

3. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ТОПЛИВО

3.1. Основные определения и классификация

Топливом можно считать всякое вещество, выделяющее при определенных условиях большое количество тепловой энергии, которую в зависимости от технических и экономических показателей используют в различных отраслях. В котельных установках выделившаяся теплота используется для получения рабочего тела – водяного пара или горячей воды, используемых в технологических и отопительных установках, а также производства электрической энергии.

В настоящее время топливо можно разделить на две группы, различающиеся по принципу освобождения энергии: горючее, выделяющее теплоту при взаимодействии с другим веществом (окислителем); расщепляющееся (ядерное), которое выделяет теплоту в результате расщепления вещества топлива с одновременным образованием молекул других химических элементов.

Горючее топливо делят на органическое и неорганическое. *Органическое* топливо включает углеводородные химические соединения природного и искусственного происхождения, углерод и водород, а также их смеси. *Неорганическим* топливом являются неорганические вещества и их композиции, которые при взаимодействии с окислителем выделяют большое количество теплоты. Такими веществами могут быть металлы: алюминий (Al), магний (Mg), железо (Fe) и др. Чтобы горючее топливо выделило теплоту, необходима его химическая реакция с другим веществом – окислителем. В качестве окислителя в общем случае могут использоваться как чистый кислород (O_2) и его модификации (O , O_3), так и другие активные химические соединения – окислители: азотная кислота (HNO_3), перекись водорода (H_2O_2) и др. В энергетических установках в качестве окислителя, как правило, применяют воздух, содержащий 21% (по объему) кислорода, и в особых случаях – чистый кислород.

Органическое топливо делят на ископаемое природное и искусственное, которое, в свою очередь, подразделяют на композиционное и синтетическое. *Ископаемое природное* топливо – это топливо, накопленное в недрах Земли и являющееся продуктом биохимических и химических превращений органического вещества растений и микроорганизмов, существовавших на Земле 0,5-500 млн. лет назад. К нему относятся: уголь, сланец, торф, природный газ, извлекаемые человеком из недр Земли. *Искусственное* топливо – это органическое топливо, созданное человеком путем соответствующей переработки, как правило, природных соединений (в том числе и природных топлив) с целью получения топлив с новыми наперед заданными свойствами. *Композиционное* топливо – это механическая смесь горючих (в том числе органического топлива), а в ряде случаев горючих и негорючих веществ, обладающая новы-

ми теплотехническими свойствами по сравнению со свойствами исходных горючих. К композиционному топливу относятся топливные суспензии, топливные эмульсии, топливные брикеты, гранулы, топливо из горючих отходов и др. *Синтетическое* топливо – продукт термохимической переработки горючих веществ (в том числе и органического топлива), обладающий новыми теплотехническими свойствами по сравнению с исходным горючим веществом. К синтетическому топливу относятся все продукты переработки нефти: бензин, керосин, дизельное топливо, мазут, жидкое топливо и газ, полученные из угля, и др.

При производстве тепловой энергии для теплоснабжения на теплоэлектростанциях, тепловых станциях, производственных и отопительных котельных используют в основном природное органическое топливо, однако уже в настоящее время созданы теплоэнергетические установки, работающие на искусственном органическом и расщепляющемся топливе. Использование этих топлив в перспективе будет непрерывно расширяться.

3.2. Органическое топливо

3.2.1. Общие положения

Среди различных источников энергии, используемых в настоящее время, органическому топливу принадлежит ведущая роль (свыше 96% в масштабах всего мира). Органическое топливо останется основным источником энергии, по крайней мере, еще 100 лет и только со второй половины XXI века оно, возможно, уступит свою ведущую роль ядерному горючему. Данные по запасам органического топлива и других энергоресурсов приведены в табл. 3.1.

Основным потребителем топлива (до 40%) являются электростанции. Различные виды топлива в разные годы играли неодинаковую роль. В соответствии с общей тенденцией в изменении структуры топливного баланса в электроэнергетике длительное время наблюдался рост потребления преимущественно жидкого и газового топлива (до 50%), однако в настоящее время твердое топливо снова становится основным для электростанций. Его доля на ТЭС будет расти особенно быстро при переходе к комплексному энерготехнологическому использованию, при котором твердое топливо (уголь, горючий сланец, торф) служит одновременно и как источник энергии, и как источник ценного химического сырья, получаемого из его органической и минеральной части.

3.2.2. Происхождение органического топлива

По своему составу органическое топливо можно разделить на твердое, жидкое и газообразное. По современным представлениям все эти три группы органических ископаемых топлив имеют аналогичное происхождение. Орга-

нические ископаемые образовались из органического вещества растений и микроорганизмов различных периодов развития биологических структур на Земле. Различия встречающегося в недрах Земли природного топлива обусловлены особенностями исходных органических остатков, из которых оно формировалось, а также условиями их преобразований.

Таблица 3.1

Энергетические ресурсы мира

Энергоресурс	Запасы, 10^{12} МВт · ч ¹		
	прогнозируемые	разведанные	готовые к использованию
1	2	3	4
Невозобновляемые энергоресурсы			
Органическое топливо	100,2	50,3	
В том числе:			
уголь	91,4	49	23,5
нефть	6,0	1	0,5
горючий газ	5,1	0,8	0,5
Ядерное топливо ² ²³⁵ (U, Th)	$16,7 \cdot 10^3$		
Возобновляемые энергоресурсы ³			
Гидроэнергия	0,15	0,15	0,15
Геотермальная энергия ⁴	$4,1 \cdot 10^9$	-	-
Солнечная энергия ⁵	326	-	-

¹ 10^{12} МВт · ч¹ эквиваленты 200 млрд. тонн угля с теплотой сгорания 18 МДж/кг.

² По цене металлического ²³⁵U, Th до 200 долл./кг.

³ Ежегодно.

⁴ До глубины 15 км.

⁵ Приходящаяся на сушу Земли.

Исходные органические вещества, имеющиеся в составе высших растений и микроорганизмов и способные принимать участие в формировании горючих ископаемых, делят на несколько групп химических соединений.

1. Углеводы – главная составная часть стенок растительных клеток. Основным представителем этой группы соединений является целлюлоза $C_6H_{10}O_5$. Другие представители углеводов – гемицеллюлозы, в отличие от клетчатки легко гидролизуются в водной среде и могут вымываться из залежи, но могут также вступать в реакции с аминокислотами, переходя при этом в состав высокомолекулярного нерастворимого соединения.

2. Лигнин – высокомолекулярное соединение, заполняющее межклеточное пространство высших растений. Лигнин растительных остатков легко поддается окислению, но более устойчив к действию бактерий по сравнению с целлюлозой.

3. Белки – вещество, входящее в состав протоплазмы клеток всех организмов.

4. Липоиды – вещества, входящие главным образом в состав кутикуля- пленки, образующей внешнюю оболочку одноклеточных и многоклеточных растений; к липоидам относятся смолы, воски и жиры.

С точки зрения склонности к естественному распаду различные составляющие растительных организмов можно разбить на две группы.

1. Целлюлоза, гемицеллюлоза, белки и другие составляющие легко поддаются разложению и, как правило, удаляются из места скопления растительных остатков.

2. Лигнин, воски, смолы, углеводороды и другие вещества трудно поддаются или вовсе не поддаются разложению в течение нескольких геологических периодов.

По современным представлениям все основные группы веществ, имеющих в составе органических остатков, при определенных условиях могли принять участие в формировании горючих ископаемых. В условиях заболоченной суши накопление органического материала происходило преимущественно за счет отмерших высших растений. Трансформация их органических остатков привела в дальнейшем к образованию горючих ископаемых класса гумолитов. Органические остатки, накапливавшиеся на дне прибрежных зон морей и океанов, состояли в основном из разложившихся одноклеточных организмов. Подвергаясь превращениям в условиях полного отсутствия кислорода, они образовали так называемый сапропель, из которого далее формировались горючие ископаемые класса сапропелитов.

К гумолитам относят торф и большинство ископаемых углей, к сапропелитам – некоторые сравнительно редко встречающиеся угли, а также большинство горючих сланцев, нефть и природный горючий газ.

Встречаются гумолиты с весьма различной степенью преобразования исходного органического материала. Принято различать три стадии их преобразования: торфяную, буроугольную и каменноугольную. Преобладающие на той или иной стадии процессы обусловлены внешними и внутренними факторами, обеспечивающими защиту органического материала от окисления кислородом воздуха и возможность жизнедеятельности бактерий.

На торфяной стадии остатки растений накапливаются и преобразуются вначале при ограниченном контакте с воздухом, а затем при полной изоляции от него (под слоем воды). Преобразование растительного материала происходит преимущественно в результате биохимических процессов, связанных с жизнедеятельностью грибов и бактерий (главным образом анаэробных - не нуждающихся в воздухе благодаря способности усваивать кислород, находящийся в окружающей среде в химически связанном виде). В ходе преобразований имеет место как распад исходных высокомолекулярных веществ, так и синтез новых. Последние образуются биохимическим путем в самих микро-

организмах, а также за счет полимеризации и поликонденсации не усваиваемых этими организмами частей исходных молекул.

Наиболее типичная группа соединений, которые образуются на торфяной стадии – это гуминовые кислоты. В их образовании может принимать участие не только лигнин, имеющий сходную с ними химическую структуру, но также углеводы и белки – посредством совместной поликонденсации продуктов первичного распада этих соединений (простых сахаров и аминокислот).

По мере превращения исходного органического материала в гуминовые кислоты остатки растений теряют свою первоначальную форму и приобретают вид бесструктурной массы. В торфяниках, существующих в настоящее время, этот процесс может находиться на разных стадиях. Глубина преобразования материнского материала в торфянике характеризуется степенью разложения торфа.

Другой важной характеристикой современных торфов является тип исходной растительности, из которой они образованы, или их ботанический состав. Ботанический состав торфа зависит главным образом от степени обводненности болота. Соответственно различают торфы низинные и верховые (существуют также промежуточные разновидности).

Буроугольная стадия существенно отличается от торфяной условиями, в которых происходит дальнейшее преобразование органического материала. Главным фактором, обеспечивающим превращение торфа в уголь, является глубокое захоронение торфяника в толще пород в результате тектонических явлений – сдвигов в земной коре. Образующаяся над пластом органического материала кровля защищает его от возможного разрушения (окисления) кислородом воздуха. Повышенные температуры (предположительно 180–250 °С) и давления (до $3 \cdot 10^8$ Па), существующие на достаточной глубине под поверхностью земли, вызывают значительные изменения органических остатков. Изменения эти носят общее название углефикации (метаморфизма). Главными химическими процессами, протекающими под действием геотектонических факторов, являются: отделение наиболее слабо удерживаемых функциональных групп; поликонденсация (с выделением H_2O , CO_2 , CH_4); полимеризация.

Реакции первого и второго типа ведут к постепенному обогащению органического материала углеродом.

Каменноугольная стадия соответствует более высокой степени углефикации гумолитов. Глубина преобразований органического материала зависит в первую очередь от тектонической активности земной коры в районе нахождения залежи, а не от времени пребывания этой залежи в погребенном состоянии. Главным фактором, по-видимому, является температура (предполагают, что формирование каменных углей происходило при температурах 250–350 °С). Доказано, что некоторые горные породы, например содержащие окислы железа, могут играть роль катализаторов реакций

полимеризации. Основным результатом метаморфизма на каменноугольной стадии являются: дальнейшее обогащение органического материала углеродом (главным образом за счет уменьшения содержания кислорода), повышение прочности и теплоты сгорания, появление заметной электропроводности.

Конечным итогом рассмотренных преобразований углей является превращение их в *антрацит* – разновидность угля, характеризующуюся металлическим блеском, высокой твердостью и хрупкостью, пониженным содержанием водорода. Встречаются месторождения, в которых степень углефикации органического материала еще выше, чем у антрацитов. Подобный материал представляет собой практически чистый углерод, обладающий четко выраженной мелкокристаллической структурой и называемый природным графитом.

Преобразование твердых горючих ископаемых сапропелевого происхождения разделяют на две стадии, соответствующие торфяной и каменноугольной стадиям преобразования гумолитов. Изменение органического материала на этих стадиях происходит под действием тех же факторов, которые рассмотрены выше, с той разницей, что из-за практически полного отсутствия кислорода с самого начала (большая толщина защитного слоя воды) на торфяной стадии определяющую роль играет жизнедеятельность специфических анаэробных бактерий. Вместе со значительными отличиями в составе исходного материала это и обусловило особенности химического строения и физической структуры сапропелитов по сравнению с гумолитами.

Торфяная стадия преобразования сапропелитов заключается в превращении студенистого сапропеля в сапроколл – плотную бесструктурную однородную массу, состоящую из смеси полимеризованных непредельных кислот, карбоновых кислот предельного ряда и продуктов превращения аминокислот.

Каменноугольная стадия углефикации сапропелитов заключается в дальнейшей полимеризации и поликонденсации органического вещества с превращением карбоновых кислот в соответствующие углеводороды, что сопровождается относительным увеличением содержания углерода.

В случае небольшого содержания минеральных примесей каменные угли сапропелитового происхождения называют богхедами. Богхеды представляют собой бурые или буро-черные образования, весьма однородные, без всякой слоистости, с характерным раковистым изломом.

Гораздо чаще встречаются сапропелиты, сильно забалластированные осадочными породами (песком, глиной), содержание которых иногда достигает 90 % и выше. Сапропелиты с содержанием минеральных примесей до 50–70 % называют горючими сланцами. Характерным отличием органического вещества сланцев – керогена, равно как и богхедов, является повышенное содержание водорода (9–11 %), а также отсутствие гуминовых веществ (на всех стадиях преобразований).

В формировании жидких и газовых горючих ископаемых из сапропеля решающая роль принадлежала геохимическим факторам – воздействию на органические остатки повышенных температур и давлений в присутствии имеющихся в земной коре веществ-катализаторов, влияние которых обусловило избирательную направленность преобразований органического материала. Возможно также, что в преобразовании органических остатков участвовали и радиохимические реакции (радиолиз), названные излучением радиоактивных горных пород. В результате указанных воздействий органический материал превращался в наиболее устойчивые органические соединения – углеводороды метанового, нафтенного и ароматического ряда.

Находясь в жидком состоянии, смесь углеводородов перемещалась (мигрировала) сквозь пористые породы земной коры, пока не оказывалась в зонах, ограниченных непроницаемыми пластами. Важную роль в накоплении и миграции углеводородов играли подземные воды. Геологами доказано, что существующие в наши дни месторождения нефти иногда располагаются в тысяче километрах и далее от тех мест, где первоначально скапливались органические остатки.

Наряду с углеводородами нефти образовывались низкомолекулярные углеводороды, главным образом метан. Обладая повышенной подвижностью по сравнению с жидкими продуктами, они либо просачивались в атмосферу, либо образовывали отдельные скопления, но могли также остаться в месторождении нефти. В условиях особенно интенсивного воздействия геохимических факторов преобразование органических остатков приводило к образованию смесей, состоящих преимущественно из легких углеводородов и даже практически из одного метана, т. е. к появлению газовых и газоконденсатных месторождений, генетически не связанных с нефтяными месторождениями.

3.3. Элементарный состав топлива

Особенностью твердых и жидких топлив является сложность химического состава их органического вещества, что предопределило оценку их состава по процентному содержанию в нем химических элементов.

Газообразное топливо, представляющее собой механическую смесь достаточно простых углеводородов и других известных соединений, оценивается по доле этих соединений в топливе. В общем случае состав органического топлива можно разделить на горючую и негорючую части (рис. 3.1).

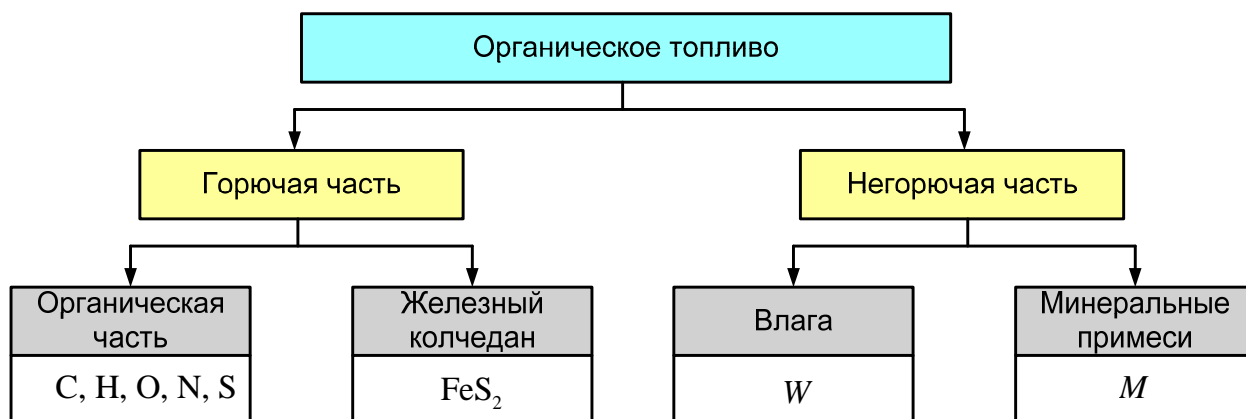


Рис. 3.1. Схема составляющих органического топлива

Горючая часть топлива (твердого и жидкого) представляет собой в основном органические соединения, образованные пятью химическими элементами: углеродом (С), водородом (Н), серой (S), кислородом (О) и азотом (N). При этом кислород и азот топлива не участвуют в экзотермических реакциях и поэтому являются как бы «внутренним балластом» топлива. Горючая часть топлива включает также некоторые минеральные соединения (например, бисульфид железа FeS_2), которые взаимодействуют с кислородом воздуха при высокой температуре также со значительным тепловыделением. Минеральные компоненты топлива типа FeS_2 , так называемый железный колчедан, имеют две минералогические разновидности: пирит и марказит.

Углерод (С) входит в состав топлива в виде сложных соединений с другими элементами. Чем выше содержание углерода, тем выше тепловая ценность топлива. В твердом топливе содержание его колеблется от 50 % для древесины до 93% для антрацита в зависимости от глубины обуглероживания растительных (или животных) остатков. Теплота сгорания углерода около 33 МДж/кг.

Водород (Н) занимает в топливе второе место по располагаемой теплоте. Для антрацита содержание Н падает в несколько раз за счет глубины метаморфизма угля. При сгорании водорода получается вода, которая может находиться в парообразном или жидком состоянии. В зависимости от этого колеблется теплота сгорания водорода: для парообразного состояния продуктов окисления она равна 120 МДж/кг, для жидкого – 142 МДж/кг.

Кислород (О) является балластной составляющей топлива, так как своим присутствием уменьшает горючую часть в топливе. Содержание кислорода колеблется в пределах от 0,5% у каменных углей до 42% у растений.

Азот (N), как и кислород, также считается внутренним балластом топлива, снижающим горючую часть, так как входит в органическое вещество. В твердом топливе содержание доходит до 3%, но в доменном и генераторном газах содержание азота существенно увеличивается, что снижает теплоцен-

ность этих искусственных горючих газов. Азот топлива при горении целиком превращается в токсичные окислы NO и NO_2 .

Сера (S) имеет невысокую теплоту сгорания и в твердом топливе находится в виде органической (S), колчеданной (S_k) (что то же – пиритной FeS_2) и в виде сульфатов (S_c). Таким образом,

$$S_{\text{общ}} = S_o + S_k + S_c. \quad (3.1)$$

Органическую и колчеданную серу называют летучей (горючей), так как она участвует в процессе горения. Теплота сгорания серы 9,05 МДж/кг. Сульфатная сера не горит, так как является конечным продуктом окисления серы, например FeSO_4 , MgSO_4 , CaSO_4 и др. В твердом топливе содержание серы достигает 8%, в жидкой 3,5%, в газообразном – сера содержится в газообразном состоянии в виде двух соединений: H_2S и SO_2 .

При сгорании H_2S сера в основном окисляется в сернистый ангидрид SO_2 , в меньшей степени – в серный ангидрид SO_3 . Эти окислы в присутствии влаги образуют слабые растворы сернистой и серной кислот, вызывающих наружную коррозию элементов оборудования и оказывающих вредное действие на окружающую среду при попадании в атмосферу.

Негорючая часть топлива (см. рис. 3.1) состоит из влаги W_t и минеральной части M , образующей при сгорании золу A .

Зола (A) представляет собой твердый минеральный остаток после сжигания топлива и состоит из топочных шлаков и летучей золы, покидающей топку с продуктами сгорания. Следующие компоненты определяют химический состав и свойства топочных шлаков и золы SiO_2 , Al_2O_3 , Fe_2O_3 , известь – CaO , окислы щелочных металлов Na_2O , K_2O и сульфаты.

Летучая зола, выбрасываемая через дымовую трубу, кроме вреда для окружающей среды, наносит вред непосредственно поверхностям нагрева своими эрозионными свойствами (SiO_2) и загрязнением (CaO). Соединения ванадия в минеральной части топлива вызывают интенсивную ванадиевую коррозию металла.

Различают три разновидности минеральной части: *зольность первичную* из материнского вещества растений, *зольность вторичную*, занесенную в топливо при пластообразовании, и *зольность третичную*, занесенную из кровли, подошвы и прослоек горных пород в период добычи топлива. Легче всего избавиться в какой-то степени от третичной зольности общепринятыми методами обогащения углей, труднее от вторичной и совсем невозможно от первичной.

Содержание минеральных примесей в топливе изменяется в широких пределах: от 1–2% у древесины до 55% в углях при фрезерном способе добы-

чи, а в горючих сланцах до 70%. В международной геологической статистике запасы углей подсчитываются только до значения зольности 50%.

Влага W , как и зольность, является внешним балластом топлива, снижает его теплоценность и, кроме того, требует затрат теплоты на испарение. Испарившаяся влага отбирает от дымовых газов часть теплоты на свой подогрев, отчего понижается температура газов, а вместе с ней и температурный напор между газами и рабочей средой, что уменьшает количество передаваемой теплоты.

Сумма рабочих зольности и влажности составляет внешний балласт рабочего топлива (B). Можно записать:

$$B = A^p + W^p. \quad (3.2)$$

Чем больше балласт, тем меньше теплота, выделяемая при сгорании топлива.

Различают два вида влаги в топливе: *внешнюю* ($W^{\text{внешн}}$) и *внутреннюю* ($W^{\text{внутр}}$). Рабочая влажность топлива, %,

$$W^p = W^{\text{внешн}} + W^{\text{внутр}}. \quad (3.3)$$

При сушке топлива внешняя влага, попавшая в топливо при его добыче, транспорте и хранения, может быть удалена. Количество внешней влаги колеблется в широком диапазоне (1–40%).

Внутренняя влага связана с органическим веществом и его минеральными примесями. В свою очередь внутренняя влага состоит из двух компонентов: гигроскопической в коллоидально-связанном состоянии, равномерно распределенной в массе топлива, и незначительного количества гидратной, входящей в состав молекул минеральных примесей. Принято внутреннюю влагу называть *гигроскопической* ($W^{\text{гн}}$) или *аналитической* (W^a)

$$W^{\text{внутр}} = W^a = W^{\text{гн}}. \quad (3.4)$$

Для бурых углей $W^{\text{гн}} = 10\text{--}13\%$, для антрацитов 1,5–2,5%. Из соображений взрывоопасности сушку угольной пыли производят только до $W^{\text{гн}}$.

В жидком топливе влага обычно присутствует в небольшом количестве (1%) и легко отстаивается в подогретом мазуте, а затем дренируется. В газообразном топливе влаги вообще немного, так как она находится в газообразном состоянии и количество ее определяется температурой насыщения при парциальном давлении водяных паров. Поэтому со снижением температуры газов снижается и их влажность и наоборот.

Повышенная рабочая влажность топлива W^p вызывает трудности при сжигании, ибо снижается теплота сгорания, растут удельные расходы топли-

ва, объемы продуктов сгорания, потери теплоты с уходящими газами и расход энергии на привод дымососов. По всему тракту топливоподачи нарушается нормальное движение топлива за счет снижения сыпучести, а в зимнее время – за счет смерзания топлива.

Основную горючую часть природного газа составляет *метан* (CH_4), содержание которого доходит до 80–90%, содержание тяжелых углеводородов (C_nH_m) составляет 1–6%, азота (N_2) 1–4%. Так, на Уренгойском месторождении на самом глубоком горизонте (~3000 м) «Юра» содержание CH_4 в 1 м^3 газа составляет 8 %; $\text{C}_2\text{H}_6 = 6,2\%$; $\text{C}_3\text{H}_8 = 3,4\%$; $\text{C}_4\text{H}_{10} = 1,9\%$; $\text{C}_5\text{H}_{12} = 0,7\%$; $\text{N}_2 = 1,1\%$; $\text{CO}_2 = 0,1\%$.

3.4. Характеристики топлива

Массу вещества топлива принято условно характеризовать как рабочую, аналитическую, сухую, горючую и органическую. В соответствии с этими наименованиями ставится сверху компонента индекс из первой буквы наименования массы. Так, для *рабочей массы* топлива, которое доставляется потребителю, можно записать

$$\text{C}^p + \text{H}^p + \text{O}^p + \text{N}^p + \text{S}_{\text{д}}^p + \text{A}^p + \text{W}^p = 100\% . \quad (3.5)$$

При лабораторных исследованиях пользуются *аналитической* (воздушно-сухой) пробой топлива, для чего тонко измельченную пробу подсушивают естественным путем в лаборатории до полной потери внешней влаги, характеризуемой постоянством массы пробы. Аналитическая масса, %, записывается следующим образом:

$$\text{C}^a + \text{H}^a + \text{O}^a + \text{N}^a + \text{S}_{\text{д}}^a + \text{A}^a + \text{W}^a = 100\% . \quad (3.6)$$

Далее, путем искусственной подсушки пробы при $t = 105^\circ\text{C}$ можно удалить всю влагу, как внешнюю, так и внутреннюю, и тогда останется *сухая масса*:

$$\text{C}^c + \text{H}^c + \text{O}^c + \text{N}^c + \text{S}_{\text{д}}^c + \text{A}^c = 100\% . \quad (3.7)$$

Так как азот и кислород находятся в топливе в связанном состоянии, то принято их массу относить к *условной горючей массе*

$$\text{C}^r + \text{H}^r + \text{O}^r + \text{N}^r + \text{S}_{\text{д}}^r = 100\% . \quad (3.8)$$

Исключив из горючей массы серу, получим *условную органическую массу*

$$C^o + H^o + O^o + N^o = 100\% . \quad (3.9)$$

На рис. 3.2 представлены рассмотренные выше массы топлива.

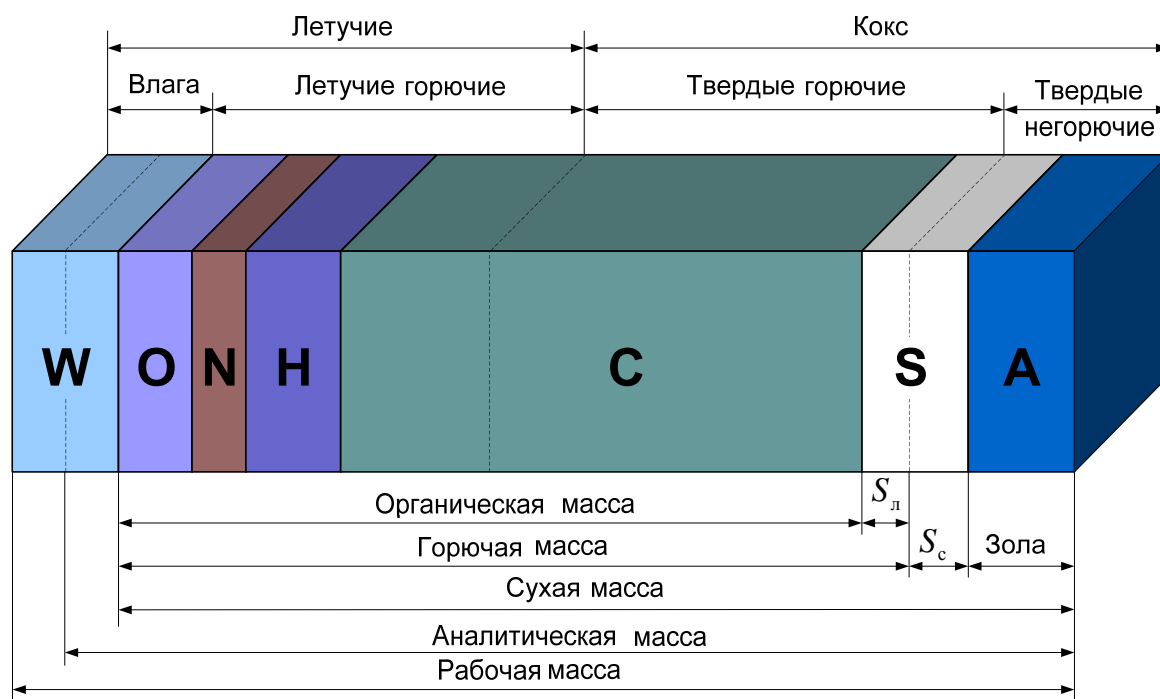


Рис. 3.2. Состав и масса твердого органического топлива

Во всех теплотехнических расчетах принято иметь дело с рабочей массой топлива. Расчетные характеристики топлив и технические условия часто даются на горючую массу, поскольку она является наиболее устойчивой. В основу классификации твердого топлива также положена горючая масса топлива. Пересчеты содержания компонентов, выраженных в процентах одного состояния топлива, в проценты другого его состояния производят на основе уравнения его состава для каждого состояния. При необходимости пересчета состава топлива с одной массы на другую следует выделить, чем (по составу) отличаются эти массы и в какой из них процентное содержание компонентов будет больше.

Для получения, например, коэффициента пересчета состава топлива с аналитической массы на рабочую, составим отношение

$$\frac{C^p + H^p + O^p + N^p + S_c^p + A^p}{C^a + H^a + O^a + N^a + S_c^a + A^a} = \frac{100 - W^p}{100 - W^a} \quad (3.10)$$

С учетом того, что в левой части уравнения слагаемые числителя отличаются от соответствующих слагаемых знаменателя одним и тем же постоянным множителем; обозначив произвольное слагаемое через X , получим

$$\frac{X^p}{X^a} = \frac{100 - W^p}{100 - W^a} = k_1,$$

откуда

$$X^p = k_1 X^a,$$

где

$$k_1 = \frac{100 - W^p}{100 - W^a}.$$

Аналогичным образом находят пересчетные коэффициенты для других масс топлива. Формулы пересчета приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Формулы коэффициентов для пересчета состава топлива
из одного состояния в другое

Состояние топлива	Пересчет в состояние топлива			
	рабочее	аналитическое	сухое	горючее (сухое беззольное)
Рабочее	1	$\frac{100 - W^a}{100 - W^p}$	$\frac{100}{100 - W^p}$	$\frac{100}{100 - (W^p + A^p)}$
Аналитическое	$\frac{100 - W^p}{100 - W^a}$	1	$\frac{100}{100 - W^a}$	$\frac{100}{100 - (W^a + A^a)}$
Сухое	$\frac{100 - W^p}{100}$	$\frac{100 - W^a}{100}$	1	$\frac{100}{100 - A^c}$
Горючее (сухое беззольное)	$\frac{100 - (W^p + A^p)}{100}$	$\frac{100 - (W^a + A^a)}{100}$	$\frac{100 - A^c}{100}$	1

Здесь W^a – влага аналитической пробы топлива, %

Необходимо отметить, что в соответствии с международным стандартом для обозначения различных характеристик топлива применяют следующие обозначения (символы и индексы): r – на рабочую массу; a – на аналитическую массу; d – на сухую массу; daf – на горючую (сухую беззольную) массу; o – органическую массу; s – высшая; i – низшая. Например, C^{daf} – углерод на горючую массу, %; A^d – зольность на сухую массу, %; Q_s^{daf} – высшая теплота сгорания горючей массы топлива, кДж/кг; Q_i^r – низшая теплота сгорания рабочей массы топлива, кДж/кг.

3.5. Теплота сгорания топлива

Теплотой сгорания топлива называют количество теплоты, выделяемой при полном сгорании единицы массы, кДж/кг, или объема, кДж/м³, топлива. Различают *высшую* и *низшую* теплоту сгорания

Высшей теплотой сгорания Q_b называют количество тепла, которое выделяется при полном сгорании 1 кг твердого или жидкого топлива (или 1 м³ газового топлива) при условии, что образующиеся при сгорании водяные пары конденсируются и выделяется их теплота конденсации.

В паровых котлах продукты сгорания не охлаждаются до температуры конденсации паров. В этих условиях теплота конденсации теряется и общее используемое тепловыделение при горении топлива будет меньше. Количество теплоты, которая выделяется при полном сгорании 1 кг твердого или жидкого (или 1 м³ газового) топлива за вычетом теплоты конденсации водяных паров, называют *низшей теплотой сгорания* Q_n .

Высшая и низшая теплота сгорания топлива связаны соотношением

$$Q_b = Q_n + Q_{\text{кон}} \quad (3.11)$$

В общем случае теплота конденсации влаги, кДж/кг,

$$Q_{\text{кон}} = 2500 \left(\frac{9H}{100} + \frac{W}{100} \right) \cong 225H + 25W \quad (3.12)$$

где H и W – содержание водорода и влаги в топливе, %; 2500 – приблизительная теплота конденсации 1 кг влаги при парциальном давлении водяных паров в топочной камере ($p = 10\text{--}15$ кПа), кДж/кг.

Масса получающихся водяных паров при окислении водорода кислородом в 9 раз больше массы водорода, что отражает в формуле (3.12) произведение $9H$.

Чем выше влажность топлива и содержание водорода, тем в большей степени различаются Q_b и Q_n .

Для определения низшей теплоты сгорания преобразуем формулы (3.11) и (3.12) и получим для рабочей массы

$$Q_n^p = Q_b^p - 225H^p - 25W^p. \quad (3.13)$$

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

$$Q_{\text{н}}^{\text{r}} = Q_{\text{в}}^{\text{r}} - 225H^{\text{r}}. \quad (3.14)$$

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

$$Q_{\text{н}}^{\text{p}} = Q_{\text{н}}^{\text{r}} \frac{100 - (A^{\text{p}} - W^{\text{p}})}{100} - 25W^{\text{p}}. \quad (3.15)$$

Влажность топлива может изменяться при его транспорте и хранении; может меняться и зольность топлива в зависимости от способа добычи и мощности пласта угля. Теплоту сгорания топлива при изменении его влажности от W_1^{p} до W_2^{p} и зольности от A_1^{p} до A_2^{p} выражают формулой

$$Q_{\text{н}2}^{\text{p}} = (Q_{\text{н}1}^{\text{p}} + 25W_1^{\text{p}}) \frac{100 - W_2^{\text{p}} - A_2^{\text{p}}}{100 - W_1^{\text{p}} - A_1^{\text{p}}} - 25W_2^{\text{p}}. \quad (3.16)$$

Теплота сгорания топлива определяется экспериментально по калориметру. Средний состав и теплота сгорания всех известных месторождений топлив определены и сведены в таблицы расчетных характеристик топлив. При сжигании топлива, химический состав которого отличается от табличного, его теплоту сгорания, кДж/кг, можно установить, используя эмпирическую формулу Д. И. Менделеева. Для горючей массы топлива

$$Q_{\text{н}}^{\text{r}} = 339C^{\text{r}} + 1225H^{\text{r}} - (O^{\text{r}} - S^{\text{r}}), \quad (3.17)$$

а для рабочей массы топлива

$$Q_{\text{н}}^{\text{p}} = 339C^{\text{p}} + 1030H^{\text{p}} - 109(O^{\text{p}} - S^{\text{p}}) - 25W^{\text{p}}. \quad (3.18)$$

где C , H , O и S – массовые доли компонентов топлива, для которого определяют удельную теплоту сгорания, %.

Объемную теплоту сгорания газового топлива определяют как сумму теплот сгорания входящих в его состав различных горючих газов с учетом их процентного содержания. Объемную теплоту сгорания относят к 1 м^3 сухого газа и определяют по формуле

$$Q_{\text{н}}^{\text{c}} = 0,01(Q_{\text{CH}_4} \text{CH}_4 + Q_{\text{C}_2\text{H}_6} \text{C}_2\text{H}_6 + \sum Q_{\text{C}_n\text{H}_m} \text{C}_n\text{H}_m) \quad (3.19)$$

Здесь $Q_{\text{н}}^{\text{c}}$ – объемная теплота сгорания на сухую массу газового топлива, кДж/м³; CH_4 , C_2H_6 и т. д. – объемная доля горючих газов в топливе, %; Q_{CH_4} , $Q_{\text{C}_2\text{H}_6}$ и т. д. – объемная теплота сгорания соответствующих газов, кДж/м³.

Теплоту сгорания газового топлива можно определить также газовым калориметром.

Теплота сгорания условного топлива. Паровые котлы одинаковой паропроизводительности и тепловой мощности могут потреблять существенно разное количество топлива, так как его теплота сгорания у разных видов топлив меняется в широких пределах. Для сравнения экономичности работы электростанций и упрощения расчетов введено понятие *условного топлива*, имеющего теплоту сгорания $Q_{y.t} = 29310$ кДж/кг (7000 ккал/кг). Потребление разных видов топлива электростанциями пересчитывают в условное топливо, используя соотношение

$$B_{y.t} = B_n \frac{Q_n^p}{Q_{y.t}}, \quad (3.20)$$

где $B_{y.t}$, B_n – расход соответственно условного топлива, кг условного топлива/с, и натурального, кг/с, имеющего теплоту сгорания рабочей массы Q_n^p .

В показатели условного топлива можно пересчитать и потребление природного и другого горючего газа электростанцией.

3.6. Приведенные характеристики топлива

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

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

$$W^n = \frac{W^p}{Q_n^p}; \quad A^n = \frac{A^p}{Q_n^p}; \quad S^n = \frac{S^p}{Q_n^p}. \quad (3.21)$$

Так, при одинаковом исходном содержании серы $S^p = 3\%$ в 1 кг мазута ($Q_n^p = 39$ МДж/кг) и бурого угля ($Q_n^p = 12$ МДж/кг), приведенная сернистость будет составлять у мазута $S^n = 0,077\%$, а у бурого угля $S^n = 0,25\%$. Отсюда

следует, что при одинаковой мощности парового котла выброс оксидов серы с уходящими газами на буром угле будет в 3,25 раза больше.

3.7. Технические характеристики отдельных топлив

3.7.1. Характеристики твердых топлив

Выход летучих веществ. Если твердое топливо постепенно нагревать в инертной среде без доступа воздуха, то при высоких температурах сначала выделяются водяные пары, а затем происходит разложение кислородосодержащих молекул топлива с образованием газообразных веществ, получивших название летучие вещества (CO , H_2 , CO_2 , C_nH_m , H_2S , CN , HCN и др.). Выход летучих веществ из твердых топлив происходит в интервале температур – от 160 до 1100 °С, но наибольший имеет место в области температур 400–800 °С. Условно количественный выход летучих веществ из твердого топлива определяют по уменьшению массы пробы топлива после выдержки в тигле при температуре 850 ± 25 °С в течение 7 минут без доступа воздуха и относят к составу горючей массы топлива – V^r , %.

Поскольку выход летучих веществ прежде всего определяется содержанием кислорода в топливе, то он тем больше, чем топливо моложе по химическому возрасту.

Количество летучих веществ в пересчете на натуральное топливо можно определить, если известен внешний балласт топлива:

$$V^p = V^r \frac{(100 - W^p - A^p)}{100}; \quad (3.22)$$

Летучие вещества, выделившиеся из топлива, обеспечивают более раннее воспламенение оставшейся твердой частицы – кокса, так как они воспламеняются при более низкой температуре (350–600 °С), чем коксовый остаток (950–1000 °С), быстро поднимая тем самым температуру коксовых частиц. Их влияние особенно велико на начальной стадии горения топлива, чем выше выход летучих веществ, тем быстрее воспламеняется топливо, тем глубже оно выгорает.

В связи с этим выход летучих оказывает непосредственное влияние на организацию топочного процесса, выбор объема топочной камеры, эффективность (полноту) сжигания топлива. Эта характеристика положена в основу классификации твердых топлив, в частности каменных углей.

Структура кокса. Оставшаяся после выхода летучих веществ твердая часть топлива состоит в основном из углерода и минеральной части и называется *коксом*. Термические преобразования исходного вещества топлива в процессе выхода летучих приводят к изменению структуры твердой части, резуль-

тате чего коксовый остаток может быть *спекшимся* (твердым, сплавленным), *слабоспекшимся* (разрушающимся при надавливании или ударе) *порошкообразным* (рассыпающимся после нагрева).

Некоторые каменные угли с большим содержанием битума при нагреве образуют плотный спекшийся кокс, используемый в металлургических печах. Такой уголь называется коксовым, и поскольку он является ценным сырьем промышленности, то подвергается обогащению после добычи, т.е. отделяется крупнокусковое чистое топливо (концентрат), а оставшееся мелкое топливо с повышенным содержанием минеральных примесей (отсевы, промежуточный продукт, шлак) направляется для сжигания на электростанции. Структура коксового остатка играет роль при сжигании угля в печах на колосниковых решетках. В энергетических котлах при факельном сжигании топлива в объеме топки или в циркулирующем кипящем слое характеристика кокса значения не имеет.

Температуры плавления золы. Поскольку золовые частицы представляют собой смесь минералов с различной температурой их явления, то по мере нагрева спрессованного образца из золы в лабораторной печи происходит постепенное размягчение золовой частицы вплоть до расплавленного состояния (рис. 3.3). Состояние золы при высокотемпературном нагреве характеризуется следующими температурными точками: t_A (t_1) – начала деформации золовой пирамидки за счет большого количества расплавленных компонент (для большинства топлив $t_A = 1000\text{--}1200$ °С; t_B (t_2) – начала размягчения золы, когда она переходит в состояние структурированной жидкости, но со значительным количеством в жидкой массе твердых (нерасплавленных) минералов ($t_B = 1200\text{--}1350$ °С); t_C (t_3) – жидкоплавкого состояния, характеризующего медленное растекание образца из золы на плоскости ($t_C = 1280\text{--}1450$ °С). Нормальное жидкотекучее состояние шлака соответствует температуре устойчивого вытекания расплава (шлака) из отверстия заданного размера

$$t_{\text{нж}} = t_C + (50 \div 100)^\circ\text{C}; \quad (3.23)$$

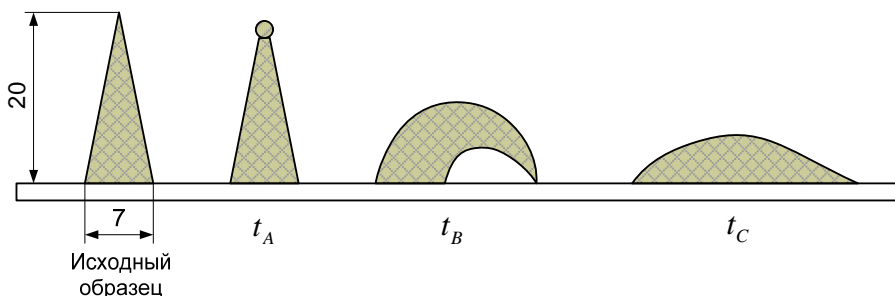


Рис. 3.3. Метод определения характерных температур плавкости золы

Температурные характеристики плавкости золы приводятся в таблицах котельных топлив. Их учет имеет важное значение для обеспечения надежности работы топки и поверхностей котла. При температурах газового потока, а

следовательно, и частиц золы, соответствующих значениям между t_A и t_B , зольные частицы становятся липкими и обладают способностью шлакования экранных труб и конвективных поверхностей нагрева. Жидкотекучее состояние шлака имеет место при температурах газов и футерованной поверхности топки выше значения $t_{нж}$. Исключение шлакования экранов топки и конвективных поверхностей достигается, если температура газов вблизи этих поверхностей будет ниже значения t_A для данного топлива.

3.7.2. Характеристики мазута

Качество мазута оказывает значительное влияние на конструкцию и работу котельной установки. Кроме общих характеристик, качество мазута выражается в следующих показателях: изменение вязкости от температуры, плотность мазута, температура вспышки и воспламенения.

Вязкость. Важнейшей технической характеристикой, определяющей возможность и условия транспорта мазута, является вязкость. Она весьма существенно зависит от температуры (рис. 3.4). В логарифмических координатах эта зависимость выражается прямой линией.

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

На рис. 3.4 горизонтальными пунктирными линиями показаны предельные значения вязкости, при которой обеспечивается удовлетворительная работа перекачивающих мазут поршневых насосов (I), центробежных насосов (II), нормальная работа распыливающих паромеханических (III) и механических форсунок (IV). Кроме энергетических, на рис. 3.4 показана характеристика транспортного мазута, применяемого для судовых установок (флотский мазут Ф5).

Повышение вязкости мазутов с понижением температуры определяется присутствием в них парафинов.

Плотность. Обычно пользуются относительной плотностью мазутов (плотностью по отношению к плотности воды при температуре 20°C). Последняя составляет $\rho_{20} = 0,99-1,06$. С повышением температуры относительная плотность уменьшается и может быть определена по формуле

$$\rho_t = \frac{\rho_{20}}{1 + \beta(t - 20)}, \quad (3.23)$$

где ρ_t – относительная плотность мазута при определяемой температуре; β – коэффициент объемного расширения топлива при нагреве на 1 °C; для мазута

$$\beta = (5,1-5,3) \cdot 10^{-4}.$$

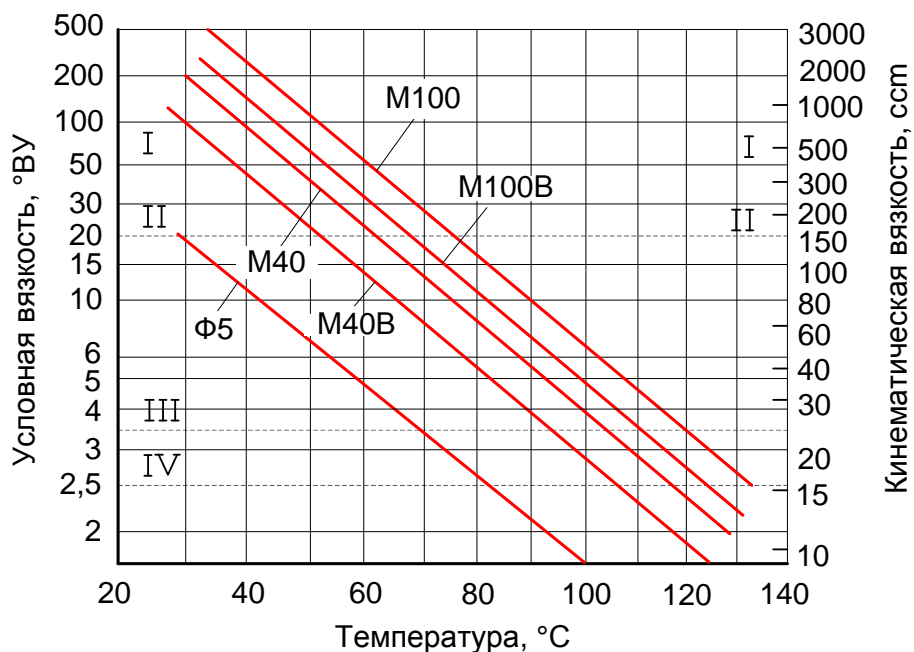


Рис. 3.4. Зависимость вязкости мазутов от температуры

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

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

3.7.3. Характеристики природного газа

Основными техническими характеристиками природного газа являются *плотность, взрываемость и токсичность.*

Плотность. Почти все виды газового топлива легче воздуха ($\rho_r = 0,73-0,75 \text{ кг/м}^3$), поэтому проникший в помещение газ скапливается под верхними перекрытиями. В целях безопасности перед пуском котла проверяют отсутствие газа в вероятных местах его скопления.

Взрываемость. Смесь горючего газа с воздухом в определенных пропорциях при вводе в эту смесь источника огня или даже искры может взо-

рваться, т. е. происходит процесс воспламенения смеси вблизи источника огня и распространение горения в остальной газо-воздушной смеси со скоростью перемещения волны давления во фронте горения (т.е. со скоростью распространения звука). Взрывоопасные концентрации горючего газа в воздухе зависят от химического состава и свойств газа. Выделяют нижний предел взрываемости (наименьшая концентрация горючего газа в воздухе) и верхний предел взрываемости (наибольшая концентрация газа в воздухе), между которыми смесь газа с воздухом взрывоопасна. При образовании смеси газа с воздухом в зоне постоянного горения происходит равномерное (без взрывов) сгорание готовой смеси, когда концентрация горючего газа будет находиться в диапазоне между верхним и нижним пределами взрываемости.

Токсичность. Под токсичностью понимают способность газового топлива вызывать отравление. Наиболее опасными в этом отношении компонентами являются оксид углерода CO и сероводород H₂S. Предельно допустимая концентрация CO в воздухе составляет 0,0024% объемных, или 0,03 мг/л. Опасна для жизни концентрация оксида углерода – около 0,4% объемных – при воздействии на человека в течение 5–6 мин. Даже незначительное содержание CO в воздухе (0,02% объемных) вызывает заметное отравление. Сернистые соединения в большинстве природных газов практически отсутствуют. В попутных газах некоторых месторождений содержится значительное количество сероводорода в воздухе – 0,01 мг/л.

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

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

3.8. Особенности и классификация энергетических топлив

Энергетическим топливом называют органическое топливо, которое используется для выработки электрической и тепловой энергии и которое технически невозможно или экономически нецелесообразно использовать для переработки в химической, металлургической и других отраслях народного хозяйства и которого имеются в природе большие запасы.

К энергетическим топливам относятся: торф, сланцы, бурые угли, некокующиеся каменные угли, антрацитовый штыб, мазуты, природный горючий газ чисто газовых месторождений и искусственные газы, доменный, коксовый, конверторный, крекинг, подземной газификации углей и др. Представителями энергетических топлив являются и так называемые *местные*

топлива, по своей низкой теплоценности не выдерживающие дальних перевозок и поэтому сжигаемые непосредственно у места добычи.

Критерием целесообразности использования органического топлива в энергетике является либо качество топлива (обычно в котлах стремятся сжигать низкосортные виды топлива), либо цены на различные виды топлива в месте сжигания (из нескольких видов топлива добываемых или доставляемых в данное место сжигается наиболее дешевое).

В связи с развитием техники угледобычи появились вторичные виды энергетических топлив, такие как отсеvy углей, отходы углеобогащения и пр. Так, получило распространение энергетическое топливо – ГСШ (газовый, семечко со штыбом) – отсев газовых каменных углей, с $Q_n^p = 21$ МДж/кг, с большим количеством щелочей и поэтому склонное к образованию плотных отложений на поверхностях нагрева.

К энергетическим топливам также относится большая группа бурых и каменных, так называемых *окисленных* углей. Эти угли неглубоких залегающих; под воздействием атмосферного кислорода и влаги в них совершается процесс *выветривания* или окисления, заключающийся в том, что падает процент содержания горючих, теплоценность горючих, рабочая низшая теплота сгорания, температура плавления шлаков; с другой стороны, растут внешний балласт, плотность и твердость угля.

К наиболее значимым из твердых топлив относятся ископаемые угли. В соответствии с действующей классификацией (ГОСТ 25543) различают три вида ископаемых углей в зависимости от основных генетических признаков (табл. 3.3).

Таблица 3.3

Классификационные признаки ископаемых углей

Вид угля	Средний показатель отражения витринита R_0 , %	Теплота сгорания на влажное беззольное состояние $Q_B^p \frac{100}{100 - A^p}$, МДж/кг	Выход летучих веществ на сухое беззольное состояние V^r , %
Бурый	Менее 0,6	Менее 24	–
Каменный	0,4–2,59	24 и более	8 и более
Антрацит	2,2 и более	–	Менее 8

В качестве признаков рассматриваются: средний показатель отражения витринита R_0 , %; теплота сгорания влажной беззольной массы $Q_B^p \frac{100}{100 - A^p}$, МДж/кг; выход летучих веществ на сухое беззольное состояние V^r , %. Характеристикой топлива, определяющей его принадлежность к той или иной

группе, является отношение $\frac{O+N}{H}$ (для бурых углей $\frac{O+N}{H} > 4$, для каменных $\frac{O+N}{H} < 4$).

Бурые угли. Бурые угли, как правило, залегают на сравнительно небольших глубинах, поэтому часто их добывают открытым способом, который в 5–7 раз производительнее и дешевле шахтного. В настоящее время открытым способом в России добывается 1/3 используемых углей. Бурые угли (Б) делятся по рабочей влажности на три группы (марки):

- 1Б – угли с $W^p > 40\%$;
- 2Б – при $30 < W^p < 40\%$;
- 3Б – при $W^p < 30\%$.

Бурые угли характеризуются: высокой гигроскопической и, как правило, повышенной общей влажностью; высоким выходом летучих веществ ($V^r > 40\%$); неспекшимся коксовым остатком; пониженным содержанием углерода и повышенным – кислорода.

Теплота сгорания бурых углей колеблется в широком диапазоне: от 7–8 МДж/кг (у высоковлажных и высокозольных) до 18–20 МДж/кг (у сухих и малозольных).

При длительном хранении на открытом топливном складе бурые угли теряют механическую прочность и растрескиваются, проявляют повышенную склонность к самовозгоранию.

В основном бурые угли относятся к низкосортным видам топлива, их перевозка на длинные расстояния нерентабельна, и поэтому они используются вблизи от места добычи. Исключение составляют бурые угли Канско-Ачинского бассейна с достаточно высокой для бурых углей теплотой сгорания и низкой себестоимостью добычи открытым методом с использованием высокоэффективной техники.

Каменные угли имеют наиболее широкую классификацию, во-первых, по размеру кусков: П – плита, >100 мм; К – крупный, 50–100 мм; О – орех, 25–50 мм; М – мелкий, 13–25 мм; С – семечко, 6–13 мм; Ш – штыб (пыль), < 6 мм и Р – рядовой, от штыба до куска 500 мм. Во-вторых, по сорту и марке, в основу которых положены разнообразные свойства: выход летучих, спекаемость кокса и др. Так, Д – длиннопламенный имеет $V^r > 36\%$; у Г – газового характер кокса – спекшийся; ГЖ – газовый жирный – $V^r = 31–37\%$, спекшийся; Ж – жирный – $V^r = 24–37\%$, спекшийся; КЖ – коксовый жирный – $V^r = 25–33\%$; спекшийся; К – коксовый – $V^r = 17–33\%$, спекшийся; ОС – отощенный спекающийся – $V^r = 14–27\%$; Т – тощий – $V^r = 9–17\%$; СС – слабоспекающийся – $V^r = 17–37\%$.

Мазуты. В настоящее время в соответствии с ГОСТ заводы-поставщики в зависимости от вязкости выдают топочные мазуты трех марок: М–40, М–100 и

M–200, где цифры – значение вязкости в ВУ при 50 °С. По содержанию серы различают три сорта сернистых мазутов: *малосернистые* ($S < 0,5 \%$), *сернистые* ($S = 0,5–2\%$) и *высокосернистые* ($S = 2–3,5\%$).

Поддержание товарных свойств в пределах норм достигается компаундированием тяжелых остатков перегонки нефти или крекингом нефтепродуктов с маловязкими компонентами нефти.

Торф классифицируется как луговой и как моховой или верховой. Первый более засорен, имеет невысокую теплоту сгорания, второй – старый, выдержанный, высококалорийный с хорошо разложившейся растительной массой. Средняя $Q_n^p = 5,8$ МДж/кг.

Сланцы. Зольность сланцев доходит до $A^p = 50–60\%$, влажность тоже повышенная $W^p = 15–20\%$, низшая теплота сгорания $Q_n^p = 5,7–10$ МДж/кг при высокой теплоте сгорания горючей массы $Q_n^r = 27,2–33,5$ МДж/кг. Высокое содержание водорода в горючей массе $H^r = 7,5–9,5\%$ определяет большой выход летучих у сланцев, достигающий 80–90 %, и легкую воспламеняемость.

Природный газ в большинстве случаев содержит метан, примерно 0,90–0,98 по объему, что определяет близкие характеристики газов различных месторождений (кроме Бугурусланского). Так, теплота сгорания составляет $Q_n^c = 33400–35600$ кДж/м³, плотность газа близка к плотности метана и при 20 °С $\rho_r = 0,68–0,74$ кг/м³. Плотность воздуха, поступающего в горелки при 250 °С, $\rho_v = 0,67$ кг/м³, что обеспечивает устойчивое перемешивание горючего с окислителем. Из-за высокой теплоты сгорания газа удельная потребность в воздухе высока: на 1 м³ газа требуется 9,6 м³ воздуха, а с учетом избытка воздуха в топке $\alpha = 1,05$ поднимается до 10 м³, что затрудняет качественное перемешивание природного газа с воздухом. Близкая теплота сгорания и состав горючих у природных газов обеспечивают им и близкую теоретическую (адиабатическую) температуру горения $\vartheta_a = 1950–2000$ °С. Так как скорость химического реагирования растет с ростом температуры и концентрации реагирующих веществ, то для повышения температуры смеси практикуется предварительный подогрев воздуха до 200–250 °С, а при сжигании промышленных газов и подогрев самого газа.

3.9. Примеры и контрольные вопросы

3.9.1. Примеры

1. Определить состав рабочей массы челябинского угля марки ЗБ, если состав его горючей массы: $C^{daf} = 71,0 \%$; $H^{daf} = 5,3 \%$; $N^{daf} = 1,9 \%$; $O^{daf} = 20,1 \%$; $S^{daf} = 1,7 \%$. Зольность сухой массы топлива $A^d = 43,0 \%$ и влажность угля на рабочую массу $W^r = 17,0 \%$.

Решение: определяем коэффициент пересчета с сухой массы на рабочую:

$$K_{c-p} = \frac{100 - W^r}{100} = \frac{100 - 17,0}{100} = 0,83.$$

Зольность топлива на рабочую массу определяем по формуле:

$$A^r = A^d \cdot K_{c-p} = 43,0 \cdot 0,83 = 35,7 \text{ \%}.$$

Коэффициент пересчета с горючей массы топлива на рабочую определяем по формуле:

$$K_{r-p} = \frac{100 - W^r - A^r}{100} = \frac{100 - 17,0 - 35,7}{100} = 0,473.$$

Находим состав рабочей массы топлива:

$$C^r = C^{daf} \cdot K_{r-p} = 71,0 \cdot 0,473 = 33,6 \text{ \%}.$$

Аналогично по другим составляющим:

$$H^r = 2,5 \text{ \%}; N^r = 0,9 \text{ \%}; O^r = 9,5 \text{ \%}; S^r = 0,8 \text{ \%}.$$

Проверяем суммарный состав рабочей массы:

$$C^r + H^r + O^r + N^r + S^r + W^r + A^r = 33,6 + 2,5 + 9,5 + 0,9 + 0,8 + 17,0 + 35,7 = 100 \text{ \%}.$$

2. Чему равна теплота сгорания CO и H₂, отнесенная к 1 м³ (в нормальных условиях) и 1 кг соответствующего газа?

Решение: из формулы:

$$Q_i^d = (358,2 \text{ CH}_4 + 637,5 \text{ C}_2\text{H}_6 + 912,5 \text{ C}_3\text{H}_8 + 590,6 \text{ C}_2\text{H}_4 + 1190 \text{ C}_4\text{H}_{10} + 126,4 \text{ CO} + 108 \text{ H}_2 + 234 \text{ H}_2\text{S}),$$

где CH₄, C₂H₆ и т.д. – содержание соответствующих компонентов в газе, % по объему, имеем:

$$Q_{\text{CO}} = 12640 \text{ кДж/м}^3,$$

$$Q_{\text{H}_2} = 10800 \text{ кДж/м}^3.$$

Так как 1 кмоль любого идеального газа занимает в нормальных условиях объем $22,4 \text{ м}^3$, то масса 1 кмольа CO равна 28 кг, а водорода $\text{H}_2 = 2 \text{ кг}$.

Находим теплоту сгорания:

$$Q_{\text{CO}} = 10112 \text{ кДж/кг},$$

$$Q_{\text{H}_2} = 120960 \text{ кДж/кг}.$$

3.9.2. Контрольные вопросы

1. Какими особенностями должны отличаться энергетические топлива от топлив, используемых для других нужд народного хозяйства?
2. Перечислите основные химические элементы, из которых состоят органические топлива. Какие из них могут выделять теплоту при окислении?
3. Как изменяется содержание горючих элементов в массе топлива по мере увеличения химического возраста топлива?
4. В чем различие высшей и низшей теплот сгорания топлива?
5. Что такое условная теплота сгорания и какое значение она имеет?
6. Перечислите технические характеристики твердых топлив, жидкого топлива и природного газа.
7. Какие трудности в процессе работы парового котла может создать золовой остаток топлива?
8. Какова роль летучих веществ при сжигании твердых топлив?
9. Почему вязкость относят к наиболее важной технической характеристике мазута?
10. Какие технические характеристики природного газа следует считать наиболее важными?
11. В каких случаях удобно пользоваться приведенными характеристиками топлив?