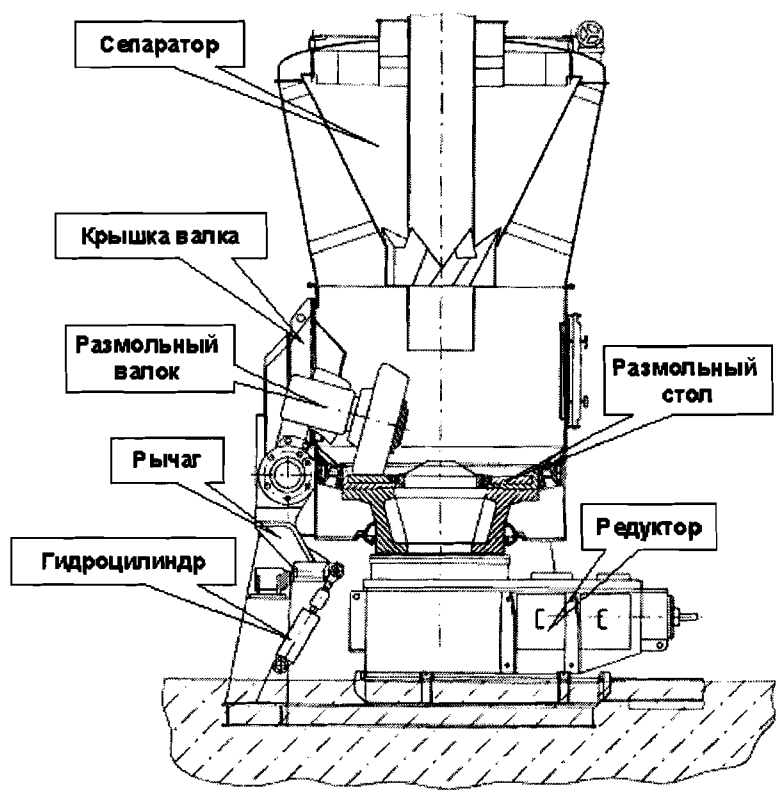


Рис.10. Среднеходная валковая мельница

Сырой уголь подаётся 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) 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.

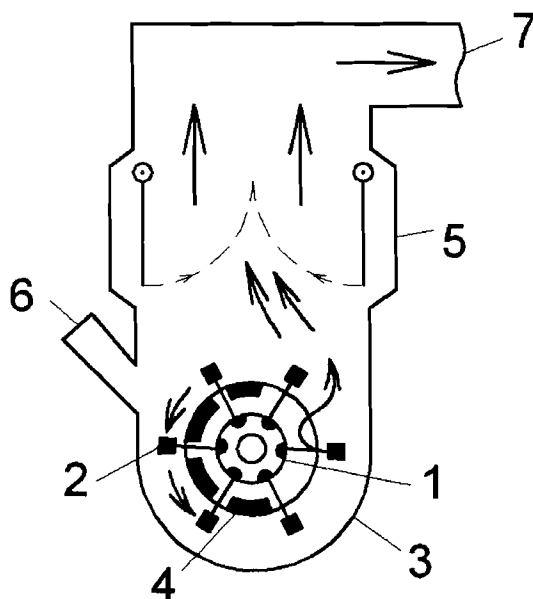


Рис. 11. Молотковая мельница с центробежным сепаратором пыли:

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

Топливо через течку 6 подаётся в мельницу на быстро вращающиеся била 2, которыми оно размалывается и выбрасывается в шахту-сепаратор 5.

Одновременно с размол происходит подсушка топлива, для чего в мельницу подается сушильный агент – воздух или газоздушная смесь. Тонкая пыль вместе с воздухом через амбразуру сепарирующей шахты поступает в топку, а крупные части выпадают из потока и снова направляются в мельницу.

В молотковую мельницу подаётся до 60÷80 % общего количества воздуха. Шахта над мельницей является простейшим гравитационным сепаратором, где отсеивание пыли происходит под действием силы тяжести. Скорость потока составляет 3÷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 счёт 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 высокореакционных 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.12).

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.

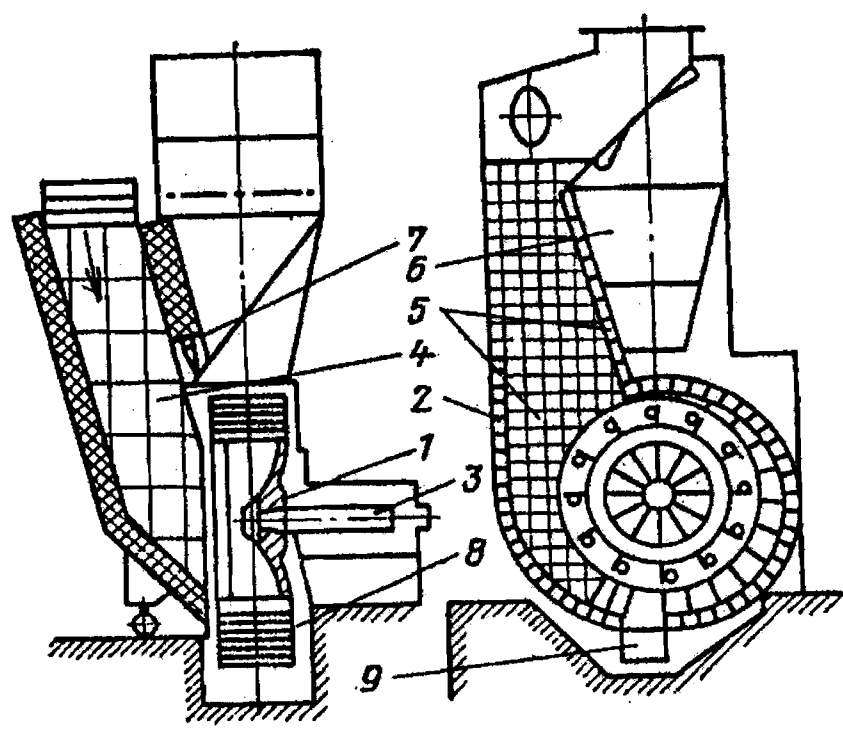


Рис. 12. Мельница-вентилятор:

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

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 $730 \div 1040 \text{ кг/м}^3$. 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 её химической переработки являются ценным сырьём 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 её на фракции по температурам выкипания углеводородов, входящих в состав нефти (рис.13).

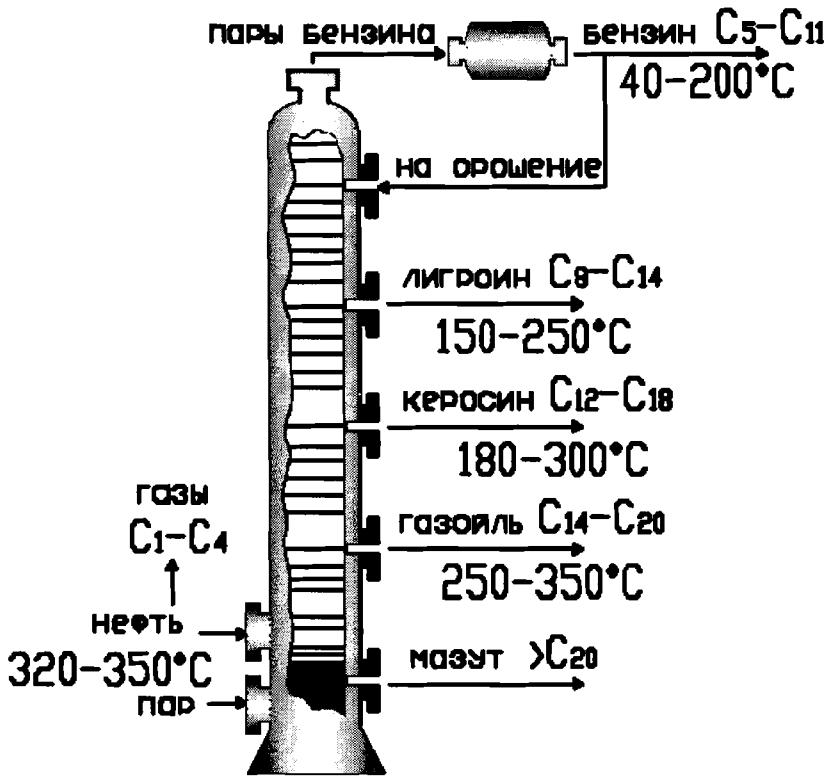


Рис. 13. Температурная перегонка нефти

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 лёгкие **бензиновые** фракции, при 250÷300 °С – **керосиновые** и т.д. В результате перегонки нефти на фракции получают 55÷75 % моторных топлив (бензина, керосина, газойля и др.) и 25÷45 % тяжёлого нефтяного остатка (мазута). При таком способе переработки нефти молекулярная структура углеводородов **не разрушается**.

Бензин – горючая смесь лёгких 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 своё значение и применяется, в основном, в приборостроении в качестве наполнителя жидкостных приборов и как растворитель в лакокрасочной промышленности. Является более тяжёлым, чем бензин, и более легким, чем керосин.

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. Лёгкий газойль (пределы выкипания 250÷350 °С) – основной компонент дизельного топлива, тяжёлый 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 лёгких моторных топливах широкое применение получил способ **глубокой** переработки нефтепродуктов. Этот процесс глубокой переработки, основанный на расщеплении молекул тяжёлых углеводородов на более лёгкие, называется **крекингом**.

Крекинг протекает при высокой температуре $450\div 600\text{ }^{\circ}\text{C}$ и резком снижении давления ($P = 4\div 5\text{ МПа}$). Чтобы ускорить крекинг, увеличить выход лёгких моторных топлив и провести его при более низкой температуре, применяют специальные катализаторы (**каталитический крекинг**).

12.2. Свойства мазута

Основным видом жидкого энергетического топлива является **мазут**. Он представляет собой тяжёлый остаточный продукт переработки нефти и состоит из наиболее тяжёлых углеводородов ($>C_{20}$). 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 тяжёлые жидкие углеводороды – например, гудрон и полугудрон.

Минеральные примеси мазута представляют собой соли щелочных металлов, которые при сжигании мазута частично переходят в оксиды, обуславливая образование золы, а также продукты коррозии резервуаров. Зольность топочных мазутов обычно не превышает 0,1 %.

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 обводнённого 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 объёма дистиллированной воды при 20 °С. Она выражается в градусах условной вязкости (°ВУ).

От вязкости мазута зависят затраты энергии на его транспортировку по трубопроводам, время слива из ёмкости, 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 незначительно. 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.

В качестве жидкого котельного топлива чаще всего применяется мазут марок М 40 и М 100.

Марка топлива определяется предельной величиной вязкости при 80 °С, составляющей:

для мазута М 40 – 8,0 °ВУ;

для мазута М 100 – 16,0 °ВУ.

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 расчётах 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. 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). 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.

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

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. $\tau_{гор} \rightarrow 0$.

Если продолжать нагревание жидкости, то при достижении определённой температуры продукт, вспыхнувший от внешнего источника пламени, горит в течение нескольких секунд (**не менее 5 с**). Эту температуру называют **температурой воспламенения**, или **верхним пределом температуры вспышки** жидкого топлива.

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 нефтепродуктов обычно на 50÷70 °С выше температуры вспышки.

Температурой самовоспламенения называется температура, при которой жидкое топливо воспламеняется без внешнего источника пламени. Для мазутов она находится в пределах 500÷600 °С.

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, наклонённой к горизонту под углом 45°, остаётся неподвижным в течение 1 мин, принимается за температуру застывания.

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

По содержанию серы мазуты разделяются на четыре группы:

- **низкосернистые** (массовое содержание серы $S^r \leq 0,5 \%$);
- **малосернистые** ($0,5 \% < S^r \leq 1,0 \%$);
- **сернистые** ($1 \% < S^r \leq 2,0 \%$);

- **высокосернистые** ($2\% < S^r \leq 3,5\%$).

Теплота сгорания мазута $Q_i^d = 39,8 \div 41,3$ МДж/кг.

Технологический тракт подготовки мазута на электростанции (рис.14) включает приемно-сливное устройство, основные резервуары для хранения постоянного запаса мазута, мазутонасосную систему, систему трубопроводов для мазута и пара, группу подогревателей мазута и фильтров.

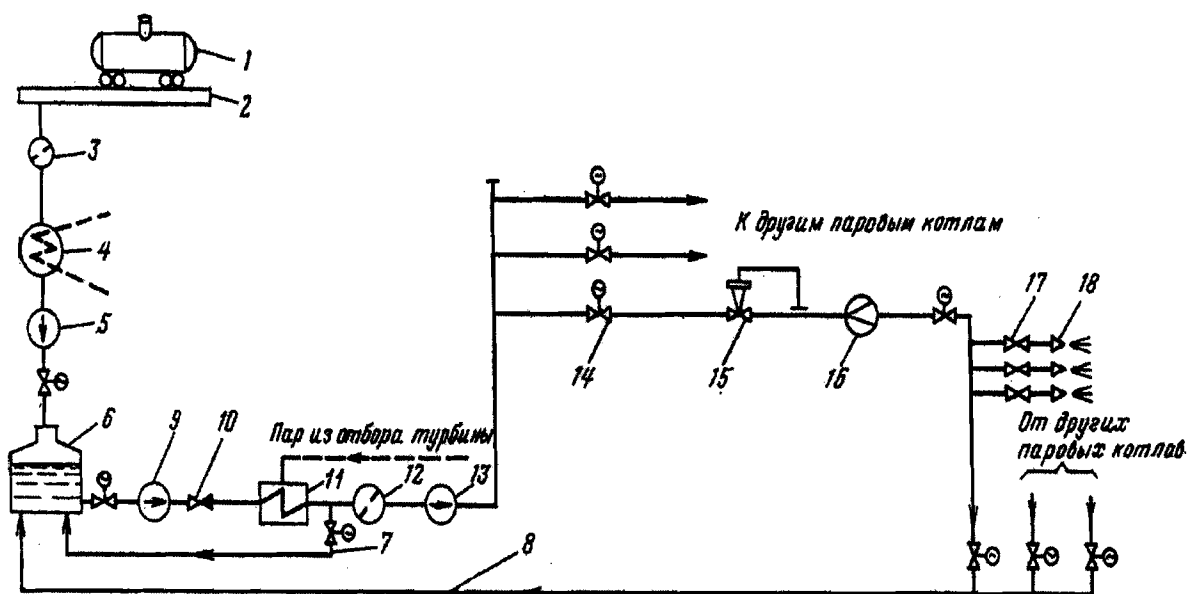


Рис.14. Технологическая схема подготовки мазута на электростанции:

- 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

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 $60 \div 80$ °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.

13. Газообразное топливо

Основным видом газообразного топлива является природный газ газовых и газоконденсатных месторождений. В качестве местного топлива применяются также различные виды искусственных горючих газов – коксовый, доменный, пиролиза нефтепродуктов и др.

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 объёму, 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 $Q_i^d = 35,5 \div 37,7 \text{ МДж} / \text{м}^3$. Негорючий балласт природного газа, как правило, состоит из двуоксида углерода CO_2 и азота, а в некоторых случаях – незначительного количества гелия и других газов. Плотность природных газов близка к плотности основного компонента

– метана и изменяется обычно в узких пределах $\rho_z = 0,7 \div 0,8 \text{ кг/м}^3$. Перед подачей потребителям природный газ подвергают осушке от паров воды до влагосодержания $0,05 \div 0,5 \text{ г/м}^3$. Если газ содержит сернистые соединения, то их удаляют в процессе его очистки.

Эксплуатационные свойства газообразного топлива определяются его токсичностью, взрывоопасностью и плотностью.

Большинство горючих газов и пары жидких топлив содержат токсичные компоненты, среди которых наиболее опасны оксид углерода CO и сероводород H_2S . В искусственных газах, кроме этого, могут содержаться в небольших количествах аммиак NH_3 , 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 сернистые соединения – меркаптаны, чаще всего метилмеркаптан CH_3SH или этилмеркаптан $\text{C}_2\text{H}_5\text{SH}$, которым присущ характерный резкий неприятный запах.

Горючие газы в смеси с воздухом взрывоопасны. **Нижним и верхним пределом воспламенения (взрываемости)** газа называют, соответственно, наименьшее (от 3 до 6 %) и наибольшее (от 12 до 16 %) содержание его в смеси с воздухом, при котором возможен взрыв. Если концентрация горючего вещества находится в диапазоне между нижним и верхним концентрационными пределами, то смесь газа с воздухом способна взрываться от внешнего источника зажигания. Обогащение воздуха кислородом расширяет концентрационные пределы воспламенения.

14. Биотопливо

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.

Топливные, или древесные, гранулы (**пеллеты**) представляют собой спрессованные цилиндры диаметром $4\div 10$ мм, длиной $2\div 5$ см (рис.15), 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.



Рис. 15. Древесные гранулы (пеллеты)

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.

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 (8–12 % влаги против 30–50 % 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, её себестоимостью и пожароопасностью производства. Лучшим вариантом является производство биотоплива из сухой стружки.

Одно из важнейших преимуществ 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 2 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.

Цена на пеллеты для отопления жилых помещений составляет от 140 до 160 евро за тонну. Они реализуются либо в мешках, либо в специальных контейнерах. Подача древесных гранул (пеллет) в котельные крупных производственных объектов и отопительных систем осуществляется автоматически. Цена на промышленные пеллеты составляет в среднем 85 евро за тонну.

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).

Биогаз – газ, получаемый в результате разложение биомассы под воздействием трёх видов бактерий (гидролизные, кислотообразующие, метанообразующие).

Состав биогаза: метан – 50÷87 %, CO_2 – 13÷50 %, незначительные примеси H_2 и H_2S . После очистки биогаза от CO_2 получается биометан. Биометан – полный аналог природного газа, отличие только в происхождении.

Перечень органических отходов, пригодных для производства биогаза: навоз, птичий помёт, зерновая барда, отходы рыбных и забойных цехов (кровь, жир, кишки), трава, бытовые отходы, отходы молокозаводов, отходы от производства соков – жом фруктовый, ягодный, овощной, виноградная выжимка, водоросли, отходы производства крахмала и патоки, отходы переработки картофеля, производства чипсов – очистки, шкурки, гнилые клубни, кофейная пульпа и т.д.

П Р И Л О

Таблица П1. Теплотехнические характеристики

№ п/п	Бассейн, месторождение	Марка топлива	Класс или продукт или обогащения	Состав рабочей массы топлива, %							
				W_t^r	A^r	S_p^r	S_o^r	C^r	H^r	N^r	O^r
Твердое топливо											
1	Кузнецкий	Д	Р	12,0	13,2	0,4		58,6	4,2	1,9	9,7
2	Кузнецкий	Г	Р	8,0	14,3	0,5		63,3	4,4	2,1	7,4
3	Кузнецкий	ОС	Р	6,0	14,1	0,6		72,5	3,4	1,7	1,7
4	Кузнецкий	СС	Р	9,0	18,2	0,3		61,5	3,6	1,5	5,9
5	Кузнецкий	Т	Р	7,0	14,6	0,5		70,2	3,0	1,7	3,0
6	Кузнецкий	Ж	Пром.	7,0	36,3	0,7		47,9	3,4	1,4	3,3
7	Кузнецкий	КЖ	Пром.	7,0	32,6	0,3		51,9	3,3	1,6	3,3
8	Аркагалинское	Д	Р	19,0	12,2	0,2		51,3	3,6	0,8	12,90
9	Березовское	Б2	Р	33,0	4,7	0,2		44,2	3,1	0,4	14,4
10	Челябинский	Б3	Р	17,0	32,4	0,9		35,9	2,6	1,0	10,2
11	Подмосковный	Б2	Р	32,1	30,6	1,6	0,9	24,3	1,9	0,4	8,2
12	Печорский	Ж	Р	5,5	28,4	0,9		55,5	3,6	1,7	4,4
13	Интинский	Д	Р	11,5	27,4	1,6	0,9	45,8	3,1	1,5	8,2
14	Кизеловский	Г	Р	6,0	34,8	3,5	1,8	45,5	3,4	0,8	4,2
15	Минусинский	Д	Р	14,0	17,2	0,5		52,9	3,5	1,4	10,5
16	Черемховское	Д	Р	13,0	27,0	1,0		46,2	3,4	0,7	8,7
17	Букачачинское	Г	Р	8,0	10,1	0,6		67,2	4,7	0,8	8,6
18	Никольское	Д	ДГ	6,0	18,2	0,4		59,6	4,2	1,1	10,5
19	Партизанский	Г	Р	5,5	34,0	0,4		49,8	3,2	0,8	6,3
20	Нерюнгри	СС	Р	10,0	19,8	0,2		60,0	3,1	0,6	6,3
Жидкое топливо (мазут)											
21	Малосернистый			3,0	0,05	0,3		84,65	11,7	0,3	
22	Сернистый			3,0	0,1	1,4		83,8	11,2	0,5	
23	Высокосернистый			3,0	0,1	2,8		83,0	10,4	0,7	

Ж Е Н И Е
энергетического топлива

Низшая теплота сгорания, Q_i^r , МДж/кг	Приведенные характеристики		Коэффициент размо­лоспо­собности, $K_{л0}$	Выход летучих на горючую массу, V^{daf} , %	Температуры плавкости золы, °С			Температура начала нормального жидкого шлакоудаления, $t_{нж}$, °С	№ п/п
	влажность, $W_{пр}^r$, %·кг / МДж	зольность, $A_{пр}^r$, %·кг / МДж			t_A	t_B	t_C		

Твердое топливо

22,86	0,52	0,58	1,10	42,0	1110	1230	1310	1550	1
25,25	0,32	0,57	1,20	40,5	1150	1270	1340	1450	2
27,42	0,22	0,51	1,50	14,5	1130	1300	1395	1700	3
23,57	0,38	0,77	1,10	30,0	1180	1380	1410	1500	4
25,12	0,28	0,74	1,40	12,5	1220	1350	1410	—	5
18,76	0,37	1,93	1,35	37,0	1090	1250	1300	—	6
19,85	0,35	1,64	1,60	25,0	1190	1290	1330	1500	7
19,09	1,00	0,64	1,00	41,0	1120	1220	1360	1400	8
15,66	2,11	0,30	1,30	48,0	1270	1290	1310	1400	9
13,44	1,26	2,41	1,20	44,0	1170	1280	1350	1390	10
8,67	3,69	3,53	1,80	48,0	1350	1500	1500	1700	11
22,02	0,25	1,29	1,50	33,0	1060	1250	1360	1550	12
17,54	0,66	1,56	1,40	40,0	1050	1220	1300	1450	13
18,38	0,33	1,89	1,00	44,0	1100	1320	1350	1500	14
20,10	0,33	0,41	1,05	42,0	1180	1210	1420	1450	15
17,88	0,73	1,51	1,30	47,0	1130	1320	1395	1600	16
26,04	0,31	0,39	1,20	42,0	1170	1300	1330	1450	17
22,99	0,26	0,79	1,09	45,0	1260	1370	1440	1550	18
19,47	0,28	1,75	1,50	36,0	1220	1500	1500	1630	19
22,48	0,44	0,88	2,00	20,0	1240	1340	1400	1650	20

Жидкое топливо (мазут)

40,28	—	—	—	—	—	—	—	—	21
39,73	—	—	—	—	—	—	—	—	22
38,77	—	—	—	—	—	—	—	—	23

Таблица П2. Расчётные характеристики природных газов

№ п/п	Газопровод	Состав газа, %, по объему							Q _i ^d , МДж/м ³	ρ, кг/м ³
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂ [*]	CO ₂	N ₂		
1	Уренгой - Надым - Пунга - Ухта	98,72	0,12	0,01	<0,01	-	0,14	1,00	35,50	0,724
2	Уренгой - Ужгород	98,9	0,12	0,01	0,01	-	<0,06	0,9	35,59	0,724
3	Уренгой - Новопсковск	98,9	0,13	0,01	<0,01	-	0,08	0,87	35,59	0,723
4	Уренгой - Сургут - Челябинск	98,24	0,29	0,2	0,09	0,04	0,14	1,00	35,80	0,729
5	Надым - Пунга - Нижняя Тура- Свердловск - Челябинск	98,67	0,16	0,08	0,01	-	0,08	1,00	35,59	0,725
6	Нижний Новгород – Иваново - Череповец	98,99	0,25	0,04	0,02	-	0,10	0,60	35,75	0,725
7	Бухара - Урал	94,24	3,00	0,89	0,39	0,3	0,28	0,90	37,56	0,771
8	Средняя Азия - Центр	94,08	2,8	0,73	0,3	0,09	1,0	1,0	36,76	0,771
9	Саратов - Москва	90,29	2,8	1,10	0,75	0,54	0,32	4,20	37,01	0,807
10	Мострансгаз (кольцо)	96,57	1,4	0,40	0,18	0,10	0,15	1,2	36,30	0,747
11	Оренбург - Александров Гай	86,43	3,90	1,72	0,87	0,37	0,01	6,70	36,80	0,828

* Концентрация пентана C₅H₁₂ и других более тяжёлых углеводородов.

Таблица ПЗ. Расчётные характеристики попутных газов

№ п/п	Газопровод	Состав газа, %, по объему								Q _i ^d , МДж/м ³	ρ, кг/м ³
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	H ₂ S	CO ₂	N ₂		
1	Каменный Лог - Пермь	38,70	22,60	10,70	2,70	0,70	0,80	-	23,80	42,37	1,196
2	Ярино - Пермь	38,00	25,10	12,50	3,30	1,30	1,10	-	18,70	46,89	1,196
3	Кулшовка - Самара	58,00	17,20	7,40	2,00	0,50	0,50	0,80	13,60	41,74	1,052
4	Безенчук - Чапаевск	42,70	19,60	12,60	5,10	1,30	0,80	1,00	16,90	46,98	1,196
5	Барса - Гельмес - Вышка - Небит-Даг	93,90	3,40	1,30	0,70	0,20	-	0,40	0,10	38,10	0,778
6	На входе в Краснодар, Крымск, Новороссийск	91,20	3,90	2,00	0,90	0,20	-	1,8	-	38,27	0,810
7	Вознесенская - Грозный, Карабулак - Грозный	76,70	13,20	5,40	2,50	2,20	-	-	-	47,02	0,971
8	Тэбук - Сосновка	48,20	18,20	11,90	3,30	1,00	-	0,90	16,50	45,13	1,164
9	Туймазы - Уфа	50,00	22,00	9,80	1,20	0,40	-	-	16,60	43,04	1,095
10	Шкапово - Туймазы	44,10	22,00	5,20	1,40	0,30	-	-	27,00	36,63	1,095
11	Казань - Бугульма - Лениногорск - Альметьевск	53,60	22,80	6,10	0,90	0,20	-	0,20	16,20	40,61	1,046

Таблица П4. Основные теплотехнические характеристики горючих газов

Газ	Пределы воспламеняемости в смеси с воздухом, % газа		Температура воспламенения, °С	Низшая теплота сгорания, Q_i^d , МДж/м ³
	нижний	верхний		
Водород	4,1	74,2	510-590	10,78
Окись углерода	12,5	74,2	610-658	12,62
Метан	5,3	14,0	545-850	35,88
Этан	3,2	12,5	510-595	64,44
Пропан	2,4	9,5	500-590	92,91
Бутан	1,9	8,4	430-570	121,7
Ацетилен	2,5	80,0	335-500	56,08
Природный газ	4,5	17,0	560-800	35,7
Коксовый	5,6	31,0	500-640	18,06
Сланцевый	10,7	32,8	~700	15,38
Доменный	35,0	74,0	530-680	3,94

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.
- Белоусов В.Н., Смородин С.Н., Смирнова О.С. Основы сжигания газа: учебное пособие / СПбГТУРП.- СПб., 2009.
- 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.: Энегаатомиздат, 1988.

Сморodin С.Н., Иванов А.Н., Белоусов В.Н. Котельные установки и парогенераторы: учебное пособие / СПбГТУРП. - СПб., 2009.

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.

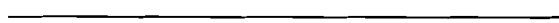
Belousow W. Experimentelle Untersuchung und mathematische Beschreibung des brennernen Strömungsfeldes von Drallbrennern, Dissertation A, Dresden, 1990.

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.

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

Оглавление

Ведение.....	3
1. Топливо-энергетический баланс и тенденции развития энергетики в мире и в России.....	4
2. Энергетическое топливо и его виды	9
3. Происхождение ископаемых видов топлива	10
3.1. Твёрдое топливо.....	10
3.2. Нефть и природный газ.....	12
4. Элементный состав топлива.....	13
5. Виды исходной массы топлива.....	15
6. Теплотехнические характеристики топлива.....	19
6.1. Влажность топлива.....	19
6.2. Состав и содержание минеральных примесей. Зольность топлива. Свойства золы топлива.....	21
6.3. Теплота сгорания топлива.....	27
6.3.1. Определение теплоты сгорания топлива	30
6.4. Выход летучих веществ и свойства коксового остатка.....	33
7. Условное топливо.....	36
8. Промышленная классификация твёрдого топлива	37
9. Переработка твёрдого топлива.....	41
10. Изменение качества твёрдого топлива при длительном хранении.....	44
11. Подготовка твердого топлива к сжиганию.....	45
11.1. Гранулометрический состав и крупность помола.....	46
11.1.1. Характеристики дробления.....	46
11.1.2. Тонкость помола.....	47
11.2. Предварительная подготовка твердого топлива.....	49
11.3. Системы пылеприготовления.....	50
11.4. Пылеприготовительное оборудование.....	55
12. Жидкое топливо.	61
12.1. Переработка нефти	62
12.2. Свойства мазута	64
13. Газообразное топливо.....	70
14. Биотопливо.....	72
Приложение.....	76
Библиографический список	81



Учебное издание

Владимир Николаевич Белоусов
Сергей Николаевич Смородин
Ольга Сергеевна Смирнова

ТОПЛИВО И ТЕОРИЯ ГОРЕНИЯ

Часть I. Топливо

Учебное пособие

Редактор и корректор Н.П.Новикова
Техн. редактор Л.Я.Титова

Темплан 2011 г., поз.23

Подп. к печати 04.03.11. Формат 60X84/16. Бумага тип. №1.
Печать офсетная. 5,5 уч.-изд.л.; 5,5 усл.печ.л. Тираж 200 экз.
Изд. № 23. Цена «С». Заказ №

Ризограф ГОУВПО Санкт-Петербургского государственного технологического университета растительных полимеров, 198095, Санкт-Петербург, ул. Ивана Черных, 4.