

1. ТОПЛИВО И ЕГО ХАРАКТЕРИСТИКИ

По определению Д.И. Менделеева, «топливом называется горючее вещество, умышленно сжигаемое для получения теплоты» [1].

Топливом, в широком смысле, называются вещества, обладающие внутренней потенциальной энергией, которые экономически целесообразно использовать для получения теплоты.

Требования к топливу:

- доступность для добычи;
- запасы для добычи на многие годы;
- добыча и использование должны быть безопасны.

Различают *химическое и ядерное* топливо.

К *химическому топливу* относятся горючие вещества органического происхождения, в результате окисления которых выделяется внутренняя энергия атомов и молекул органических соединений.

Ядерное топливо выделяет энергию при превращении атомных ядер двух видов: либо при делении атомных ядер наиболее тяжелых элементов, либо при синтезе атомных ядер наиболее легких элементов [2].

В данном курсе будут рассматриваться химические, органические виды топлива, применяемые в промышленности и энергетике.

По своему агрегатному состоянию органическое топливо делится на *твердое, жидкое и газообразное*, а по способу получения - на *естественное и искусственное*.

Ископаемое твердое топливо (за исключением *сланцев*) является продуктом разложения органической массы растений. Самое молодое из них – *торф*, представляет собой перегнившие остатки болотных растений. Следующими по «возрасту» являются *бурые угли* – землистая масса, которая при длительном хранении на воздухе окисляется, «выветривается» и рассыпается в порошок. Затем идут *каменные угли*, обладающие повышенной прочностью. Органическая масса наиболее старых из каменных углей – *антрацитов* – претерпела наибольшие изменения и на 93 % состоит из углерода. Антрацит отличается высокой твердостью.

Возобновляемым твердым топливом является *древесина*. Отходы древесины используются в качестве топлива.

Свойства топлива как горючего материала определяются составом его в сухом беззольном состоянии, в который включаются элементы, составляющие органическую массу топлива, и сера, которая сгорает вместе с органической массой. Собственно горючими элементами являются только три: *углерод, водород и сера* [1].

1.1 Запасы топлива

Сейчас человечество использует в год столько топлива, сколько запасалось на планете в течение миллионов лет.

По уровню потребления топлива можно судить об уровне благополучия страны. В среднем на одного человека на Земле расходуется около 5 кг условного топлива (у.т.) в сутки, в промышленно развитых странах – около 30 кг у.т. в сутки. Общее потребление топлива в мире составляет около 12 млрд. тонн условного топлива (т у.т.) в год.

Согласно последним данным Мирового энергетического совета (МИРЭС) запасы органического топлива в мире составляют 1220 млрд. т у.т., а общие извлекаемые запасы топлива – в 4...5 раз больше, т.е. достаточны для мирового спроса на многие десятилетия (до 500 лет).

Потребление и разведанные запасы топлива в мире приведены в табл. 1.1 [].

Таблица 1.1 – Потребление и запасы топлива

Горючие ископаемые	Потребление		Разведанные запасы		Запас, лет
	Млрд. т у.т.	%	Млрд. т у.т.	%	
Твердое топливо	3,96	34,2	1280	62,3	323
Нефть (подвижная)	4,72	40,9	310	15,1	65
Нефть (тяжелая)	0,27	2,3	70	3,4	260
Природный газ	2,48	21,5	110	5,3	44
Нетрадиционный газ	0,04	0,4	25	1,2	625
Горючие сланцы	0,08	0,7	260	12,7	3250
Итого	11,55	100	2055	100	

Важнейшей проблемой для каждой страны является обеспеченность ее энергией.

В табл. 1.3 представлены данные об обеспеченности Украины собственными энергоресурсами по данным [].

Таблица 1.2 – Обеспеченность Украины собственными энергоресурсами

Горючие ископаемые	Ежегодная добыча			Перспективные запасы			Запас, лет
	Млн. т	Млн. т у.т.	%	Млн. т	Млн. т у.т.	%	
Уголь	100	65,0	69,2	100000	65000	98,7	1000
Нефть	5	3,4	3,6	125	85	0,1	25
Природный газ	22 млрд. м ³	25,5	27,2	700 млрд. м ³	811	1,2	32
Итого		93,9	100		65896	100	

Украина принадлежит к странам с дефицитом собственных природных углеводородных ресурсов. Собственного топлива Украина добывает около 94 млн т у.т. в год, а потребность при нормальном состоянии экономики составляет около 300 млн. т у.т. в год. Потребность в импорте составляет

около 206 млн т у.т., в том числе природного газа – 138 млн т у.т. (120 млрд. м³), нефти - 68 млн т у.т. (50 млн. т).

В Украине структура потребления первичных энергоресурсов выглядела в последние годы приблизительно так:

- природный газ – 43 %;
- нефть – 18 %; (газ + нефть – 61 %);
- уголь – 23 %;
- атомная энергия – 16 %.

Месторождения угля в Украине:

- Донецкий угольный бассейн Луганской области (уголь всех марок).
- Львовско-Волынский угольный бассейн (уголь марки Г).

Месторождения природного газа: Дашавское, Шебелинское, месторождение газа в Гоголево.

За счет шельфа Черного и Азовского морей планируется увеличить добычу нефти и газа.

Учитывая передовой мировой опыт важным и перспективным для Украины является:

- наращивание добычи угля для замещения им нефти и природного газа;
- использование энергосберегающих производств и технологий;
- безопасность действующих атомных блоков и получение собственного ядерного топлива, анализ возможности строительства новых блоков АЭС;
- поиск и производство новых видов топлива из растительного сырья, технических спиртов и т.п.

1.2 Состав топлива

У твердых и жидких видов топлива органическая часть состоит из сложных химических соединений, образованных пятью химическими элементами: *углерод* (С), *водород* (Н), *сера* (S), *кислород* (О) и *азот* (N). Кроме того, топливо содержит *влагу* (W) и минеральные *примеси*, которые при сжигании превращаются в *золу* (А). Поэтому их химический состав выражается не сложными химическими соединениями, а содержанием элементов в процентах, т.е. по *элементному составу топлива*.

Горючими элементами топлива являются *углерод, водород и сера*.

Углерод - основной горючий элемент топлива, имеет высокую теплоту сгорания (34,4 МДж/кг) и составляет основу горючей массы топлива (от 40 % у древесины до 93 % у антрацита).

Водород имеет высокую теплоту сгорания (120,5 МДж/кг), но его содержание невелико: 2...4% в твердом и 10...11% в жидком топливе.

Сера имеет теплоту сгорания только 9,3 МДж/кг и ее содержание в топливе невелико (0,3...0,5%), поэтому сера не представляет ценности как горючий элемент. Но поскольку при ее сжигании образуется токсичный диоксид серы SO₂, то содержание серы является важной характеристикой.

В твердом топливе сера присутствует в трех видах:

- в органическом виде S_{op} ,
- в составе горючих минеральных веществ $S_{п}$ (пиритная или колчеданная сера FeS_2 , CuS),
- в составе негорючих минеральных веществ $S_{сфт}$ (сульфатная сера $CaSO_4$, $MgSO_4$).

Общее содержание серы в топливе $S_{об}$ складывается из трех названных составляющих:

$$S_{об} = S_{op} + S_{п} + S_{сфт}.$$

Содержание горючей серы S_r в топливе определяет сумма двух слагаемых:

$$S_r = S_{op} + S_{п}.$$

Различают пять основных состояний (рабочих масс) топлива.

1. Рабочее состояние (рабочая масса) топлива – это состояние топлива с таким содержанием влаги и зольностью, с которым оно добывается, отгружается или используется (верхний индекс - p или международный - r):

$$C^p + H^p + S^p + O^p + N^p + A^p + W^p = 100 \% . \quad (1.1)$$

2. Аналитическое состояние топлива – состояние топлива, характеризующееся подготовкой пробы - размолотом до размеров частиц 0,2 мм и уменьшением содержания влаги $W^a < W^p$:

$$C^a + H^a + S^a + O^a + N^a + A^a + W^a = 100 \% . \quad (1.2)$$

Общая, рабочая влага W^p складывается из аналитической влаги W^a и внешней влаги $W^{вн}$:

$$W^p = W^a + W^{вн}.$$

3. Сухое состояние топлива (верхний индекс - c или - d от англ. *dry* – сухой, обезвоженный) – состояние топлива без содержания общей влаги (сухая масса топлива):

$$C^c + H^c + S^c + O^c + N^c + A^c = 100 \% . \quad (1.3)$$

4. Горючее или сухое беззольное состояние топлива (верхний индекс - $г$ или *daf* – от англ. *dry ash-free* – сухое, свободное от золы) – условное состояние топлива, не содержащего общей влаги и золы (горючая масса топлива):

$$C^г + H^г + S^г + O^г + N^г = 100 \% . \quad (1.4)$$

5. Органическое состояние топлива (верхний индекс - o) – условное состояние топлива без содержания влаги и минеральной массы (органическая масса топлива):

$$C^o + H^o + S_{op}^o + O^o + N^o = 100 \% . \quad (1.5)$$

Соотношение различных состояний топлива приведены на рис. 1.1



Рисунок 1.1 - Схема состояний топлива

Для получения коэффициента пересчета состава топлива, например, из горючего в рабочее необходимо сделать следующие преобразования. Запишем уравнение для рабочего состояния (1.1) следующего виде, %:

$$C^p + H^p + S^p + O^p + N^p = 100 - A^p - W^p, \quad (1.6)$$

и разделим (1.6) на (1.4) $C^g + H^g + S^g + O^g + N^g = 100\%$. Получим выражение

$$C^p + H^p + S^p + O^p + N^p = (C^g + H^g + S^g + O^g + N^g) \frac{100 - A^p - W^p}{100}. \quad (1.7)$$

Таким образом, для каждого элемента, например для углерода, справедливо соотношение

$$C^p = C^g \frac{100 - A^p - W^p}{100}, \quad (1.8)$$

Аналогичным образом определяются коэффициенты пересчета для любых других состояний, представленные в табл. 1.1.

Таблица 1.1 - Коэффициенты пересчета из одного состояния в другое

Исходное, заданное состояние топлива	Искомое состояние топлива		
	Рабочее	Сухое	Горючее
Рабочее	1	$\frac{100}{100 - W^p}$	$\frac{100}{100 - W^p - A^p}$
Сухое	$\frac{100 - W^p}{100}$	1	$\frac{100}{100 - A^c}$
Горючее	$\frac{100 - W^p - A^p}{100}$	$\frac{100 - A^c}{100}$	1

Газообразное топливо - это механическая смесь горючих и негорючих газов. Поэтому в отличие от твердого и жидкого топлива *состав газообразного топлива* задается в объемных процентах отдельных газов к объему сухого газа при нормальных условиях.

1.3 Теплота сгорания топлива

Теплота сгорания топлива характеризует его энергетическую ценность. *Теплота сгорания* - это количество тепловой энергии, выделяющейся в ходе окисления горючих элементов топлива кислородом.

Различают высшую и низшую теплоту сгорания топлива.

Высшей теплотой сгорания Q_v называется количество теплоты, выделяющееся при полном сгорании 1 кг твердого или жидкого топлива (или 1 м³ газообразного топлива) при условии *конденсации водяных паров* и *охлаждении* всех продуктов сгорания до температуры 0 °С.

Низшая теплота сгорания Q_n отличается от высшей на величину теплоты конденсации влаги топлива и влаги, образующейся при горении водорода.

При сжигании топлива в энергетических установках температура уходящих газов превышает 100 °С, при этом влага, содержащаяся в продуктах сгорания, остается в парообразном состоянии и теплота конденсации теряется. В Украине базовой характеристикой топлива является *низшая теплота сгорания* Q_n .

Количество водяного пара (кг) в продуктах сгорания - это сумма количества влаги, содержащейся в 1 кг исходного топлива $W^p/100$ (кг) и влаги, образовавшейся при окислении водорода топлива $9H^p/100$ (кг). Согласно реакции окисления водорода из 1 кг водорода образуется 9 кг влаги



Удельная теплота конденсации водяного пара в нормальных физических условиях составляет 2500 кДж/кг. В итоге теплота конденсации всех водяных паров, образовавшихся из 1 кг топлива, составляет, кДж/кг:

$$Q_w = 2500 \cdot \left(\frac{W^p}{100} + \frac{9H^p}{100} \right) = 25 \cdot (W^p + 9H^p). \quad (1.9)$$

Тогда *взаимосвязь высшей и низшей теплоты сгорания* имеет вид, кДж/кг:

$$Q_n^p = Q_v^p - 25(W^p + 9H^p). \quad (1.10)$$

Наиболее надежным способом определения теплоты сгорания является ее экспериментальное измерение на специальных установках – *калориметрах* (рис. 1.2). Сущность метода заключается в том, что навеску топлива сжигают в атмосфере сжатого кислорода в герметически закрытом металлическом сосуде – *калориметрической бомбе*, которую погружают в определенный объем воды. Количество выделившейся теплоты, определяют по повышению температуры этой воды.

В практике электростанций теплоту сгорания топлива определяют опытным путем, дающим более точные результаты.

В твердых и жидких видах топлива химические элементы С, Н и О связаны между собой в сложные молекулы с различными энергиями связи, на разрыв которых при сжигании затрачивается различное количество энергии. Поэтому нет универсальной формулы, позволяющей рассчитывать теплоту сгорания твердого и жидкого топлива.

Для определения удельной теплоты сгорания твердых и жидких топлив наиболее *простой* является *формула Д.И. Менделеева* с эмпирическими коэффициентами для горючих элементов, кДж/кг:

$$Q_H^p = 339C^p + 1030H^p - 109(O^p - S^p) - 25W^p, \quad (1.12)$$

где С, Н, S, О и W - содержание элементов и влаги в процентах.

Для *газообразных* топлив (при известном составе) теплота сгорания 1м³ сухого газа определяется по следующей формуле, МДж/м³:

$$Q_i^c = 0,01 \cdot [10,8H_2 + 12,65CO + 35,85CH_4 + 63,8C_2H_6 + 91,3C_3H_8 + \dots + 23,4H_2S], \quad (1.13)$$

где H₂, CO, CH₄ и т.д. – содержание газовых компонентов в процентах, а коэффициенты перед ними – теплота сгорания каждого газа в МДж/м³.

1.4 Условное топливо

Топочные устройства и горелки могут потреблять разные виды и количества топлива, так как теплота сгорания у разных видов топлива меняется в широких пределах.

Для сравнения экономичности работы оборудования на различных видах топлива введено понятие *условного топлива*, для которого принята теплота сгорания

$$Q_{yt} = 29,35 \text{ МДж/кг} \quad (Q_{yt} = 7000 \text{ ккал/кг}).$$

Тепловая мощность N топочного устройства связана с расходом топлива *B* и теплотой сгорания Q_H^p очевидным соотношением, МВт

$$N = BQ_H^p. \quad (1.14)$$

Расход условного B_{yt} топлива связан с расходом натурального топлива *B* соотношением ($N_{yt} = N$):

$$B_{yt} = \frac{BQ_H^p}{Q_{yt}},$$

или (при Q_H^p , МДж/кг)

$$B_{yt} = \frac{BQ_H^p}{29,35}.$$

1.5 Твердое топливо. Влага твердого топлива

В твердом топливе влага находится в виде *капель* и *пленок* воды, *капиллярной* влаги и *адсорбированных* молекул H₂O на поверхности кусков топлива. Влага также может входить в состав минеральных соединений.

Влага является *балластом* – нежелательным компонентом топлива.

Различают четыре вида влаги:

1. *Гидратная влага* – вода, входящая в состав минеральных соединений, примесей топлива: *силикатов* (Al₂O₃·2SiO₂·2H₂O) и *сульфатов* (CaSO₄·2H₂O). Доля гидратной влаги - несколько процентов. Удаление ее происходит при высоких температурах.

2. *Сорбционная влага* включает в себя *адсорбционную влагу* на поверхности раздела фаз и *коллоидную влагу*, входящую в органическое топливо. Содержание зависит от температуры и влажности воздуха.
3. *Капиллярная влага* заполняет поры. Поры с диаметром более 10^{-5} мм заполняются при контакте с водой, а в порах с меньшим размером возможна конденсация влаги из воздуха.
4. *Поверхностная влага* располагается снаружи частиц топлива. Зависит от начальной влажности топлива, температуры и влажности воздуха.

Общую влагу угля подразделяют на *внешнюю влагу* и *влагу воздушно-сухого топлива*. При высушивании угля на воздухе удаляется поверхностная влага и капиллярная влага из открытых пор (два последних вида). В воздушно-сухом угле остается сорбционная и гидратная влага. При высушивании угля при $t = 105$ °С удаляется вся влага, кроме гидратной.

Общую влагу $W_{об}$ рассчитывают как сумму внешней влаги $W_{вн}$ и влаги воздушно-сухого топлива W_h .

Определение внешней влаги $W_{вн}$ – проводят сушкой навески угля до постоянной массы при комнатной температуре или в сушильных шкафах: бурых углей - при $t = 40$ °С, каменных углей и горючих сланцев - при $t = 50$ °С .

Определение влаги воздушно-сухого топлива W_h – проводится из пробы в воздушно-сухом состоянии и измельченной до размеров менее 3 мм высушиванием при $105...110$ °С в течение $3...4$ часов. Либо ускоренным методом высушивания при температуре (160 ± 5) °С за $5...10$ минут.

При расчете *внешней влаги* $W_{вн}$ убыль массы относят к навеске исходного топлива, а при расчете *влаги воздушно-сухого топлива* W_h – к навеске воздушно-сухого топлива. Чтобы сложить эти величины, необходимо отнести их к исходному топливу. Для пересчета содержания влаги воздушно-сухого топлива на содержание влаги в исходном угле надо умножить W_h на коэффициент $(100 - W_{вн})/100$.

Отсюда найдем содержание общей влаги по формуле, %:

$$W_{об} = W_{вн} + W_h \frac{100 - W_{вн}}{100}. \quad (1.15)$$

Наличие в топливе влаги снижает теплоту сгорания, увеличивает объем продуктов сгорания, что приводит к снижению КПД топочных устройств.

Увеличение влажности ведет к снижению подвижности частиц топлива вплоть до полной потери сыпучести. *Влага сыпучести* – это влага, при которой полностью теряется сыпучесть топлива.

При отрицательных температурах происходит смерзание топлива. Наибольшее содержание влаги, при котором еще не происходит смерзание топлива называется *влажностью смерзания*. На практике применяются такие способы борьбы со смерзанием:

- обезвоживание путем отстаивания и нагревания,
- добавка несмерзающихся материалов,
- омасливание нефтепродуктами,

- разгрузка с применением дробления,
- обогрев бункеров и разогрев топлива в вагонах.

1.6 Минеральные примеси твердого топлива

В твердом топливе присутствуют минеральные примеси. Они возникают по трем причинами:

1. В исходном органическом материале присутствуют соли. Количество их невелико – до 0,5% сухой массы топлива. Их называют *первичными примесями*.
2. Минеральных веществ заносятся в залежи топлива водой, ветром и в результате деятельности бактерий. Их называют *вторичными примесями*, они вместе с первичными примесями образуют *внутренние примеси*.
3. Минералы попадают из окружающих горных пород при разработке месторождения. Вместе с примесями транспортировки и хранения эти примеси добычи образуют *третичные примеси*.

Минеральные примеси твердого топлива образованы большим числом различных минеральных веществ, главными из которых являются:

- алюмосиликаты ($\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) - глина,
- кремнезем (SiO_2) - песок,
- карбонаты (CaCO_3 , MgCO_3 , FeCO_3),
- сульфиды (FeS_2 , CaS),
- сульфаты (CaSO_4 , MgSO_4),
- соли щелочных металлов (NaCl , KCl).

Кроме этого присутствуют и соединения редких элементов: платины, палладия, кобальта, германия, урана, никеля и др.

При сжигании топлива его минеральные компоненты подвергаются *химическим преобразованиям*, при этом масса и состав золы всегда отличаются от массы и состава исходных минеральных примесей.

Среди химических реакций преобладают реакции разложения, поэтому *зольность угля меньше минеральной массы* топлива, все реакции протекают в определенном интервале температур, поэтому *масса и состав золы* из одного угля *при разных температурах* будут отличаться друг от друга.

Следовательно, *зольность угля – понятие условное*, так как состав золы зависит от условий сжигания топлива и прежде всего от конечной температуры прокаливания золы.

Зольность угля – это масса образовавшейся золы, отнесенная к массе угля и выраженная в процентах.

Стандартный метод определения зольности углей заключается в полном сжигании навески топлива (озолении), *прокаливании зольного остатка* до постоянной массы при температуре $(815 \pm 15)^\circ\text{C}$ и определении массы золы.

Несгоревшая часть топлива образует *очаговые остатки* в форме шлака или золы.

Шлак – это минеральная масса, которая за счет оплавления и спекания приобрела значительную прочность.

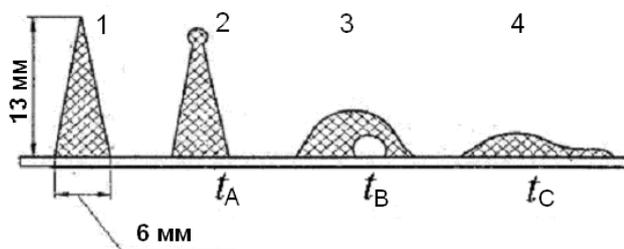
Зола – это порошкообразный остаток топлива.

Летучая зола – пылевидные фракции, уносимые уходящими газами, а *провал* – более крупные фракции золы.

Поведение очаговых остатков при нагреве - их размягчение, плавление, текучесть являются важнейшими характеристиками топлива.

При определении *плавкости* золы и шлака наибольшее распространение получил *метод конусов*. Из золы прессуют конус высотой 13 мм с основанием 6 мм (рис. 1.3), который помещают в муфельную печь, и постепенно повышают температуру. В ходе нагревания образца фиксируют следующие температуры:

- *температуру начала деформации* t_A , которую определяют по появлению первых признаков оплавления конуса;
- *температуру полусферы* t_B , при которой образец превращается в полусферу с высотой, равной половине основания (~ 3 мм);
- *температуру перехода в жидкоплавкое состояние* t_C , при котором образец растекается по подставке.



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

Рисунок 1.3 - Характерные конфигурации образца при определении плавкости золы методом конусов

Шлакование котла – это накопление отложений. Накопление шлаковых отложений начинается с появления *первичного слоя*, за счет оксидов и хлоридов щелочных металлов (K_2O , Na_2O , $NaCl$, KCl). На поверхности первичного слоя происходит рост рыхлого вторичного слоя, температура которого быстро увеличивается до появления жидкой фазы, что ускоряет рост толщины слоя.

При сжигании твердого топлива в топке целесообразен перевод минеральной части топлива в *расплавленное состояние* и непрерывный *вывод шлака* через лётку в нижней части топки. Такой метод удаления очаговых остатков получил название *жидкое шлакоудаление*.

1.7 Выход летучих веществ и характеристика коксового остатка

При нагревании твердого топлива до высоких температур без доступа воздуха происходит разложение углеводородов с образованием газообразных продуктов (CO , H_2 , CH_4 , CO_2 и др.), которые называются «летучие вещества». Выход летучих веществ из твердого топлива происходит в интервале температур 100...1100 °С. После удаления летучих веществ остается твердый *коксый остаток*.

Выход летучих веществ является одним из важных параметров каменных углей и антрацитов. Выход летучих веществ и характеристики *коксвого остатка* определяют пригодность углей для коксования, а также способы сжигания топлива.

Выход летучих веществ увеличивается с повышением температуры и зависит от скорости прогрева частиц угля. Основная масса летучих веществ образуется при нагреве угля до 800...850 °С.

Сущность *стандартного метода* определения выхода летучих веществ заключается в нагревании навески аналитической пробы топлива массой 1 г без доступа воздуха при $t = (850 \pm 10)$ °С в течение 7 мин. Выход летучих веществ определяется в зависимости от потери массы исходной навески с учетом содержания влаги в топливе.

Спекающиеся угли служат сырьем для получения *кокса*, который применяют в качестве восстановителя в доменном процессе при выплавке железа из руды. Такие угли более ценные, чем *неспекающиеся*, которые используются как топливо.

Спекание углей можно разделить на две стадии:

- размягчение частиц угля;
- образование из пластической массы твердого остатка.

Спекающиеся угли переходят в пластическое состояние при температуре выше 300 °С. При температуре 500...550 °С пластическая масса затвердевает и образуется спекшийся твердый остаток – *полукокс*. При повышении температуры до 1000 °С происходит увеличение прочности остатка и образуется *кокс*.

Определение пластометрических показателей проводят в специальном пластометрическом аппарате. Условия проведения испытаний сходны с условиями коксования углей в промышленности. Уголь находится под нагрузкой и нагревается с одной стороны, от дна стакана. При этом на разных расстояниях от поверхности нагрева уголь будет находиться на разных стадиях превращения в кокс. Ближе всего к поверхности нагрева будет находиться слой *кокса и полукокса*, затем слой *пластической угольной массы* (пластический слой), а над пластической массой – уголь, который еще не перешел в пластическое состояние. Эти слои располагаются параллельно поверхности нагрева. При повышении температуры слой *полукокса* увеличивается, а уголь переходит в пластическое состояние. Чем дальше уголь находится в пластическом состоянии, тем толще становится пластический слой.

С помощью пластометрического метода определяют толщину пластического слоя y – это максимальное расстояние между поверхностями раздела «уголь – пластическая масса» и «пластическая масса – полукокс» (рис. 1.5).

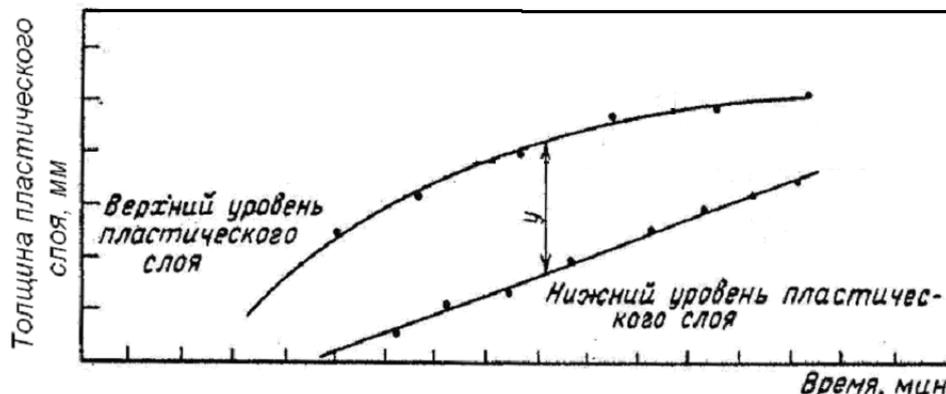


Рисунок 1.5 - График пластометрических испытаний

Для проведения испытаний навеску угля (100 ± 1) г крупностью менее 1,6 мм помещают в пластометрический стакан. Сверху на уголь устанавливают штемпель с рычагом, на который подвешен груз, обеспечивающий давление 0,1 МПа. Нагревание проводят таким образом, чтобы через 30 мин после начала опыта температура на поверхности дна стакана достигала $250\text{ }^{\circ}\text{C}$. Затем до $730\text{ }^{\circ}\text{C}$ нагрев ведут со скоростью $3\text{ }^{\circ}\text{C}$ в минуту (8 часов). Начиная с $350\text{ }^{\circ}\text{C}$ через определенные промежутки времени измеряют верхний и нижний уровни пластического слоя.

1.8 Характеристики и классификация твердого топлива

Древесина. Характерные свойства: выход летучих $V^r=85\%$, влага $W^p=40\%$, $A^p=0,6\%$, $Q_n^p=10\text{...}12$ МДж/кг, сера практически отсутствует. Древесина как топливо используется редко и в основном в виде отходов.

Торф. Характерные свойства: $V^r=70\%$, $W^p=48\text{...}53\%$, $A^p=3\text{...}19\%$, $Q_n^p=8,4\text{...}10,5$ МДж/кг, высокое содержание кислорода. По способу добычи различают кусковой и фрезерный (мелкая крошка) торф. Торф характеризуется склонностью к слеживанию, плохой сыпучестью, повышенной взрывоопасностью, высокой гигроскопичностью и легкостью смерзания. Q_n^p

Горючие сланцы. Характерные свойства: $V^r=85\text{...}90\%$, $A^p=35\text{...}60\%$, $W^p \leq 13\%$; $Q_n^p=5,5\text{...}13,9$ МДж/кг, сера практически отсутствует.

В топливном балансе страны доля древесины, торфа и сланцев невелика. Эти местные виды топлива, которые следует использовать вблизи места добычи.

Уголь - основное твердое топливо. Угли делятся на два основных вида: *бурые и каменные*.

Бурые угли. Особенность - большая влажность и выход летучих $V^r > 40\%$, невысокая теплота сгорания (до 24 МДж/кг), склонность к

самовозгоранию, отсутствие спекаемости. К *бурым углям* относят угли с *высшей теплотой сгорания* рабочей массы беззольного топлива

$$Q_b^p \frac{100}{100 - A^p} < 24,00 \text{ МДж/кг.}$$

По *влажности* в рабочем состоянии бурые угли делятся на три группы:

- Б1 ($W^p > 40 \%$),
- Б2 ($W^p 30...40 \%$),
- Б3 ($W^p \leq 30 \%$).

Каменные угли. К каменным относятся угли с *высшей теплотой сгорания* в условном беззольном состоянии $Q_b^p \frac{100}{100 - A^p} > 24,00 \text{ МДж/кг}$ и с выходом летучих $V^r > 9 \%$ по массе. Каменные угли весьма разнообразны по своим свойствам и составу, поэтому их единая классификация затруднена. Учитывают: *выход летучих, степень спекаемости и нелетучий остаток коксования* угля.

По этим признакам выделены основные марки каменных углей, (табл. 1.2). Угли марок от газового жирного до отощенного спекающегося пригодны для получения *металлургического кокса* и являются ценным сырьем. Каменные угли непригодные для производства кокса используются в качестве *топлива в энергетике* и коммунальном хозяйстве (длиннопламенные, газовые, а также слабоспекающиеся, тощие, антрациты).

Таблица 1.2 - Классификация каменных углей Кузнецкого бассейна [4]

Наименование угля	Обозначение	Группы	Выход летучих V^r , %	Толщина пластического слоя, мм
Длиннопламенный	Д	-	>37	-
Газовый	Г	Г6	>37	6-16
		Г17	>37	17-25
Газовый жирный	ГЖ	-	31-37	6-25
Жирный	Ж	1Ж26	> 33	26 и более
		2Ж26	33 и менее	26 и более
Коксовый жирный	КЖ	КЖ14	25-31	14-25
		КЖ6	25-31	6-13
Коксовый	К	К13	<25	13-25
		К10	17-25	10-12
Коксовый второй	К ₂	-	17-25	6-9
Отощенный спекающийся	ОС	-	<17	6-9
Слабоспекающийся	СС	1СС	25-17	-
		2СС	17-25	-
Тощий	Т	-	Менее 17	-
Антрацит	А	-	Менее 7	-

Для использования углей в ряде производств важно поставлять уголь с определенным размером кусков. Угли подразделяют на следующие классы в соответствии с размером кусков, мм:

- плитный (П).....100 – 200;
- крупный (К).....50 – 100;
- орех (О).....25 – 50;
- мелкий (М).....13 – 25;
- семечко (С).....6 – 13;
- штыб (Ш).....0 – 6;
- рядовой (Р).....(не ограничен).

1.9 ЖИДКОЕ ТОПЛИВО

Мазут, получаемый из нефти, является основным видом жидкого энергетического топлива. В зависимости от технологических условий различают *разгонку* - неглубокую переработку нефти и *крекинг* - глубокую переработку.

При *разгонке* нефть разделяется на фракции по температурам их кипения без разрушения молекулярной структуры углеводородов. При *крекинге* молекулы разрушаются с образованием новых соединений. При крекинге кроме легких углеводородов образуются сложные и тяжелые углеводороды – гудрон и полугудрон, а также твердые вещества - асфальтены, карбены и карбоиды.

Мазут, получаемый при неглубокой переработке нефти, называют *прямогонным мазутом*, при глубокой переработке нефти – *крекинг-мазутом*.

Стандартом установлены следующие марки мазутов:

- мазут флотский Ф 5 и Ф 12;
- мазут топочный М 40 и М 100.

Условная вязкость (ВУ) - отношение времени истечения 200 мл продукта при температуре 50 °С ко времени истечения 200 мл дистиллированной воды при температуре 20 °С. Марка мазута характеризует максимальное значение *условной вязкости* (ВУ) при температуре 50 °С.

Флотские мазуты Ф 5 и Ф 12 относятся к категории *легких* топлив, топочный мазут марки М 40 – к категории *средних* топлив, топочный мазут марки М 100 – к категории *тяжелых* топлив.

В пределах марок, в зависимости от содержания *серы*, топочные мазуты подразделяются на три сорта:

- 1) малосернистые ($S^p \leq 0,5 \%$),
- 2) сернистые ($S^p = 0,5...2,0 \%$)
- 3) высокосернистые ($S^p = 2,5...3,5 \%$, не более 4,3 %).

Мазут состоит из пяти основных элементов: *углерода, водорода, серы, кислорода и азота*. Минеральные *примеси* в мазутах представляют собой соли щелочных металлов, а также продукты коррозии резервуаров. Зольность

топочных мазутов (А) весьма незначительна и обычно не превышает 0,1 %. *Содержание воды (W)* в мазутах колеблется в пределах 0,5...5 %, а в отдельных случаях и выше. Значительное обводнение мазута происходит при разогреве острым паром. При сжигании обводненных мазутов уменьшаются температура горения и снижается КПД парогенератора.

Вязкость мазута является важнейшей его характеристикой. Измеряется в единицах *условной вязкости (ВУ)*. Вязкость определяет условия транспортировки, способы сливных операций и эффективность работы *форсунок*.

Вязкость мазута с увеличением температуры сильно уменьшается. Причем, для мазутов М 40 и М 100 разница в подогреве должна составлять всего 20 °С (104 °С и 124 °С), для получения одинаковой вязкости перед форсункой.

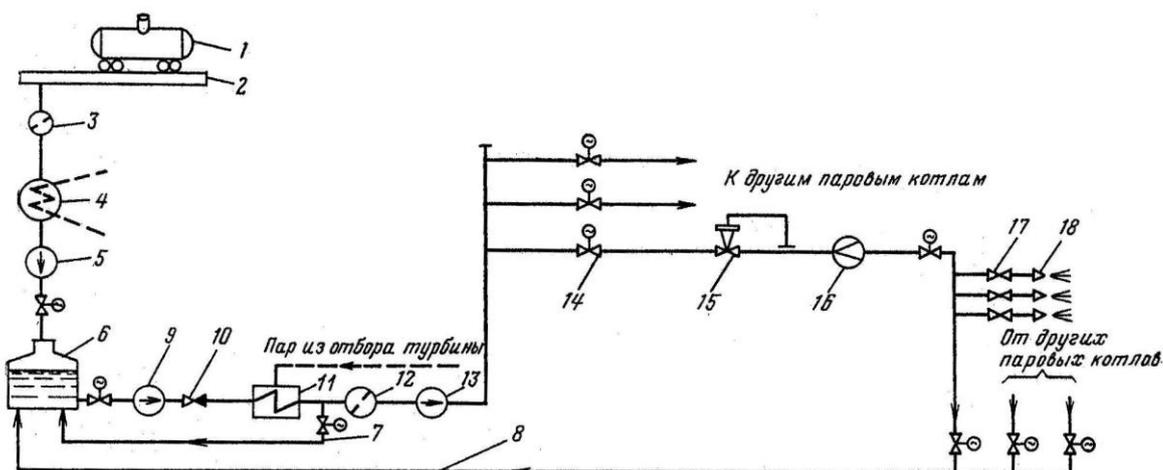
С ростом давления вязкость мазута повышается. Обычно пользуются *относительной плотностью* (по отношению к плотности воды при температуре 20 °С), которая составляет $\rho_{20} = 0,95...1,06$.

Плотность определяет условия *отстаивания воды* из мазутов и осаждения механических примесей. При малой плотности мазута отстаивание от воды протекает быстро и не превышает 100...200 ч. При относительной плотности около 1,05 мазут располагается в резервуарах под слоем воды и отстаивание невозможно.

Для перекачки мазута и слива его температура должна быть не ниже 60...70 °С, что обеспечивает вязкость ~30 °ВУ.

Технологическая схема подготовки мазута (рис. 1.6) на электростанции включает приемно-сливное устройство 2, основные резервуары для хранения постоянного запаса мазута 6, мазутонасосную систему, систему трубопроводов для мазута и пара, группу подогревателей и фильтров [5].

Мазут перед сжиганием необходимо подготовить: удалить механические примеси, повысить давление и подогреть для тонкого распыливания. Температура в баках поддерживается на уровне 60...80 °С за счет циркуляционного *подогрева*.



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 форсунки; 18 – форсунки

Рисунок 1.6 - Технологическая схема подготовки мазута на электростанции

Типовой является двухступенчатая схема, предусматривающая повышение давления насосами 9 и 13. Очистка мазута от твердых фракций происходит поэтапно: в фильтрах грубой очистки 3 с размером ячеек $1,5 \times 1,5 \text{ мм}^2$, а затем в фильтрах тонкой очистки 12 с ячейками $0,3 \dots 0,5 \text{ мм}$, перед насосами второй ступени 13.

Теплота сгорания обезвоженного мазута колеблется в пределах от 39 до $41,5 \text{ МДж/кг}$. Теплота сгорания зависит от соотношения главных горючих элементов С, Н, а также от содержания S, О и N. Присутствие в составе смол и асфальтов снижает теплоту сгорания мазута. Теплота сгорания рассчитывается по формуле Д.И. Менделеева (погрешность не более 2%).

Температура вспышки мазута – температура, при которой пары мазута вспыхивают при контакте с открытым пламенем. Прямогонные мазуты имеют температуру вспышки $135 \dots 235 \text{ }^\circ\text{C}$, парафинистые - около $60 \text{ }^\circ\text{C}$. Во избежание пожара, температура подогрева мазута в открытых системах должна быть ниже температуры вспышки.

При уменьшении температуры происходит *загустевание мазута*. При *температуре застывания* мазут загустевает настолько, что в пробирке при ее наклоне под углом 45° уровень остается неподвижным в течение одной минуты. Высокой температурой застывания характеризуются мазуты с большим содержанием парафинов. Температура застывания определяет выбор технологической схемы хранения мазута и его транспортировки.

1.10 ГАЗОВОЕ ТОПЛИВО

В энергетике в качестве газового топлива используется *природный газ*.

В промышленной энергетике, находят применение различные виды искусственных горючих газов.

Для энергетике важнейшими характеристиками газового топлива являются *теплота сгорания, плотность, концентрационные пределы взрываемости* газа в смеси с воздухом.

Плотность газа определяет возможность *скопления газа* в верхней или нижней части помещений или установок. Плотность природного газа в нормальных условиях составляет 0,74 кг/м³.

Концентрационные *пределы взрываемости* характеризуют диапазон концентраций, в пределах которых эти смеси *способны взрываться* при наличии источника зажигания. Для природного газа в смеси с воздухом концентрационные пределы взрываемости составляют 5...15 %. Они могут быть расширены за счет подогрева воздуха либо газа.

Природным газом являются газовые смеси, добываемые из земных недр и состоящие в основном из *метана* и других углеводородов (*этана, пропана, бутана* и др. в незначительных количествах). Соотношение между ними зависит от характера месторождения.

Попутный газ получают при разработке нефтяных месторождений в процессе десорбции растворенных в нефти газов. Выход попутного газа составляет 50...60 м³ на 1 тонну добываемой нефти. Для попутного газа характерно высокое (до 50 %) содержание высших углеводородов.

Газ газоконденсатных месторождений содержит помимо метана до 10 % высших углеводородов, пропана и бутана.

Балласт природного газа представлен преимущественно азотом и диоксидом углерода, в некоторых случаях в объемный состав входит до 1 % гелия. Большинство месторождений дает топливо, практически не содержащее сернистых соединений. Исключением является Оренбургское месторождение России, где в газе содержится 5-6 % сероводорода.

Природный газ перед подачей в магистральные трубопроводы подвергается переработке на специальных заводах:

- очистка от сероводорода и диоксида углерода,
- извлечение высших углеводородов,
- осушку,
- одоризация.

Одоризация, придание газу резкого запаха – осуществляется введением меркаптанов (сернистых соединений), для обнаружения присутствие газа в воздухе.

Природный газ применяется чрезвычайно широко. Особенность использования – сложность хранения. В Украине существуют подземные хранилища газа, для обеспечения постоянства расхода транспортируемого газа. При использовании газообразного топлива на электростанциях всегда предусматривается резервное топливо – уголь или мазут.

Теплота сгорания природного газа находится в пределах $Q_p^H = 33 \dots 38$ МДж/м³, и она тем выше, чем больше высших углеводородов содержится в газе.

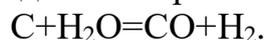
Искусственным топливом являются горючие газы, получаемые в разнообразных технологических процессах: в металлургии, при переработке нефти, при переработке твердых горючих ископаемых. В некоторых случаях горючий газ является *побочным продуктом* основного производства.

В доменном производстве на каждую тонну выплавленного чугуна образуется около 2200...3000 м³ **доменного газа** с теплотой сгорания $Q_p^H = 3,5 \dots 4$ МДж/м³, содержащего 25...30 % токсичного оксида углерода СО и 2...3 % водорода Н₂.

При производстве металлургического кокса на каждую тонну кокса получают ~ 300 м³ **коксового газа** с теплотой сгорания около 17...18 МДж/м³, содержащего водорода Н₂ ≈ 60 %, метана СН₄ ≈ 25 %, оксида углерода СО ≈ 6 %.

В начале XX столетия был отработан процесс *газификации угля*, что позволяло получать низкокалорийный **газ из угля**, содержащий 30 % СО, 10 % СО₂ и около 60 % N₂, имеющий теплоту сгорания около 4 МДж/м³.

Проблема получения синтетического **жидкого топлива** из углей решена в 60...70-х годах прошлого столетия. На заводах по получению синтетического жидкого топлива (*метанола*) происходит *парокислородная газификация твердого топлива*. Подача кислорода обеспечивает высокую температуру в топке и возможность проведения эндотермической реакции *конверсии* разогретого углерода водяным паром



В дальнейшем из *газообразных продуктов* газификации (СО и Н₂) на катализаторах синтезируют искусственное жидкое топливо – *метанол*

