

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное образовательное учреждение
высшего образования
Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра химических технологий и переработки энергоносителей

ПРИРОДНЫЕ ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ

*Методические указания к практическим занятиям для студентов
бакалавриата направления подготовки 18.03.01*

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2020

УДК 66.011, 669
ББК 35.11

ПРИРОДНЫЕ ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ: Методические указания к практическим занятиям / Санкт-Петербургский горный университет/ Сост.: *М.Ю. Назаренко, С.Н. Салтыкова.* СПб, 2020, 103 с.

В методических указаниях дисциплины «Природные энергоносители» приведены теоретический материал и примеры решения задач по основным разделам дисциплины, задачи для работы студентов на практических занятиях и самостоятельные работы

Предназначены для студентов бакалавриата по направлению подготовки 18.03.01 «Химическая технология» по профилю «Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов».

Научный редактор: зав. кафедрой «Химических технологий и переработки энергоносителей» Горного университета проф. *Н.К Кондрашева*

Рецензент: д.т.н., проф. *Б.А. Дмитриевский*, директор по научной работе НПО «Минерал», Санкт-Петербург

© Санкт-Петербургский
горный университет, 2020

ВВЕДЕНИЕ

Методические указания по курсу «Природные энергоносители» предназначены для выполнения практических работ студентами бакалавриата по направлению подготовки 18.03.01 «Химическая технология» по профилю «Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов».

Цель дисциплины:

- знакомство с основами технологии по переработке природных энергоносителей;
- изучение теории процессов, проходящих при переработке угля, газа и нефти;
- приобретение необходимых знаний для решения вопросов, связанных с переработкой природных энергоносителей;

Основные задачи дисциплины:

- овладение методами исследования физико – химических и теплофизических свойств материалов и расчета энергетических характеристик материала;
- формирование навыков: по определению состава и свойств веществ и материалов; по проведению экспериментов по заданной методике; по составлению отчетов по выполненному заданию; по оценке влияния промышленного производства на состояние окружающей среды; по расчету основных реакций и процессов, происходящих при переработке природных энергоносителей.

В данных методических указаниях для дисциплины «Природные энергоносители» рассматриваются такие темы, как изучение свойств твердого топлива; химический состав газообразного топлива; отношение топлива к нагреванию; теплотворность или теплота сгорания; калориметрическая температура горения топлива; физико-химические свойства нефти; производство кокса (технология обогащения коксующихся углей, типовые схемы процесса коксования, тепловой и материальный балансы).

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №1

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНОГО СОСТАВА ТОПЛИВА

Органическое ископаемое топливо (твердое, жидкое, газообразное) является в настоящее время и по прогнозам до 2030 г. основным источником энергии (теплоты) для промышленного использования, а также для транспортных двигателей.

Под *топливом* понимают вещества, выделяющие в результате тех или иных преобразований тепловую энергию, которая используется в технических целях.

По принципу выделения энергии различают две группы топлив: *химическое*, выделяющее энергию в результате окисления горючих элементов, и *ядерное*, выделяющее энергию при делении ядер. В настоящее время в мире преимущественно используется химическое или органическое топливо, являющееся источником около 70 % всей вырабатываемой энергии. При использовании топлив находят применение как выделяемая энергия – теплота, так и их химические свойства. Поэтому топлива могут быть разделены на *энергетические и технологические*.

Энергетическое топливо предназначено для сжигания с целью непосредственного получения тепловой энергии или ее преобразования в механическую и (или) электрическую энергию.

Технологическое топливо используется для ведения высокотемпературных технологических процессов (нагрев, обжиг, плавление и др.) и химической переработки для получения искусственного топлива (кокса) и технических продуктов (например, при сжигании кокса в доменных печах используются восстановительные свойства углерода).

По агрегатному состоянию все топлива делятся на *твердые, жидкые и газообразные*, а по способу получения или добычи – на *природные и производные (искусственные)*. Кроме древесины, все виды природных топлив представляют собой горючие ископаемые. Искусственное топливо получают путем переработки природного. Методы переработки весьма разнообразны и зависят от характеристики и назначения конечного продукта, в их основе лежат физико-механические воздействия на исходный продукт: дробление, помол, нагрев, перегонка и т.д. Основные виды химических топлив представлены в таблице 1.

Таблица 1

Классификация основных видов химических топлив

Характеристика топлива	Виды топлива		
	Твердое	Жидкое	Газообразное
Природное	Древесина, торф, горючие сланцы, бурый уголь, каменный уголь, антрацит	Нефть, газовые конденсаты	Природный газ, попутные газы нефтяных месторождений
Искусственное	Полукокс, кокс, торфяные и угольные брикеты, древесный уголь	Бензин, лигроин, керосин, газойль, моторные топлива, газотурбинное топливо, мазут и др.	Нефтяной, полукоксовый, коксовый, генераторный, доменные газы, газ подземной газификации углей, сланцевый газ

При проведении химического анализа топлива определяются доли различных химических элементов и составляющих его веществ, т.е. элементарный состав. Органическое топливо состоит из сложных соединений различных элементов: углерода С, водорода Н, кислорода О, серы S, азота N и других, а также балласта в виде влаги W и минеральных компонентов не участвующих в процессе горения и способствующих образованию золы A.

Топливо состоит из *горючей* и *негорючей* частей. В горючую часть твердого и жидкого топлива входят углерод С, водород Н и сера S, а также условно кислород О и азот N; в негорючую часть – зола A, представляющая смесь минеральных веществ, и влага W, составляющие его балласт B. Они попадают в топливо из недр земли, а также при транспортировке и хранении топлива на складах:

$$B = A + W$$

где B – балласт топлива; A – зола; W – влага.

1. Элементарный состав топлива

Углерод С является главной горючей составляющей всех топлив. При полном сгорании углерода тепловыделение составляет

$33,5 \cdot 10^3$ кДж/кг. Тепловая ценность топлива определяется содержанием в нем углерода. Так, в древесине и торфе его доля достигает 58 %, в угле и мазуте – 90 %. При термохимической переработке топлив углерод служит основой для образования вторичных органических веществ и составляет основную часть важного технологического топлива – кокса.

Водород Н – вторая важнейшая горючая составляющая любого топлива. Тепловыделение при его сгорании зависит от агрегатного состояния (жидкое или парообразное) конечного продукта горения водорода-воды и может достигать $142 \cdot 10^3$ кДж/кг. С увеличением возраста твердого топлива содержание в нем водорода падает.

Кислород О является балластной примесью в топливе, снижает его тепловую ценность. Кроме того, он связывает в топливе водород, обесцвечивая его. В твердых топливах с небольшим химическим возрастом содержание кислорода может достигать 30 % и выше, а в большинстве жидких моторных топлив оно не превышает 1,5 %.

Азот N также балластирует топливо, снижая содержание в нём горючих веществ. В составе твердого топлива его содержится до 1,5 %, в жидким – менее 1 %.

Сера S входит в топливо в трех видах: сера органическая $S_{\text{орг}}$, входящая в состав его органических соединений; сера колчеданная S_k , входящая в состав сульфидов, главным образом пирита и марказита FeS_2 , и сера сульфатная S_c , входящая в состав различного вида сульфатов, например CaSO_4 , MgSO_4 , FeSO_4 и др. Первые две составляющие серы горят – это так называемая летучая (горючая) сера: $S_l = S_{\text{орг}} + S_k$.

Сульфатная сера в горении топлива не участвует, так как уже находится в соединении с кислородом. В связи с этим она включается во внешний негорючий остаток – золу. Суммарное содержание серы во всех трех соединениях носит название серы общей – $S_{\text{общ}} = S_{\text{орг}} + S_k + S_c = S_l + S_c$. Серы являются вредной составляющей топлива, так как при её сгорании образуются оксиды: сернистый ангидрид SO_2 и серный ангидрид SO_3 . Особенno вреден SO_3 , который, соединяясь с влагой, дает в качестве конечного продукта серную кислоту: $\text{SO}_3 + \text{H}_2\text{O} = \text{H}_2\text{SO}_4$. Она вызывает

интенсивную коррозию металла котельных агрегатов, двигателей внутреннего сгорания, строительных конструкций и т.д. Выбросы SO_2 и SO_3 в атмосферу оказывают вредное влияние на окружающую среду.

Минеральные компоненты A являются главной балластной составляющей топлива, входящей в состав остаточного продукта полного сгорания топлива – золы. В состав золы входят как вещества, образующие минеральную часть топлива, так и продукты их разложения и окисления. Содержание минеральных компонентов в твердых топливах колеблется в очень широких пределах: от (1÷2) % в древесине до 70 % в сланцах, в жидким топливах – до (1÷5) %. Количество минеральных компонентов в топливе определяет его зольность, т.е. способность образовывать в процессе сгорания золу. Основной характеристикой золы является температура плавления, зависящая от ее состава. Топлива с большим содержанием минеральных компонентов нецелесообразно перевозить на большие расстояния.

Влага W так же, как и минеральные компоненты, – балласт, снижающий тепловую ценность топлива и определяющий целесообразность его транспортировки на большие расстояния. На испарение влаги тратится часть теплоты, выделяющейся при сгорании топлива, что уменьшает температурный уровень процесса горения. Кроме того, снижается значение температуры точки росы водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания и увеличивается опасность низкотемпературной коррозии. Доля влаги в составе топлива колеблется очень широко: от (0,3÷1,5) % в мазуте, 5 % в каменных углях, до (20÷57) % в торфах и бурых углях.

Элементарный состав горючих газов можно представить так же, как и твердых и жидким топлив. Однако для удобства анализа и расчетов процесса горения газов их состав обычно представляют в виде суммы объемных долей горючих компонентов и балластных примесей в процентах, определяемых при нормальных условиях без учета водяных паров, т.е. на сухую массу топлива.

В состав природных газов в качестве горючих элементов входят: метан CH_4 – до 98,9 %, углеводороды метанового ряда (0,3÷10) % – этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10} и другие, а также в

виде следов сероводород H_2S . Балластом являются азот N_2 , углекислый газ CO_2 и водяные пары.

В попутных газах нефтяных месторождений содержание метана ниже (до 45 %), однако возрастает доля тяжелых углеводородов (до 40 %).

Искусственные газы в качестве горючих компонентов содержат водород, метан, оксид углерода CO и небольшие количества тяжелых углеводородов (в коксовом газе). Балластными примесями в искусственных газах являются CO_2 , N_2 , водяные пары и пыль.

Влагосодержание газообразных топлив d , kg/m^3 , колеблется в зависимости от состояния топлива.

2. Характеристика топлив по составу

Содержание химических элементов и других составляющих топлива исчисляется в процентах от единицы массы или объема, исходя из определенной части (массы) топлива. В зависимости от состава и вида топлива различают рабочую, аналитическую, сухую, горючую и органическую массы топлива. Каждой массе присваивается соответствующий индекс: рабочей – p , сухой – c , горючей – γ , органической – o , аналитической – a .

Для твердых топлив применимы все пять масс. О составе топлива на соответствующую массу судят по индексу элементов. Топливо в том виде, в котором оно приходит к потребителю, называется *рабочим*. Его состав наиболее полно отражает состояние топлива. Элементарный состав рабочей массы записывается в следующем виде:

$$C^p + H^p + O^p + N^p + S_{n,p}^p + A^p + W^p = 100 \%$$

На лабораторный анализ топливо поступает воздушно-сухим, т.е. высушенным до постоянного веса на воздухе в естественных условиях. Масса такого топлива называется *аналитической*. Ее элементарный состав представляется в виде:

$$C^a + H^a + O^a + N^a + S_{n,a}^a + A_a + W_a = 100 \%$$

При полном высушивании топлива (при $t \geq 105$ °C) получают сухую массу. Уравнение элементарного состава сухой массы топлива имеет вид:

$$C^c + H^c + O^c + N^c + S_{\text{л}}^c + A_c = 100 \text{ \%}.$$

Под горючей массой топлива понимают топливо, не содержащее механических компонентов и влаги (балласта). Уравнение элементарного состава горючей массы топлива:

$$C^r + H^r + O^r + N^r + S_{\text{л}}^r = 100 \text{ \%}.$$

Органическая масса топлива в отличие от горючей не содержит колчеданную серу. Элементарный состав этой массы может быть выражен равенством

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

Очевидно, что при переходе от рабочей к органической массе доля химических элементов в составе топлива увеличивается, т.е.

$$C^o > C^r > C^c > C^a > C^p.$$

3. Пересчет элементарного состава топлива в различные массы

Пересчет элементарного состава с горючей массы топлива на его рабочую массу и обратно производится по формулам:

$$C^p = C^r \frac{100 - (A^p + W^p)}{100}$$
$$H^p = H^r \frac{100 - (A^p + W^p)}{100} \text{ и т.д.}$$

Для обратного пересчета из рабочей массы в горючую используется множитель $\frac{100}{100 - (A^p + W^p)}$.

Множители для пересчета состава топлива с одной массы на другую приводятся в таблице 2.

Таблица 2

Множители (коэффициенты) для пересчета состава топлив

Заданная масса	Искомая масса		
	рабочая	сухая	горючая
рабочая	1	$\frac{100}{100 - W^p}$	$\frac{100}{100 - (A^p + W^p)}$
сухая	$\frac{100 - W^p}{100}$	1	$\frac{100}{100 - A^p}$
горючая	$\frac{100 - (A^p + W^p)}{100}$	$\frac{100 - A^p}{100}$	1

Если топливо содержит большое количество карбонатов (более 2 %), например, горючие сланцы, то коэффициент пересчета (множитель) принимается с учетом разложения карбонатов. В этом случае за горючую массу принимают следующее выражение:

$$\Gamma = 100 - (A_{ucnp} + W^p) - (\text{CO}_2)_k,$$

где $(\text{CO}_2)_k$ – содержание углекислоты карбонатов, %; A_{ucnp} – зольность топлива за вычетом сульфатов, образовавшихся при разложении карбонатов с поправкой на сгорание колчеданной серы:

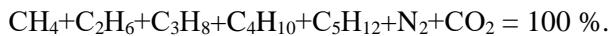
$$A_{ucnp} = A^p - A_c \left(1 - \frac{W^p}{100} \right).$$

Поправку A_c равной в интервале (2,0÷4,1). Пересчет элементного состава рабочей массы топлива с влажностью W_1^p на массу с влажностью W_2^p производится умножением исходных

составляющих на множитель $\frac{100 - W_2^P}{100 - W_1^P}$. То же самое имеет место

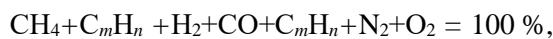
при изменении зольности топлива с A_1 до A_2 : $\frac{100 - A_2}{100 - A_1}$.

Состав природных и искусственных газов исчисляется только на сухой объем (1m^3 при нормальных условиях). Для большинства природных газов он представляется в виде суммы:



В долю пентана C_5H_{12} включают и другие, более тяжелые углеводороды.

В наиболее общем виде состав сухих искусственных газов можно представить следующим образом:



где C_mH_n – суммарное содержание углеводородов тяжелее метана.

Пример 1. При лабораторных исследованиях был получен элементный состав кузнецкого угля марки СС на горючую массу: $C^r = 84,0 \text{ \%}$; $H^r = 4,5 \text{ \%}$; $O^r = 9,0 \text{ \%}$; $N^r = 2,0 \text{ \%}$; $S_{\text{л}}^r = 0,5 \text{ \%}$. Влажность и зольность на рабочую массу равны $W^P = 12,0 \text{ \%}$ и $A^P = 11,4 \text{ \%}$. Определить элементный состав на рабочую массу топлива.

Решение. Для пересчета с горючей массы на рабочую используем коэффициент пересчета:

$$K = \frac{100 - (A^P + W^P)}{100} = \frac{100 - (11,4 + 12,0)}{100} = 0,766.$$

Тогда:

$$C^P = C^r K = 84,0 \cdot 0,766 = 64,34 \text{ \%};$$

$$H^P = H^r K = 4,5 \cdot 0,766 = 3,45 \text{ \%};$$

$$N^p = N^r K = 2,0 \cdot 0,766 = 1,53\%;$$

$$O^p = O^r K = 9,0 \cdot 0,766 = 6,90\%;$$

$$S^p = S^r K = 0,5 \cdot 0,766 = 0,38\%;$$

Проверка: суммарный элементный состав топлива на рабочую массу должен равняться 100 %:

$$C^p + H^p + O^p + N^p + S_{\text{л}}^p + A^p + W^p = 100\%.$$
$$64,34 + 3,45 + 1,53 + 6,90 + 0,38 + 12,0 + 11,40 = 100\%.$$

Пример 2. Задан следующий элементный состав на горючую массу кузнецкого угля марки СС ухудшенного состава: $C^r = 80,2\%$; $H^r = 3,3\%$; $O^r = 14,0\%$; $N^r = 2,1\%$; $S_{\text{л}}^r = 0,4\%$. Известно, что зольность сухой массы $A^c = 22,12\%$. Определить элементный состав топлива на рабочую массу при $W^p = 15,0\%$.

Решение. В соответствии с таблицей 2 коэффициент пересчета масс имеет вид $\frac{100 - (A^p + W^p)}{100}$. Для его использования пересчитаем зольность с сухой массы на рабочую:

$$A^p = A^c \frac{100 - W^p}{100} = 22,12 \frac{100 - 15,0}{100} = 18,80\%.$$

Тогда

$$K = \frac{100 - (A^p + W^p)}{100} = \frac{100 - (15,0 + 18,8)}{100} = 0,662.$$

Определяем элементный состав топлива на рабочую массу:

$$C^p = C^r K = 80,2 \cdot 0,662 = 53,09\%;$$

$$H^p = H^r K = 3,3 \cdot 0,662 = 2,18\%;$$

$$N^p = N^r K = 2,1 \cdot 0,662 = 1,39\%;$$

$$O^p = O^r K = 14,0 \cdot 0,662 = 9,27\%;$$

$$S^p = S^r K = 0,4 \cdot 0,662 = 0,27\%;$$

Проверяем полный элементный состав рабочей массы:

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

$$53,09 + 2,18 + 9,27 + 1,39 + 0,27 + 18,8 + 15,0 = 100 \text{ \%}.$$

4. Контрольные вопросы

1. Дайте определение понятию «топливо».
2. Для чего предназначено энергетическое и технологическое топливо?
3. Приведите примеры искусственного вида топлива различного агрегатного состояния.
4. Из чего состоят горючая и негорючая части топлива?
5. Что такое балласт топлива?
6. Что является главной горючей составляющей всех видов топлив?
7. В каких видах сера входит в состав топлив?
8. В чем отличие рабочей, сухой, аналитической и горючей масс топлива?

5. Задачи для самостоятельного решения

Задание 1. Сушка березовского угля с составом рабочей массы: $W^p = 33,0 \text{ \%}$; $A^p = 4,7 \text{ \%}$; $C^p = 44,3 \text{ \%}$; $H^p = 3,0 \text{ \%}$; $O^p = 14,4 \text{ \%}$; $N^p = 0,4 \text{ \%}$; $S_{л}^p = 0,2 \text{ \%}$. Определите состав рабочей массы подсущенного до $W^p = 10,0 \text{ \%}$ топлива.

Задание 2. Содержание углерода в рабочей массе экибастузского угля составляет 43,4% при влажности рабочей массы 7,0 % и зольности 38,1 %. Определите содержание углерода в сухой массе при увеличении рабочей зольности топлива до 45,0 %.

Задание 3. Определите состав горючей массы нерюнгринского угля, если известен состав рабочей массы: $W^p = 9,5 \text{ \%}$; $A^p = 12,7 \text{ \%}$; $C^p = 66,1 \text{ \%}$; $H^p = 3,3 \text{ \%}$; $O^p = 7,5 \text{ \%}$; $N^p = 0,7 \text{ \%}$; $S_{л}^p = 0,2 \text{ \%}$.

Задание 4. Определите рабочий состав эстонских сланцев, если известен элементный состав горючей массы: $C^r = 72,13\%$; $H^r = 10,16\%$; $O^r = 12,13\%$; $N^r = 0,33\%$; $S_{л}^r = 5,25\%$. Рабочая масса имеет: $W^p = 13,0\%$; $A^p = 40,0\%$; $(CO_2)^{p_k} = 16,5\%$.

Задание 5. Определите состав рабочей массы челябинского угля марки ЗБ, если состав его горючей массы: $C^r = 71,0\%$; $H^r = 5,3\%$; $O^r = 20,1\%$; $N^r = 1,9\%$; $S_{л}^r = 1,7\%$. Зольность сухой массы топлива $43,0\%$, а влажность угля на рабочую массу $17,0\%$.

Задание 6. Определите состав рабочей массы ленинградских горючих сланцев, если состав их горючей массы следующий: углерод – $74,0$, водород – $9,5\%$, сера – $6,1\%$, азот – $0,4\%$, кислород – $10,0\%$ ($W^p = 11,5\%$; $A^p = 46,0\%$; $(CO_2)^{p_k} = 16,4\%$).

Задание 7. Определить состав горючей массы кизеловского угля марки Г, если состав его рабочей массы: $C^p = 48,5\%$; $H^p = 3,6\%$; $S_{л}^p = 6,1\%$; $N^p = 0,8\%$; $O^p = 4,0\%$; зольность сухой массы $A^c = 33,0\%$ и влажность рабочая $W^p = 6,0\%$.

Задание 8. Определить состав рабочей массы угля марки Б3, если состав его горючей массы: $C^r = 71,1\%$; $H^r = 5,3\%$; $S_{л}^r = 1,9\%$; $N^r = 1,7\%$; $O^r = 20,0\%$; зольность сухой массы $A^c = 36\%$ и влажность рабочая $W^p = 18,0\%$.

Задание 9. Определить состав рабочей массы угля марки Д, если состав его горючей массы: $C^r = 78,5\%$; $H^r = 5,6\%$; $S_{л}^r = 0,4\%$; $N^r = 2,5\%$; $O^r = 13,0\%$; зольность сухой массы $A^c = 15,0\%$ и влажность рабочая $W^p = 12,0\%$.

Задание 10. В мельнице-вентиляторе подсушивается уголь марки Б2 состава: $C^{p_1} = 28,7\%$; $H^{p_1} = 2,2\%$; $S_{л}^{p_1} = 2,7\%$; $N^{p_1} = 0,6\%$; $O^{p_1} = 8,6\%$; $A^{p_1} = 25,2\%$ и $W^{p_1} = 32\%$. Определить состав рабочей массы подсущенного топлива, если известно, что влажность топлива после подсушки $W^{p_2} = 15,0\%$.

Задание 11 Был получен элементный состав бурого угля марки на горючую массу: $C^r = 80,0\%$; $H^r = 6,5\%$; $O^r = 11,0\%$; $N^r = 2,0\%$; $S_{л}^r = 0,5\%$. Влажность и зольность на рабочую массу равны $W^p = 12,0\%$ и $A^p = 11,4\%$. Определить элементный состав на рабочую массу топлива.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №2

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОТВОРНОСТИ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА

Главным показателем энергетической ценности топлива является теплота его сгорания.

1. Теплота сгорания топлива

Теплотой сгорания топлива называется количество теплоты, выделяющееся при полном сгорании 1 кг твердого (или жидкого) топлива или 1 м³ газообразного топлива при нормальных условиях. Ее можно определять экспериментально и теоретически, если известен элементарный состав топлива.

Экспериментально теплоту сгорания топлива находят в калориметрической установке. Точно взвешенную навеску испытуемого топлива сжигают в среде сжатого кислорода в калориметрической бомбе и определяют количество выделившейся теплоты. Однако условия сжигания топлива в калориметрической бомбе в значительной степени отличаются от реальных условий их использования в двигателях внутреннего сгорания, парогенераторах, печах и пр.

При сгорании топлив в калориметрической бомбе образуются газообразные продукты, в состав которых входят водяные пары, образующиеся в результате окисления водорода топлива и испарения содержащейся в нем влаги. Температура продуктов сгорания в бомбе близка к температуре окружающей среды, т.е. значительно ниже значения температуры точки росы, поэтому происходит конденсация водяных паров и, следовательно, выделяется соответствующее количество теплоты, при учете которой из опыта находят *высшую теплоту сгорания* Q^p_e .

На практике обычно температура продуктов сгорания, покидающих теплоэнергетическую установку, выше температуры точки росы, и вода, содержащаяся в них, выходит в виде пара, с которым бесполезно теряется и теплота конденсации. Поэтому для оценки реальной теплотворной способности топлив используется понятие низшей теплоты сгорания Q^p_n , которая представляет собой количество теплоты, выделившейся при полном сгорании 1 кг топлива, без учета теплоты, выделившейся при конденсации водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания. Она меньше

высшей на величину неиспользованной теплоты, выделяющейся при конденсации водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания:

$$Q_n^p = Q_e^p - 25(9H^p + W^p)$$

где Q_n^p, Q_e^p – соответственно низшая и высшая теплота сгорания рабочей массы топлива, кДж/кг; $25(9H^p + W^p)$ – общая теплота, выделяемая при конденсации водяных паров, образующихся в результате сгорания водорода топлива в количестве H^p (%) и испарившейся в процессе сгорания влаги топлива в количестве W^p (%). Множитель 25 – это энталпия 1 кг паров при давлении 0,1 МПа, исчисленная на 1 % состава топлива.

Теплота сгорания горючих газов определяется в такой же калориметрической установке или в калориметре, в котором теплота сгорающего топлива полностью поглощается водой, проходящей через калориметр.

Высшая теплота сгорания используется для сравнения тепловой ценности отдельных топлив, низшая – во всех технических расчетах.

Теплоту сгорания твердого и жидкого топлив, кДж/кг, при известном их элементарном составе приближенно можно вычислить по эмпириическим формулам, из которых наиболее распространена формула Д.И. Менделеева:

– низшая удельная теплота сгорания рабочей массы топлива (МДж/кг):

$$Q_{H}^p = 0,339C^p + 1,030H^p - 0,109(O^p - S^p) - 0,025(9H^p + W^p);$$

– высшая удельная теплота сгорания рабочей массы топлива (МДж/кг):

$$Q_e^p = 0,339C^p + 1,030H^p - 0,109(O^p - S^p),$$

где C^p, H^p, O^p, S^p, W^p – содержание в рабочей массе топлива отдельных химических элементов в процентах.

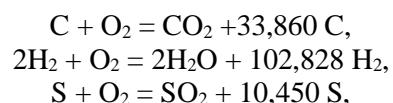
При определении низшей удельной теплоты сгорания последний член суммы учитывает теплоту, поглощенную при испарении влаги топлива и при переходе в пар воды, образовавшейся при горении водорода. Более точно теплоту сгорания определяют экспериментально.

Низшую объемную теплоту сгорания ($\text{кДж}/\text{м}^3$) газообразного топлива определяют сложением тепловых эффектов реакций горения горючих газов, содержащихся в сухом топливе, по формуле

$$Q^c_n = 126\text{CO} + 108\text{H}_2 + 350\text{CH}_4 + 234\text{H}_2\text{S}.$$

При сгорании других горючих газов, не учтенных в приведенной формуле, выделяется следующая объемная теплота ($\text{кДж}/\text{м}^3$): этана C_2H_6 – 63 600, пропана C_3H_8 – 89 400, бутана C_4H_{10} – 118 800, пентана C_5H_{12} – 166 700, этилена C_2H_6 – 59 000.

Выделение теплоты при горении топлива объясняется тепловым эффектом реакций горения:



где 33,860; 102,828; 10,450 – тепловые эффекты ($\text{МДж}/\text{кг}$) реакции горения С, H_2 и S соответственно.

Но не все составляющие, входящие в состав рабочей массы топлива, выделяют теплоту при горении. Влага топлива при переходе в пар поглощает теплоту; сера, входящая в состав сульфатов, при их диссоциации также поглощает теплоту.

2. Условное топливо

Различие теплот сгорания топлив разных видов, сортов и марок весьма велико. Так, теплота сгорания твердых топлив колеблется от $(8 \cdot 10^3 \div 12 \cdot 10^3)$ $\text{кДж}/\text{кг}$ у торфа, до $(25 \cdot 10^3 \div 26 \cdot 10^3)$ $\text{кДж}/\text{кг}$ у каменных углей; жидкого топлива – от $40 \cdot 10^3$ $\text{кДж}/\text{кг}$ у мазутов и до $47 \cdot 10^3$ $\text{кДж}/\text{кг}$ у бензинов. Еще больший разброс в теплотах сгорания у газов: если у доменного газа

$Q^p_n = 33,3 \cdot 10^3$ кДж/м³, то у попутных газов нефтяных месторождений она поднимается до $47 \cdot 10^3$ кДж/м³.

В силу этого обстоятельства – учет и планирование расхода топлива, контроль за его экономным потреблением сильно затруднены не только в общегосударственных масштабах, но и в пределах любого предприятия.

Поэтому для сравнения тепловой ценности различных топлив, вариантов замен одного топлива другим, составления норм расхода топлива и планирования его потребности введены такие технико-экономические понятия, как условное топливо и топливные эквиваленты.

Условным называется топливо, имеющее теплоту сгорания $Q_y = 29\ 302$ кДж/кг. Эта величина принята как отправная для планирования расхода и отчета об использовании топлива.

Относительная ценность различных топлив рассматривается в сравнении с условным с помощью топливных эквивалентов. Топливным эквивалентом Эт называется отношение низшей теплоты сгорания рабочей массы реального топлива к теплоте сгорания условного топлива:

$$\mathcal{E}m = \frac{Q^p}{Q_y}.$$

Топливный эквивалент применяют при планировании расхода топлива и в отчетностях. Топливные эквиваленты позволяют производить перерасчеты расходов топлива из условного в реальное, и наоборот, на основании соотношений:

$$Bp = \frac{By}{\mathcal{E}m},$$

где Bp и By – расходы соответственно реального и условного топлива, кг/с (кг/ч, т/год и т.п.).

3. Расчет теплоты сгорания топлива

Пересчет теплот сгорания топлив на рабочую, сухую, аналитическую и горючую массы осуществляется по следующим формулам:

$$\begin{aligned} Q_h^p &= Q_e^p - 25(9H^p + W^p), \\ Q_h^c &= Q_e^c - 226H^c, \\ Q_h^g &= Q_e^g - 226H^g, \\ Q_h^p &= Q_h^c \frac{100 - W^p}{100} - 25W^p, \\ Q_h^p &= Q_h^g \frac{100 - W^p - A^p}{100} - 25W^p. \end{aligned}$$

Здесь индексы «р», «с», «г» относятся к рабочей, сухой и горючей массам топлива.

При изменении влажности от W_1^p до W_2^p и зольности с A_1 до A_2 топлива для определения теплоты сгорания используют следующие зависимости:

$$\begin{aligned} Q_{h2}^p &= (Q_{h1}^p + 25W_1^p) \frac{100 - W_2^p}{100 - W_1^p} - 25W_2^p, \\ Q_{h2}^p &= Q_{h1}^p \frac{100 - A_2^p}{100 - A_1^p}. \end{aligned}$$

При одновременно изменении влажности и зольности:

$$Q_{h2}^p = (Q_{h1}^p + 25W_1^p) \frac{100 - W_2^p - A_2^p}{100 - W_1^p - A_1^p} - 25W_2^p.$$

Для приближенных расчетов, а также для проверки элементного состава топлива (если задана Q_h^p) низшую теплоту сгорания, кДж/кг, определяют по формуле:

$$Q_H^p = 339C^p + 1030H^p - 109(O^p - S^p) - 25W^p;$$

$$Q_H^r = 339C^r + 1030H^r - 109(O^r - S^r).$$

Расхождение полученной низшей теплоты сгорания горючей массы топлива, полученной в калориметрической бомбе, не должно превышать ± 628 кДж/кг для топлив с зольностью менее 25 % и ± 837 кДж/кг – для других топлив.

При сжигании смеси двух твердых или жидкого топлив, заданных массовыми долями (q^l – массовая доля одного из топлив в смеси), теплота сгорания 1 кг смеси подсчитывается по формуле:

$$Q_h^p = \frac{Q_h^p q}{Q_h^p (1-q)}.$$

Если же смесь задана в долях по тепловыделению каждого топлива (q_l – доля одного из топлив в смеси), то для перехода к массовым долям используется следующая зависимость:

$$g_1 = \frac{q_1 Q_{h2}^p}{q_1 Q_{h2}^p + (1-q_1) Q_{h1}^p}.$$

При сжигании смеси твердого или жидкого топлива с газообразным, расчет ведется на 1 кг твердого или жидкого топлива с учетом количества газа (x , м³), приходящегося на 1 кг твердого или жидкого топлива:

$$Q_h^p = Q_{h1}^p + x Q_{h2}^p.$$

Если смесь задана волях тепловыделения q , то количество газа, м³, приходящегося на 1 кг твердого или жидкого топлива, может быть найдено по следующей зависимости:

$$x = \frac{1-q}{q} \frac{Q_h^p}{Q_h^p}.$$

На основе вышесказанного, теплоту сгорания смеси можно получить, зная исходные данные по основному топливу Q_h^p и q_1 :

$$Q_h^p = Q_h^p \frac{1}{q_1}.$$

Пример 1. Для кузнецкого угля марки СС, следующего состава на горючую массу: С^г = 84,0 %; Н^г = 4,5 %; О^г = 9,0 %; N^г = 2,0 %; S_л^г = 0,5 %, (влажность и зольность на рабочую массу равны W^п = 12,0 % и A^п = 11,4 %), определить Q_h^p, Q_h^c, Q_h^c , если низшая теплота сгорания рабочей массы равна $Q_h^p = 23\ 990$ кДж/кг.

Решение. Определение рабочей низшей теплоты сгорания для данного угля:

$$Q_h^p = Q_h^p - 25(9H^p + W^p) = 23\ 990 + 25(9 \cdot 3,45 + 12,0) = 25\ 071 \text{ кДж/кг.}$$

Определение низшей теплоты сгорания сухой массы для данного угля:

$$\begin{aligned} Q_h^c &= (Q_h^p + 25W^p) \frac{100}{100 - W^p} - 226H^c = \\ &= (23\ 990 + 25 \cdot 12,0) \frac{100}{100 - 12,0} - 226 \cdot 3,92 = \\ &= 27\ 604 - 886 = 26\ 718 \text{ кДж/кг.} \end{aligned}$$

Определение низшей теплоты сгорания горючей массы для данного угля:

$$\begin{aligned} Q_n^p &= \left(Q_b^p + 25W^p \right) \frac{100}{100 - W^p - A^p} - 226H^\Gamma = \\ &= (23990 + 25 \cdot 12,0) \frac{100}{100 - 12,0 - 11,4} - 226 \cdot 4,5 = \\ &= 30695 \text{ кДж/кг.} \end{aligned}$$

Пример 2. Насколько увеличится высшая и низкая теплота сгорания рабочей массы угольной пыли назаровского угля при переходе от замкнутой схемы сушки к разомкнутой с окончательной влажностью пыли 10,0 %. Исходная низшая теплота сгорания рабочей массы топлива равна 13 020 кДж/кг. Состав рабочей массы топлива: $W^p = 39,0\%$ и $A^p = 7,3\%$, $C^p = 37,6\%$; $H^p = 2,6\%$; $S_{\text{д}}^p = 0,4\%$; $N^p = 0,4\%$; $O^p = 14,4\%$

Решение. Определяем низшую теплоту сгорания пыли:

$$\begin{aligned} Q_n^{pl} &= \left(Q_h^p + 25W^p \right) \frac{100 - W^{pl}}{100 - W^p} - 25W^{pl} = \\ &= (13020 + 25 \cdot 39,0) \frac{100 - 10,0}{100 - 39,0} - 25 \cdot 10,0 = 20403 \text{ кДж/кг.} \end{aligned}$$

Находим высшую теплоту сгорания исходного топлива и пыли:

$$Q_b^p = Q_h^p + 25(9H^p + W^p) = 13020 + 25(9 \cdot 2,6 + 39,0) = 14586 \text{ кДж/кг};$$

$$Q_b^{pl} = Q_b^p \frac{100 - W^{pl}}{100 - W^p} = 14586 \frac{100 - 10,0}{100 - 39,0} = 21520 \text{ кДж/кг.}$$

Другой вариант определения высшей теплоты сгорания пыли:

$$Q_{\text{с}}^{n,n} = Q_{\text{н}}^p + 25(9H^{n,n} + W^{n,n}) = 20403 + 25(9 \cdot 3,84 + 10,0) = 21520 \text{ кДж/кг},$$

где

$$H^{n,n} = H^p \frac{100 - W^{n,n}}{100 - W^p} = 2,6 \frac{100 - 10,0}{100 - 39,0} = 3,84 \text{ \%}.$$

Пример 3. Определить теплоту сгорания газообразного топлива, имеющего следующий состав: CH₄ = 94,0 %; C₂H₆ = 2,8 %; C₃H₈ = 0,4 %; C₄H₁₀ = 0,3 %; C₅H₁₂ = 0,1 %; N₂ = 2,0 %; CO₂ = 0,4 %.

Решение. Определим теплоту сгорания газа следующим образом:

$$Q_{\text{н}}^c = 0,01 [Q_{\text{H}_2\text{S}} H_2 S + Q_{\text{CO}} CO + Q_{\text{H}_2} H_2 + \sum (Q_{\text{C}_m\text{H}_n} C_m H_n)],$$

где $Q_{\text{H}_2\text{S}}$, Q_{CO} и т.д. – теплота сгорания отдельных составляющих, входящих в состав газообразного топлива, кДж/м³.

$$\begin{aligned} Q_{\text{н}}^c &= 0,01 [Q_{\text{H}_2\text{S}} H_2 S + Q_{\text{CO}} CO + Q_{\text{H}_2} H_2 + \sum (Q_{\text{C}_m\text{H}_n} C_m H_n)] = \\ &= 0,01(0 + 0 + 0 + 35818 \cdot 94,0 + 63248 \cdot 2,8 + 91251 \cdot 0,4 + \\ &+ 118646 \cdot 0,3 + 146077 \cdot 0,1) = 36321 \text{ кДж/м}^3. \end{aligned}$$

Пример 4. При работе на сниженных нагрузках в топке котла сжигается 25 т/ч твердого топлива с $Q_{\text{н}}^p = 20934 \text{ кДж/кг}$ и $15 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$ газа $Q_{\text{н}}^p = 40 \cdot 10^3 \text{ кДж/кг}$. Определите условную теплоту сгорания смеси топлив.

Решение. При сжигании твердого или жидкого топлива в смеси с газообразным расчет ведется по условной теплоте сгорания, отнесенной к 1 кг твердого или жидкого топлива: $Q_{\text{н}}^p = Q_{\text{н}}^p + x Q_{\text{н}}^p$, где x – количество газа, м³, приходящегося на 1 кг твердого или жидкого топлива,

$$x = \frac{15 \cdot 10^3}{25 \cdot 10^3} = 0,6.$$

Тогда $Q_h^p = 20\ 934 + 0,6 \cdot 40 \cdot 10^3 = 44\ 934$ кДж/кг.

4. Контрольные вопросы

1. Дайте определение теплоты сгорания топлива.
2. В чем отличие высшей теплоты сгорания топлива от низшей?
3. Для чего используется высшая теплота сгорания топлива? Низшая?
4. Как можно найти теплоту сгорания твердого или жидкого топлива если известен его элементарный состав?
5. Что называется условным топливом?
6. Как найти топливный эквивалент?

5. Задачи для самостоятельного решения

Задание 1. Проверить правильность определения элементного состава топлива, если известны данные лабораторных исследований: $C^c = 62,17\%$; $H^c = 4,10\%$; $O^c = 5,17\%$; $N^c = 1,29\%$; $S_{n^c} = 3,27\%$, $W^p = 7,90\%$; $A^p = 22,10\%$ и $Q_h^p = 22\ 776$ кДж/кг.

Задание 2. При открытом способе добычи угля прошло увеличение его зольности с 38,1 % до 48,0 % в рабочей массе и влажности с 7,0 % до 11,0 %. Определите насколько изменится низшая теплота сгорания угля, если ее исходное значение составляло $Q_h^p = 16\ 747$ кДж/кг.

Задание 3. Определить теплоту сгорания смеси твердого топлива с низшей теплотой сгорания $Q_h^p = 13\ 020$ кДж/кг и мазута с $Q_h^p = 38\ 800$ кДж/кг при тепловой доле твердого топлива в смеси $q=0,30$.

Задание 4. На ТЭЦ сжигается доменный газ и мазут. Доля тепловыделения доменного газа $q = 0,6$. Определите количество газа

на 1 кг мазута и теплоту сгорания смеси на 1 кг мазута. Мазут имеет $Q_{n1}^p = 38\,870$ кДж/кг, а доменный газ $Q_{n2}^p = 3710$ кДж/кг.

Задание 5. Используя данные, представленные в таблице 3, определите Q_h^p, Q_h^e, Q_h^c для углей различных месторождений.

Таблица 3

Расчетные характеристики углей различных месторождений

№ п/п	Бассейн, месторождение	Состав рабочей массы топлив, %							Теплота сгорания, Q_h^p , МДж/кг
		W ^p	A ^p	S ^p	C ^p	H ^p	N ^p	O ^p	
1	Донецкий (марка Д)	13,0	24,4	3,1	47,0	3,4	1,0	8,0	18,5
2	Донецкий (марка Г)	11,0	28,5	3,5	47,2	3,3	0,6	5,5	18,88
3	Донецкий (марка Т)	6,0	25,4	2,4	61,1	2,9	1,0	1,2	23,40
4	Донецкий (марка А)	8,5	30,2	1,6	56,4	1,1	0,5	1,7	19,97
5	Кузнецкий	9,0	18,2	0,3	61,5	3,6	1,7	5,9	23,57
6	Карагандинский	10,0	38,7	0,8	41,8	2,7	0,6	5,4	16,24
7	Воркутинское	5,5	28,4	0,9	55,5	3,6	1,7	4,4	22,02
8	Челябинский	17,0	32,4	0,9	35,9	2,6	1,0	10,2	13,44
9	Березовское	33,0	4,7	0,2	44,2	3,1	0,4	14,4	16,20
10	Нерюнгринское	10,0	19,8	0,2	60,0	3,1	0,6	6,3	22,48

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №3
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОВОРНОСТИ ГАЗООБРАЗНОГО
ТОПЛИВА

Газообразное топливо представляет собой смесь горючих и негорючих газов, содержащую некоторое количество примесей. К горючим газам относятся углеводороды (CH_4 и др.) водород (H_2) и оксид углерода (CO). Негорючие компоненты – азот (N_2), диоксид углерода (CO_2) и кислород (O_2) – составляют балласт газообразного топлива. К примесям относят водяные пары, сероводород, пыль. Искусственные газы могут содержать аммиак, смолу и другие примеси.

Газы бывают **естественные** (природные) и **искусственные**. Искусственные газы получают путем переработки на заводах или

как побочный продукт какого – либо производства, например, *коксовый газ*: получается при термической переработке кокса ($900^{\circ}\text{C} \div 1200^{\circ}\text{C}$); *сланцевый газ*: получается без подъема сланцев на поверхность при нагреве 1200°C без доступа воздуха; *генераторные газы*: получаются путем нагрева твердого топлива в присутствии кислорода воздуха; *доменный газ*: получается как побочный продукт доменного производства (на 1 тонну чугуна получается 3000 м^3 газа); *нефтяной газ*: разделяется при пиролизе нефти; *сжиженный газ*: смесь пропана и бутана.

Природные газы можно подразделить на три группы:

1. Газы, добываемые из чисто газовых месторождений (природный газ). Они в основном состоят из метана и являются тощими или сухими. Тяжелых углеводородов (от пропана и выше) сухие газы содержат менее $50\text{ г}/\text{м}^3$;

2. Газы, выделяемые из скважин нефтяных месторождений совместно с нефтью (попутный газ). Помимо метана они содержат значительное количество более тяжелых углеводородов (обычно свыше $150\text{ г}/\text{м}^3$) и являются жирными газами. Жирные газы представляют собой смесь сухого газа, пропан–бутановой фракции и газового бензина. В попутных газах нефтяных месторождений содержание метана ниже (до 45 %), однако возрастает доля тяжелых углеводородов (до 40 %);

3. Газы, добываемые из конденсатных месторождений, состоят из смеси сухого газа и паров конденсата, который выпадает при снижении давления (процесс обратной конденсации). Пары конденсата представляют собой смесь паров тяжелых углеводородов, содержащих C₅ и выше (бензина, лигроина, керосина).

1. Характеристика компонентов природного газа

В состав природного газа в качестве горючих элементов входят: метан CH₄ – до 98,9 %, углеводороды метанового ряда (0,3÷10) % – этан C₂H₆, пропан C₃H₈, бутан C₄H₁₀ и другие, а также в виде следов сероводород H₂S. Балластом являются азот N₂, углекислый газ CO₂ и водяные пары.

Метан (CH₄) – это бесцветный газ без запаха, легче воздуха. Горюч, но всё же его можно хранить с достаточной лёгкостью.

Этан (C_2H_6) – бесцветный газ без запаха и цвета, чуть тяжелее воздуха. горюч, но не используется как топливо.

Пропан (C_3H_8) – бесцветный газ без запаха, ядовит. У него имеется полезное свойство: пропан сжижается при небольшом давлении, что позволяет легко отделять его от примесей и транспортировать.

Бутан (C_4H_{10}) – по свойствам близок к пропану, но имеет более высокую плотность. Вдвое тяжелее воздуха.

Углекислый газ (CO_2) – бесцветный газ без запаха, но с кислым вкусом. В отличие от других компонентов природного газа, углекислый газ не горит. Углекислый газ – один из самых малотоксичных газов. Даже большие количества углекислого газа никак не влияют на здоровье человека. Однако он препятствует поглощению кислорода при содержании в атмосфере от 3 % до 10 % по объёму. При такой концентрации начинается удушье и даже смерть.

Сероводород (H_2S) – бесцветный тяжелый газ с запахом тухлых яиц. Очень ядовит, даже при очень маленькой концентрации вызывает паралич обонятельного нерва

2. Расчет теплоты сгорания

Теплотворная способность газа – количество теплоты, которое может быть получено при полном сгорании 1 м³ газа при нормальных условиях.

Различают высшую и низшую теплотворность газообразного топлива.

Высшая теплотворная способность газа – количество теплоты, полученное при полном сгорании 1 м³ газа, включающее в себя теплоту, выделяющуюся при конденсации водяных паров продуктов сгорания.

Низшая теплотворность газа – количество теплоты, полученное в процессе горения, без учета теплоты конденсации водяных паров – продуктов сгорания.

Практически при сжигании газа водяные пары не конденсируются, а удаляются с другими продуктами сгорания, поэтому расчет будем вести по низшей теплотворной способности газа.

Теплота сгорания (высшая или низкая) сухого газообразного топлива (газа) определяется по следующей формуле:

$$Q^c = \frac{(Q_1 x_1 + Q_2 x_2 + \dots + Q_k x_k)}{100},$$

где Q_c – теплота сгорания сухого газа, кДж/м³; Q_1, Q_2, Q_k – теплота сгорания компонентов, составляющих газообразное топливо, кДж/м³; x_1, x_2, x_n – объемные доли компонентов, составляющих газообразное топливо, %.

Плотность сухого газа определяют как сумму произведений плотностей компонентов, составляющих газообразное топливо, на их объемные доли:

$$p = \frac{(p_1 x_1 + p_2 x_2 + \dots + p_k x_k)}{100},$$

где p – плотность сухого газа, кг/м³; p_1, p_2, p_k – плотности компонентов, кг/м³.

Относительная плотность сухого газа по воздуху равна:

$$p_{omn}^c = \frac{p^c}{p_e},$$

где $p_e = 1,293$ – плотность воздуха при нормальных условиях, кг/м³.

3. Контрольные вопросы

1. Дайте определение теплоты сгорания газообразного топлива.
2. На какие группы можно подразделить газообразное топливо?
3. Как можно найти теплоту сгорания газообразного топлива?
4. Как определить плотность сухого газа?
5. Чему равна относительная плотность сухого воздуха?

4. Задачи для самостоятельного решения

Задание 1. Используя данные таблиц 4 – 6 определите теплоту сгорания и относительную плотность газов различных месторождений. Решение запишите в виде таблицы 7.

Таблица 4

Месторождения и состав природного газа

№	Месторождение газа	Состав газа, % по объему							
		CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	H ₂ S	N ₂ + редкие
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Медвежье	99,0	0,1	0,005	0	0	0,095	0	0,8
2	Оренбургское	85,0	4,9	1,6	0,75	0,55	0,6	1,3	5,0
3	Вуктылское	74,8	8,8	3,9	1,8	6,4	0	0	4,3
4	Шебелинское	93,3	4,0	0,6	0,4	0,3	0,1	0	1,3
5	Степановское	95,1	2,3	0,7	0,4	0,8	0,2	0	0,5
6	Ленинградское	86,9	6,0	1,6	1,0	0,5	1,2	0	2,8
7	Северо-Ставропольское	98,7	0,33	0,12	0,04	0,01	ОД	0	0,7
8	Пунгинское	86,1	2,0	0,6	0,34	0,35	8,5	0	2,0
9	Угерское	98,3	0,45	0,25	0,3	0	0,1	0	0,6
10	Губкинское	98,4	0,13	0,01	0,005	0,01	0,15	0	13
11	Комсомольское	97,2	0,12	0,01	0	0,01	0,1	0	2,5
12	Юбилейное	98,4	0,07	0,01	0	0	0,4	0	1,1
13	Мессояхское	97,6	0,10	0,03	0,01	0,01	0,60	0	1,6
14	Соленинское	95,8	2,9	0,07	0,2	0,15	0,4	0	0,5
15	Березовское	94,8	1,2	0,3	0,1	0,06	0,5	0	3,0

Продолжение табл.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
16	Майское	97,7	0,7	од	0,02	0	0,90	0	1,0
17	Газлинское	93,0	3,1	0,7	0,6	0	0,1	0	2,5
18	Ачакское	93,0	3,6	0,95	0,25	0,31	0,4	0	1,3
19	Тенгенское	89,4	6,0	2,0	0,7	0,4	1,0	0	0,5
20	Заполярное	98,5	0,2	0,05	0,012	0,001	0,5	0	0,7
21	Уренгойское	97,64	од	0,01	0	0	0,3	0	1,95
22	Жирновское	81,6	6,5	3,0	1,9	1,4	4,0	0,1	1,5
23	Ромашкинское	40,0	19,5	18,0	7,5	4,9	од	0	10,0
24	Туймазинское	39,5	20,0	18,5	7,7	4,2	0,1	0	10,0
25	Шкаповское	37,5	18,2	16,8	6,8	3,8	0,1	0	16,8
26	Ключевское	78,5	6,0	6,5	4,8	3,6	0,2	0	0,4
27	Дмитриевское	69,2	10,0	10,0	5,0	5,0	0,7	0	0,1
28	Небит-Дагское	91,0	3,0	2,3	1,3	1,8	0,5	0	0,1

Таблица 5

Теплота сгорания чистых горючих газов(при 0 °С, и 101,3 кПа)

Газ	Теплота сгорания, МДж/м ³	
	высшая	низкая
Метан CH ₄	39,86	35,84
Этан C ₂ H ₆	70,42	63,73
Пропан C ₃ H ₈	101,74	93,37
Бутан C ₄ H ₁₀	133,98	123,77
Изобутан C ₅ H ₁₂	131,89	121,84
Оксид углерода CO	12,64	12,64
Сероводород H ₂ S	25,46	23,49

Таблица 6
Физические характеристики газов (при 0 °C, и 101,3 кПа)

Состав газа	Плотность, кг/м ³	Относительная плотность по воздуху
Метан CH ₄	0,7168	0,5545
Этан C ₂ H ₆	1,3566	1,049
Пропан C ₃ H ₈	2,019	1,562
Бутан C ₄ H ₁₀	2,703	2,091
Изобутан C ₅ H ₁₂	2,668	2,064
Азот N ₂	1,2505	0,9673
Двуокись углерода CO ₂	1,9768	1,5291
Сероводород H ₂ S	1,5392	1,1906

Таблица 7
Результаты расчета характеристик газообразного топлива (при 0 °C, и 101,3 кПа)

Низшая теплота сгорания, Q ^p _н , кДж/м ³	Высшая теплота сгорания, Q ^p _в , кДж/м ³	Плотность, ρ ^c , кг/м ³	Относительная плотность, ρ ^c отн
1			
2			
.			
.			
28			

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №4

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАЛОРИМЕТРИЧЕСКОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ

В теплотехнике в качестве температурных характеристик процесса полного горения топлива используются три разновидности температуры горения: калориметрическая температура горения $t_{\text{калор}}$, жаропроизводительность топлива $t_{\text{жар}}$, теоретическая температура горения $t_{\text{теор}}$.

1. Температура горения топлива

Калориметрической температурой горения называется та температура, которую приобрели бы образующиеся продукты горения при полном сгорании топлива и при условии, что тепло не уходит в окружающее пространство, т. е. остается в продуктах

горения. Если печь работает на низкокалорийном газе, который подогревается, то учитывается также физическое тепло, вносимое им. Подогрев газа и воздуха часто осуществляют и при достаточной температуре горения с целью экономии топлива и улучшения условий горения.

Калориметрическую температуру сгорания с минимальным (стехиометрическим) количеством окислителя и без подогрева компонентов горения называют *жаропроизводительностью*.

На величину калориметрической температуры влияют следующие факторы:

- 1) подогрев воздуха и топлива;
- 2) процентное содержание кислорода в воздухе;
- 3) коэффициент расхода воздуха на горения;
- 4) теплота сгорания топлива.

Подогрев воздуха и топлива ведет к увеличению калориметрической температуры сгорания, особенно для топлив с низкой теплотой сгорания. С увеличением коэффициента расхода воздуха выше теоретического ($\alpha > 1$) калориметрическая температура снижается, т.к. возрастает объем продуктов сгорания. Использование воздуха, обогащенного кислородом, ведет к увеличению калориметрической температуры горения вследствие уменьшения количества продуктов сгорания. В большинстве случаев увеличение теплоты сгорания топлива способствует повышению калориметрической температуры горения.

Калориметрическая температура горения может быть использована для характеристики топлива, если эта температура определяется при нормальных условиях, а именно:

- а) начальная температура топлива и воздуха составляет 0 °C;
- б) полное горение происходит с теоретическим количеством сухого естественного воздуха;
- в) процесс диссоциации продуктов сгорания отсутствует;
- г) в камере горения поддерживается нормальное давление 0,1 МПа (760 мм.рт.ст.).

Рассчитанная в этих условиях температура называется *нормальной калориметрической температурой* или иначе *жаропроизводительностью*.

Калориметрическую температуру рассчитывают исходя из предположения, что реакции горения являются необратимыми и идут лишь в одну сторону до образования конечных продуктов окисления углекислого газа и воды. В действительности эти реакции являются обратимыми, и при температурах выше 1800 °С эндотермические реакции диссоциации CO₂ и H₂O начинают оказывать ощутимое влияние на снижение температуры горения. Температура, рассчитанная с учетом диссоциации CO₂ и H₂O, получила название *теоретической* и является ниже калориметрической.

При сжигании топлива в воздухе, обогащенном кислородом, калориметрическая и теоретическая температуры горения получаются выше и разница между ними достигает значительных величин. В этих случаях расчет теоретической температуры горения следует производить по более сложной методике. Однако нужно отметить, что наличие интенсивной теплопередачи при горении топлива резко снижает температуру продуктов сгорания и максимальные действительные температуры в металлургических печах редко превышают 1800 °С. Топливо сжигают в печах, с некоторым избытком воздуха, что уменьшает диссоциацию и сводит ее влияние к минимуму.

В процессе сжигания топлива в топках или печах выделяется тепло, часть которого излучается на поверхность нагреваемых предметов и стен камеры сжигания; часть тепла остается в продуктах сгорания, в результате чего они приобретают какую-то конечную температуру, с которой покидают топочную камеру. Величина этой температуры зависит от количества топлива, сжигаемого в данной топке в единицу времени, от теплоты сгорания топлива, а также и от подогрева воздуха и газа, т.е. от калориметрической температуры. Конечная температура продуктов сгорания зависит и от условий теплопередачи. Чем благоприятнее условия передачи тепла от газов к поверхности нагрева, тем ниже температура отходящих из топки газов. Таким образом, конечная температура продуктов сгорания топлива является результатом борьбы противоречивых факторов, т.е. зависит от условий сжигания топлива и от условий теплопередачи. *Действительная температура горения устанавливается на таком уровне, при котором имеет*

место равновесие между приходом тепла от сжигания топлива и расходом тепла по условиям теплопередачи, и обеспечивает передачу тепла в таком количестве, которое освобождается при снижении температуры продуктов сгорания от калориметрической до конечной. Сознательно воздействуя на приходную и расходную части тепла в процессе горения топлива, можно изменять в ту или другую сторону эту равновесную действительную температуру горения топлива. Поскольку процесс горения топлива физически неотделим от процесса теплопередачи, то действительная температура горения топлива всегда ниже калориметрической и теоретической. Формулировка понятия действительной температуры горения связана с некоторыми трудностями, т.к. газовая среда, заполняющая камеру сжигания топлива, не имеет одинаковой температуры по всему объему камеры. Следовательно, можно говорить лишь о какой-то средней температуре горения внутри факела или внутри топки. При рассмотрении понятия действительной температуры горения топлива имеют в виду теплопередачу газов при этой температуре, но процесс теплопередачи имеет место как в процессе горения топлива, так и после него. Поэтому целесообразно говорить не о средней температуре горения, а о средней температуре излучателя в камере горения. Минимальной температурой излучателя будет конечная температура продуктов сгорания топлива в камере сжигания.

По практическим данным средняя температура газового излучателя в процессе горения топлива далека от калориметрической и более близка к конечной температуре газов. Без существенной погрешности пока можно принимать за среднюю температуру излучателя конечную температуру газов, покидающих камеру сжигания. Допускаемая при этом ошибка может быть компенсирована некоторым увеличением коэффициента излучения газов, который равен отношению конечной температуры газов к калориметрической температуре и называется пирометрическим коэффициентом:

$$h_{nup} = \frac{t_k}{t_{kal}}.$$

Практические значения h_{tip} изменяются от 0,6 до 0,8. Следовательно, действительная температура горения примерно равна $0,7 \times t_{kal}$ и определяется тепловым балансом печи (топки).

2. Расчет калориметрической температуры

Калориметрическая температура сгорания находится из теплового баланса, отнесенного к единице количества топлива (1 кг или 1 м³):

$$Q^p_H + J_B + J_T = V_\Gamma \cdot C_\Gamma \cdot t_\Gamma \text{ или}$$

$$\begin{aligned} Q^p_H + V_B \cdot C_B \cdot t_B + C_T \cdot t_T = \\ [V_{RO2} \cdot C_{CO2} + V_{N2} \cdot C_{N2} + V_{H2O} \cdot C_{H2O} + (\alpha - 1) V_B \cdot C_B] \cdot t_K \end{aligned}$$

Правая часть уравнения представляет собой теплосодержание продуктов сгорания при температуре t_K :

$$t_K = \frac{Q^p_H + C_B \cdot V_B \cdot t_B + C_T \cdot t_T}{V_{RO2} \cdot C_{CO2} + V_{N2} \cdot C_{N2} + V_{H2O} \cdot C_{H2O} + (\alpha - 1) \cdot V_B \cdot C_B}, {}^\circ\text{C}$$

где Q^p_H – низшая теплота сгорания топлива; α – коэффициент избытка воздуха; J_B – теплосодержание воздуха, подаваемого на горение: $J_B = V_B \cdot C_B \cdot t_B$; J_T – теплосодержание топлива, $J_T = C_T \cdot t_T$.

Поскольку теплоёмкость продуктов сгорания зависит от температуры, то для определения калориметрической температуры t_K ею сначала задаются, а затем, если есть необходимость – уточняют.

Жаропроизводительность топлива определяется из следующего выражения:

$$t_K = \frac{Q^p_H}{V_{II\Gamma} \cdot C_\Gamma} = \left(\frac{Q^p_H}{V_{II\Gamma}} \right) \cdot \frac{1}{C_\Gamma}, {}^\circ\text{C}.$$

Пример 1. Состав газа CH₄^c – 84,5 %; C₂H₆^c – 8,8 % ; C₃H₈^c – 1,9 % ; C₄H₁₀^c – 0,9 % ; C₅H₁₂^c – 0,3 % ; CO₂^c – 0,8 % ;

$N_2^c = 7,8 \%$. Влагосодержание $d_T = 10 \text{ г}/\text{м}^3$; температура подогрева воздуха $t_B = 400^\circ\text{C}$; коэффициент избытка воздуха $\alpha = 1,1$.

Решение. Пересчет сухого топлива на влажное проведем следующим образом:

$$W = \frac{d_T \cdot 100}{803,6 + d_T} = \frac{10 \cdot 100}{803,6 + 10} = 1,2291;$$

$$K = \frac{100 - W}{100} = \frac{100 - 1,2291}{100} = 0,9877;$$

$$CH_4^{BL} = K \cdot CH_4^c = 0,9877 \cdot 84,5 = 83,46 \%$$

$$C_2H_6^{BL} = K C_2H_6^c = 0,9877 \cdot 3,8 = 3,75 \%$$

$$C_3H_8^{BL} = K C_3H_8^c = 0,9877 \cdot 1,9 = 1,88 \%$$

$$C_4H_{10}^{BL} = K C_4H_{10}^c = 0,9877 \cdot 0,9 = 0,89 \%$$

$$C_5H_{12}^{BL} = K C_5H_{12}^c = 0,9877 \cdot 0,3 = 0,296 \%$$

$$CO_2^{BL} = K CO_2^c = 0,9877 \cdot 0,8 = 0,79 \%$$

$$N_2^{BL} = K N_2^c = 0,9877 \cdot 7,8 = 7,704 \%$$

Теоретически необходимое количество воздуха находим следующим образом:

$$\begin{aligned} V_B^o &= 0,0476 \cdot [0,5 \cdot CO + 0,5 \cdot H_2 + 1,5 \cdot H_2S + \sum(m + \frac{n}{4}) \cdot C_m H_n - O_2] = \\ &= 0,0476 \cdot [2 \cdot 83,5 + (2 + \frac{6}{4}) \cdot 3,75 + (3 + \frac{8}{4}) \cdot 1,98 + (4 + \frac{10}{4}) \cdot 0,89 + \\ &\quad (5 + \frac{12}{4}) \cdot 0,3] = 0,0476 \cdot (167 + 13,125 + 9,4 + 5,78 + 2,4) = \\ &= 0,0476 \cdot 197,71 = 9,41 \text{ м}^3/\text{м}^3. \end{aligned}$$

Действительное количество воздуха находим следующим образом:

$$V_B = \alpha \cdot V^o_B = 1,1 \cdot 9,41 = 10,35 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Теоретическое количество азота находится следующим образом:

$$V^o_{N_2} = 0,79 \cdot V^o_B + \frac{N_2}{100} = 0,79 \cdot 9,41 + 0,078 = 7,51 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Количество трехатомных газов находится следующим образом:

$$V_{RO_2} = 0,01 \cdot (CO_2 + CO + H_2S + \sum m C_m H_n) = 0,01 \cdot (0,79 + 83,5 + 2 \cdot 3,75 + 3 \cdot 1,88 + 4 \cdot 0,89 + 5 \cdot 0,3) = 1,025 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Теоретическое количество водяных паров находится следующим образом:

$$V^o_{H_2O} = 0,01 \left[H_2S + H_2 + \sum \frac{n}{2} C_m H_n + 0,124 \cdot d_T + 0,0161 \cdot V_o \right] = 0,01 \\ (2 \cdot 83,5 + 0,124 \cdot 10 + 3 \cdot 3,75 + 4 \cdot 1,88 + 5 \cdot 0,89 + 6 \cdot 0,3 + 0,15) = 0,01 (167 \\ + 1,24 + 11,28 + 7,52 + 4,5 + 1,8 + 0,15) = 1,935 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Действительное количество водяных паров находится следующим образом:

$$V_{H_2O} = V^o_{H_2O} + 0,0162 (\alpha - 1) V^o_B = 1,935 + 0,0161 \cdot (1,1 - 1) \cdot 9,41 = \\ = 1,95 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Избыточное количество O₂ находится следующим образом:

$$V_{O_2} = (\alpha - 1) \cdot V^o_B \cdot 0,21 = (1,1 - 1) \cdot 9,41 \cdot 0,21 = 0,198 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Объём продуктов горения находится следующим образом:

$$V_{III} = V_{\text{RO}_2} + V^o_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}} + (\alpha - 1) V^o_{\text{B}} = 1,025 + 7,51 + 1,95 + \\ + 0,1 \cdot 9,41 = 11,42 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Действительное количество азота находится следующим образом:

$$V_{\text{N}_2} = V^o_{\text{N}_2} + (\alpha - 1) V^o_{\text{B}} \cdot 0,79 = 7,51 + 0,1 \cdot 9,41 \cdot 0,79 = 8,25 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Процентное содержание компонентов смеси:

$$r_{\text{RO}_2} = \frac{V_{\text{RO}_2}}{V_{III}} \cdot 100\% = \frac{1,025}{11,42} \cdot 100\% = 8,94\%$$

$$r_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{V_{\text{H}_2\text{O}}}{V_{III}} \cdot 100\% = \frac{1,95}{11,42} \cdot 100\% = 17,07\%$$

$$r_{\text{N}_2} = \frac{V_{\text{N}_2}}{V_{III}} \cdot 100\% = \frac{8,25}{11,42} \cdot 100\% = 72,27\%$$

$$r_{\text{O}_2} = \frac{V_{\text{O}_2}}{V_{III}} \cdot 100\% = \frac{0,198}{11,42} \cdot 100\% = 1,72\%$$

Итого: 100 %

Плотность продуктов горения находится следующим образом:

$$\rho_{III} = \\ = \frac{44\text{CO}_2 + 18\text{H}_2\text{O} + 28\text{N}_2 + 32\text{O}_2}{22,4 \cdot 100} = \frac{44 \cdot 8,94 + 18 \cdot 17,07 + 28 \cdot 72,27 + 32 \cdot 1,72}{2240} = \\ = \frac{293,36 + 307,3 + 2022,72 + 55,04}{2240} = \frac{27,78}{2240} = 1,2403 \text{ кг}/\text{м}^3$$

Теплота сгорания топлива находится следующим образом:

$$Q^p_H = 127,7 \cdot \text{CO} + 108 \cdot \text{H}_2 + 358 \cdot \text{CH}_4 + 590 \cdot \text{C}_2\text{H}_4 + 555 \cdot \text{C}_2\text{H}_2 + \\ + 636 \cdot \text{C}_2\text{H}_6 + 913 \cdot \text{C}_3\text{H}_8 + 1185 \cdot \text{C}_4\text{H}_{10} + 1465 \cdot \text{C}_5\text{H}_{12} + 234 \cdot \text{H}_2\text{S} =$$

$$= 358 \cdot 83,5 + 636 \cdot 3,75 + 913 \cdot 1,88 + 1185 \cdot 0,89 + 1465 \cdot 0,3 = 29893 + \\ + 2385 + 1716 + 1055 + 440 = 35489 \text{ кДж/м}^3.$$

Калориметрическая температура горения находится следующим образом:

$$\left. \begin{array}{l} C_B = 1,3302 \text{ кДж/(м}^3 \cdot \text{К) при } 400^\circ\text{C} \\ C_{CO_2} = 2,4971 \\ C_{H_2O} = 1,9984 \\ C_{N_2} = 1,5031 \\ C_{O_2} = 1,5923 \end{array} \right\} \text{при } 2300^\circ\text{C}$$

$$t_K = \frac{Q_H^P + V_B \cdot C_B \cdot t_B}{V_{III} \cdot C_{III}} =$$

$$= \frac{Q_H^P + V_B \cdot C_B \cdot t_B}{V_{CO_2} \cdot C_{CO_2} + V_{H_2O} \cdot C_{H_2O} + V_{N_2} \cdot C_{N_2} + V_{O_2} \cdot C_{O_2}} =$$

$$= \frac{35489 + 400 \cdot 10,35 \cdot 1,3302}{1,025 \cdot 2,4971 + 1,95 \cdot 1,9984 + 1,5031 \cdot 8,25 + 1,5923 \cdot 0,198} = \frac{40996}{19,17} = 2138^\circ\text{C}$$

Действительная температура горения находится следующим образом:

$$t = \eta \cdot t_K = 0,7 \cdot 2138 = 1497^\circ\text{C},$$

где η – пирометрический коэффициент для камерных топок (η принимается равным от 0,65 до 0,7).

3. Контрольные вопросы

1. Какие температуры используются в теплотехнике в качестве температурных характеристик?
2. Какая температура называется калориметрической?
3. Что называется жаропроизводительностью?
4. От чего зависит калориметрическая температура?

5. Что происходит с калориметрической температурой при увеличении коэффициента расхода воздуха?

6. Какую температуру называют нормальной калориметрической температурой?

4. Задачи для самостоятельного решения

Задание 1. Используя данные таблиц 8 – 9 дайте характеристику газов различных месторождений.

Таблица 8

Состав газов различных месторождений

№	Месторождение	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂	H ₂ S
1	Промысловское	97,32	0,3	0,08	-	-	0,4	1,9	-
2	Верховское	98,5	0,6	0,1	-	-	0,1	0,7	-
3	Коробковское	94,6	1,1	0,55	0,24	0,41	0,7	2,4	-
4	Дашава – Киев	98,9	0,3	0,1	0,1	-	0,2	0,4	-
5	Брянск – Москва	92,8	3,9	1,1	0,4	0,1	0,1	1,6	-
6	Гоголево - Полтава	85,8	0,2	0,1	0,1	-	0,1	13,7	-
7	Шебелинка-Москва	94,1	3,1	0,6	0,2	0,8	-	1,2	-
8	Газли – Коган	95,4	2,6	0,3	0,2	0,	0,2	1,1	-
9	Карабулак – Грозный	95,4	2,6	0,3	0,2	0,2	0,2	1,1	-
10	Кумертау-Магнитогорск	68,5	14,5	7,6	3,5	1,0	1,4	3,5	-
11	Ярино – Пермь	81,7	5,3	2,9	0,9	0,3	0,1	8,8	-
12	Кулешовка-Куйбышев	38,0	25,1	12,5	3,3	1,3	1,1	18,7	-

Таблица 9

Данные для расчетов

Температура подогрева воздуха t_B , °C	Влагосодержание топлива d_T , г/м ²	Коэффициент избытка воздуха α
100	10	1,1
110	11	1,2
120	12	1,3
130	13	1,4
140	14	1,5
150	15	1,1
160	16	1,2
170	17	1,3
180	18	1,4

Продолжение табл. 9

190	19	1,5
200	20	1,1
210	10	1,2
220	11	1,3
230	12	1,4
240	13	1,5
250	14	1,1
260	15	1,2
270	16	1,3
280	17	1,4
290	18	1,5
300	19	1,1
320	20	1,2
340	10	1,3
360	11	1,4
380	12	1,5
400	13	1,1
420	14	1,2
440	15	1,3

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №5**ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ НЕФТИ. ЭЛЕМЕНТНЫЙ СОСТАВ**

Нефтью называется природная смесь углеводородов различных классов с различными сернистыми, азотистыми и кислородными соединениями. По внешнему виду нефть представляет собой маслянистую жидкость, чаще всего бурого цвета, хотя встречаются нефти, имеющие более светлые оттенки коричневого цвета. Вязкость нефти различна и зависит от ее состава.

Нефти представляют собой очень сложную смесь органических соединений. В связи с этим исследование природы нефти, ее свойств, состава и строения ее компонентов очень важно

1. Элементный состав нефти

Элементный химический состав – количественный состав химических элементов, входящих в нефть, выраженный в массовых долях или процентах. Основными компонентами природных нефтей и газов являются углеводороды метанового, нафтенового и

ароматического рядов. Число химических элементов в составе нефтей очень велико, но основными из них являются следующие.

Углерод содержится в различных нефтях в количестве от 79,5 % мас. до 87,5 % мас., причем, чем тяжелее (по плотности и фракционному составу) нефть, тем содержание выше. Углерод входит в состав всех химических соединений нефти.

Водород составляет (11÷14,5) % мас. нефтей. С утяжелением состава нефти эта величина уменьшается. Так же как углерод, водород является составной частью всех химических соединений нефти.

Водород и углерод являются основными горючими элементами нефти (носителями тепловой энергии), но различаются теплотой сгорания: для водорода она составляет около 133 МДж/кг (267 МДж/моль), а для углерода – 33 МДж/кг (394 МДж/моль). В связи с этим горючие свойства нефти принято характеризовать соотношением количеств водорода и углерода (Н:С) в %.

Из углеводородов максимальное значение Н:С у метана (33%), и это соотношение убывает с увеличением числа атомов углерода в молекуле. На рисунке 1 показаны кривые изменения Н:С для углеводородов насыщенного (алканы, нафтены) и ненасыщенного (арены) рядов.

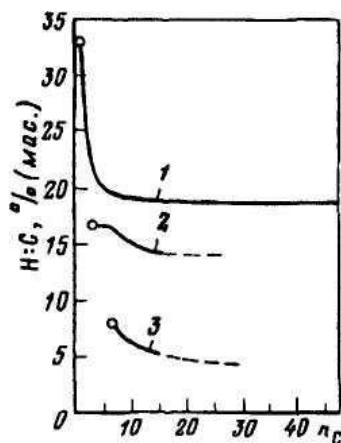


Рис. 1 Зависимость соотношения «водород:углерод» от числа атомов углерода в молекулах: 1 – алканы; 2 – нафтены; 3 – арены

Они показывают, что в одном гомологическом ряду (особенно для алканов) это соотношение существенно меняется только для углеводородов с числом атомов углерода до (10÷12), а далее оно меняется незначительно. Больше разница значений Н:С для различных групп углеводородов, и поэтому в зависимости от их соотношения в нефти или в отдельных ее фракциях значение Н:С будет разным.

В среднем же для нефтей оно составляет (13÷15) %, для бензиновых фракций – (17÷18) %, для тяжелых фракций (>500 °C) – (10÷12) %. Соотношение Н:С является одной из важных химических характеристик нефти и ее фракций для расчета процессов горения, газификации, гидрогенизации, коксования и др.

Сера входит в состав многочисленной группы серосодержащих гетероатомных соединений. Нефти сильно различаются по содержанию серы: в малосернистых нефтях оно составляет от 0,02 % до 0,5 %, а в высокосернистых – от 1,5 % до 6 %. Неравномерно распределяется сера и по фракциям одной и той же нефти. Ее содержание меняется по экстремальной зависимости с минимумом в области температур кипения (100÷150) °C. В высококипящих фракциях нефти (>400 °C) серы обычно содержится значительно больше, чем в низкокипящих. Сера является одним из нежелательных элементов нефти, так как с углеводородами она образует коррозионно-активные соединения, а при сгорании образует оксиды и через них – серную кислоту, которые опасно загрязняют атмосферу. Содержание серы поэтому является одним из классификационных признаков нефтей, по которому все нефти относят к трем классам – малосернистые, сернистые и высокосернистые.

Азот содержится в нефтях в значительно меньших, чем сера, количествах (10,01÷0,6) % мас. и лишь в отдельных случаях до 1,5 % мас. Азот образует с углеводородами разных групп азотсодержащие соединения, обладающие различными свойствами, и концентрируется в основном в тяжелых фракциях нефти, кипящих выше 400 °C.

Как и сера, азот является нежелательной примесью нефти из-за отправляющего воздействия его соединений на катализаторы,

используемые в нефтепереработке, и образования оксидов азота при сгорании топлив.

Кислород представлен в нефтях такими группами кислых соединений, как карбоновые и нафтеновые кислоты и фенолы. Общее содержание кислорода в нефтях составляет от 0,05 % до 0,8 % и лишь в отдельных случаях достигает 3,0 %. Так же, как азот, кислород концентрируется в тяжелых фракциях нефти, и его количество нарастает с утяжелением фракций.

Нежелательность присутствия кислорода обусловлена высокими коррозионными свойствами его соединений.

Металлы составляют обширную группу гетероэлементов, образующих с углеводородами сложные соединения. Содержание металлов в нефтях невелико и редко превышает 0,05 % мас. (500 мг/кг). Всего в нефтях разных месторождений обнаружено около 30 металлов, среди которых наиболее распространенными являются ванадий, никель, железо, цинк, медь, магний, алюминий.

Металлы входят в состав высокомолекулярных соединений нефти, выкипающих от 450 °C и выше. При термокатализитической деструкции этих соединений металлы отлагаются в порах катализаторов, дезактивируя их, а при регенерации катализаторов металлы образуют оксидные соединения, также отрицательно влияющие на катализаторы.

Таблица 10

Элементный состав нефтей различных месторождений

Месторождение	Плотность, кг/м ³	Содержание, % мас.					Металлы, мг/кг	
		C	H	S	N	O	V	Ni
Туймазинская	856	85,55	12,70	1,44	0,14	0,15	18	7
Арланская	892	84,42	12,15	3,04	0,33	0,06	150	49
Ромашкинская	891	84,33	11,93	3,50	0,20	0,04	-	-
Мухановская	840	85,08	13,31	1,30	0,09	0,21	-	-
Жирновская	888	86,10	13,44	0,23	0,06	0,17	-	-
Сураханская	896	86,70	12,50	0,20	0,06	0,26	-	-
Долинская	848	84,40	14,50	0,20	0,06	0,72	4	-
Усть-балыкская	870	85,37	12,69	1,53	0,14	0,22	120	-

2. Химический состав нефти

Поскольку главные элементы в составе нефтей углерод и водород, можно сделать вывод, что основными компонентами в

нефтях являются углеводороды. Их содержание в различных нефтях составляет в среднем от 30 % до 70 %, а в газоконденсатах может быть до 100 %.

В нефтях, в основном, содержатся компоненты трех рядов углеводородов: алканов, циклоалканов (наftenов) и аренов. Недавно в некоторых нефтях Восточной Сибири и Татарии были найдены непредельные углеводороды. В состав нефти входят также гетероатомные органические соединения: кислород –, серу – и азотсодержащие соединения, а также смолисто-асфальтеновые вещества.

Нафтеновые углеводороды (циклоалканы) – это группа циклических насыщенных углеводородов общей формулы C_nH_{2n} . По числу циклов в молекуле их делят на моно- и полициклические углеводороды.

Моноциклические (от C_3 до C_{12} в одном цикле). В нефтяных бензинокеросиновых фракциях цикланы C_5-C_8 распространены как в виде нормальных циклов, так и в виде изомеров с боковыми метильными и этильными группами. В бензинах преобладают цикlopентановые и циклогексановые углеводороды, причем на долю цикlopентана и его изомеров (метилцикlopентан, этилцикlopентан, диметилцикlopентан и др.) приходится до 15 % всех углеводородов. Преобладают 2- и 3-замещенные изомеры.

Суммарно моноциклические нафтены содержатся во фракциях до 300 °C примерно (20÷30) % мас. в парафинистых нефтях (ставропольские, дагестанские нефти) и до (85÷90) % мас. в нефтях нафтенового типа (анастасиевская, бузачинские и др.).

Полициклические нафтены содержатся в основном во фракциях нефти выше 300 °C, а во фракциях (400÷550) °C количество всех изомеров достигает (70÷80) % мас. Изомеры полициклических нафтенов обычно имеют длинные боковые цепи, и чем длиннее такая алкильная цепь (нормального или разветвленного строения), тем в большей степени такие углеводороды приобретают гибридные свойства, т. е. сочетают свойства нафтеновых и парафиновых углеводородов.

3. Физические свойства нефти

В практике нефтепереработки принято иметь дело с

величинами относительной плотности. Это безразмерная величина, численно равная отношению массы нефтепродукта при температуре определения к массе чистой воды при 4 °C, взятой в том же объеме. В отличие от плотности относительным удельным весом называется отношение веса нефтепродукта при температуре определения к весу чистой воды при 4 °C в том же объеме. При одной и той же температуре плотность и удельный вес численно равны, так как вес вещества пропорционален его массе.

Плотность – масса единицы объема:

$$\rho = \frac{m}{V}.$$

При расчете физико-химических свойств нефтепродуктов принято пользоваться относительной плотностью, представляющей собой отношение плотностей жидкого нефтепродукта и дистиллированной воды при определенных температурах

$$d_{t_1}^{t_2} = \frac{\rho_{\text{нефтепродукта}}^{t_2}}{\rho_{\text{воды}}^{t_1}},$$

где t_1 – температура нефтепродукта, °C; t_2 – температура воды, °C.

В России стандартными температурами при определении плотности являются для воды 4 °C и для нефтепродуктов 20 °C (d_4^{20}).

В некоторых зарубежных странах за стандартную температуру принята одинаковая температура нефтепродукта и воды, равная 60 °F, что соответствует 15,6 °C (d_{15}^{15}).

Взаимный пересчет значений d_4^{20} и d_{15}^{15} производится с помощью следующих уравнений:

$$d_{15}^{15} = d_4^{20} + \frac{0,0035}{d_4^{20}},$$

$$d_4^{20} = 0,0093 + 0,994 d_{15}^{15},$$

$$d_{15}^{15} = d_4^{20} + 5\alpha,$$

где α – средняя температурная поправка на 1 °C, которая вычисляется по следующей формуле:

$$\alpha = 0,001828 - 0,00132d_4^{20},$$

или определяется по таблице 11.

Таблица 11

Средние температурные поправки α для нефтепродуктов

d_4^{20}	$\alpha \cdot 10^{-3}$	d_4^{20}	$\alpha \cdot 10^{-3}$	d_4^{20}	$\alpha \cdot 10^{-3}$
0,6700±0,6799	0,937	0,7800±0,7899	0,792	0,8900±0,9999	0,647
0,6800±0,6899	0,924	0,7900±0,7999	0,778	0,9000±0,9099	0,633
0,6900±0,6999	0,910	0,8000±0,8099	0,765	0,9100±0,9199	0,620
0,7000±0,7099	0,897	0,8100±0,8199	0,752	0,9200±0,9299	0,607
0,7100±0,7199	0,884	0,8200±0,8299	0,738	0,9300±0,9399	0,594
0,7200±0,7299	0,870	0,8300±0,8399	0,725	0,9400±0,9499	0,581
0,7300±0,7399	0,857	0,8400±0,8499	0,712	0,9500±0,9599	0,567
0,7400±0,7499	0,844	0,8500±0,8599	0,699	0,9600±0,9699	0,554
0,7500±0,7599	0,831	0,8600±0,8699	0,686	0,9700±0,9799	0,541
0,7600±0,7699	0,818	0,8700±0,8799	0,673	0,9800±0,9999	0,522
0,7700±0,7799	0,805	0,8800±0,8999	0,660	0,9900±0,1,0000	0,515

Температурная зависимость плотности нефтей и нефтепродуктов описывается уравнениями Д.И. Менделеева (в интервале температур от 0 °C до 150 °C):

$$d_4^t = d_4^{20} - \alpha(t - 20),$$

и уравнением А.К. Мановяна (до 300 °C):

$$d_4^t = 1000d_4^{20} - \frac{0,58}{d_4^{20}}(t - 20) - \frac{|t - 1200(d_4^{20} - 0,68)|}{1000}(t - 20).$$

Для определения относительной плотности жидких нефтепродуктов при высоких температурах можно воспользоваться графиками, представленными на рисунках 2 и 3.

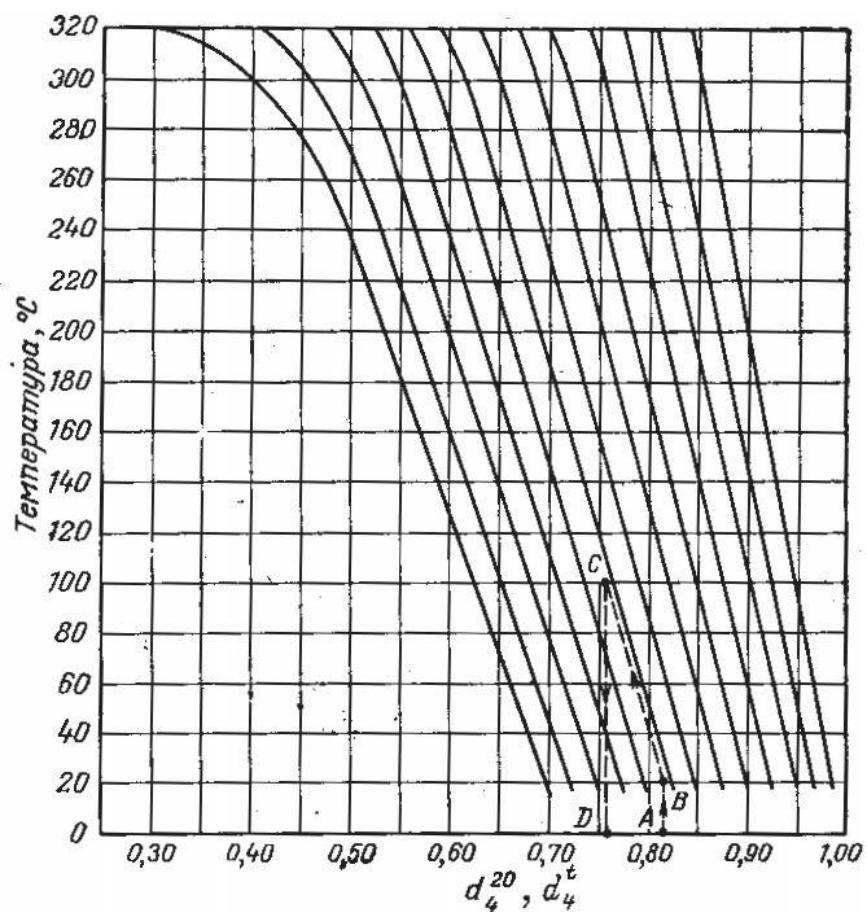


Рис. 2 График для определения относительной плотности жидких нефтепродуктов d_4' при известной их плотности d_4^{20}

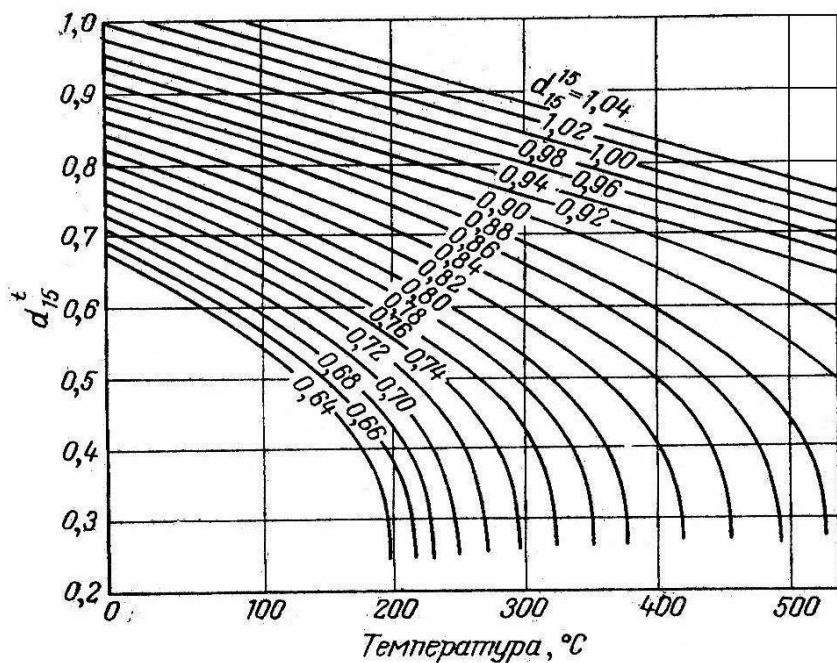


Рис. 3 График для определения относительной плотности жидкого нефтепродукта при высоких температурах при известной их плотности d_{15}^{15}

Абсолютная плотность жидкого нефтепродукта при температуре T (К) определяется по уравнению:

$$\rho_T = \frac{\rho_{298}}{1 + \beta(T - 293)},$$

где β – коэффициент объемного расширения, определяемый по графику на рисунке 4, или по уравнению (для нефтепродуктов первичной перегонки $d_{15}^{15} = 0,51 \div 1,0$; не содержащих ароматических углеводородов, смолисто – асфальтеновых веществ и твердого парафина):

$$\beta = A + 2B(t - 15),$$

$$\lg(A \cdot 10^5) = 1,09 + \frac{0,7}{d_{15}^{15}},$$

$$\lg(B \cdot 10^5) = \frac{2,10}{d_{15}^{15}} - 0,69.$$

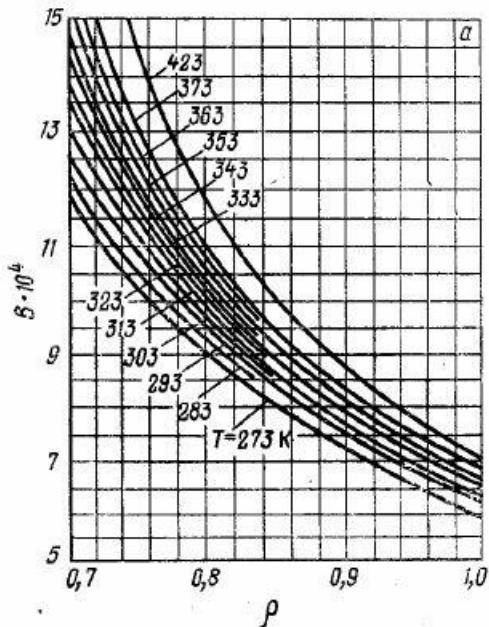


Рис. 4 Зависимость коэффициента объемного расширения нефтепродуктов по относительной плотности (по Крэгу)

Относительный удельный вес нефтяных и природных газов определяется как отношение веса газа к весу такого же объема воздуха при одинаковых условиях:

$$\rho = \frac{m_e}{m_{возд}} .$$

Если считать газ идеальным, то при 273 К, давлении 101,3 кПа и объёме 22,4 л масса m_e газа равна его молекулярной массе M . В таких же условиях масса 22,4 л воздуха составляет 28,9 г, поэтому относительная плотность газа относительно воздуха равна

$$\rho = \frac{M}{28,9} \text{ (г/л).}$$

Если давление и температура отличаются от нормальных, то плотность газа можно рассчитать по формуле:

$$\rho_e = \rho_t \times \frac{273}{t + 273} \times P \text{ или } \rho_e = \frac{273}{22,4} \times \frac{MP}{T}$$

Плотность смеси нефтепродуктов можно рассчитать по следующим выражениям:

если известны массовая доля:

$$\frac{100}{\rho_{cm}} = \sum_1^n \frac{x_i}{\rho_4^{20}}$$

объёмная доля:

$$100\rho_{cm} = \sum_1^n (V\rho_4^{20})_i$$

или масса компонентов:

$$\frac{G_{cmecu}}{\rho_{cmecu}} = \sum_1^n \frac{G_i}{\rho_4^{20}_i} .$$

Молекулярная масса нефтей и нефтепродуктов – это усредненная величина, поскольку нефти – сложные смеси органических соединений различного строения и молекулярной массы. Молекулярная масса изменяется в широких пределах, но для большинства нефтей она колеблется в пределах (220÷300). Она возрастает, так же, как и плотность, для нефтяных фракций с повышением температуры кипения.

По мере увеличения пределов кипения нефтяных фракций молекулярный вес их (M_{cp}) плавно увеличивается от 90 (для фракций 50 °C–100 °C) до 480 (для фракции 550 °C÷600 °C). Для упрощенных расчетов можно пользоваться формулой Войнова:

$$M_{cp} = 60 + 0,3 \times t_{cp} + 0,001 \times t_{cp}^2$$

где t_{cp} — средняя температура кипения, определяемая по данным стандартной разгонки.

Молекулярные веса отдельных нефтяных фракций обладают свойством аддитивности. Поэтому для смесей нефтепродуктов можно рассчитать средний молекулярный вес, зная молекулярный вес отдельных компонентов и их содержание в смеси.

Молекулярный вес важен при изучении состава отдельных, лучше всего достаточно узких фракций, например, отобранных через 50 °C. Величина молекулярного веса лежит в основе современных методов группового анализа нефтяных фракций. Кроме того, молекулярный вес имеет значение при переходе от йодных или бромных чисел к реальному содержанию ненасыщенных соединений в нефтепродуктах. Для этого бывает достаточно располагать приближенным молекулярным весом.

Для одноименных по температуре кипения фракций различных нефтей, обычно содержащих углеводороды всех классов, молекулярные веса различаются мало, зато прочие свойства могут изменяться очень сильно. Масляные фракции нефти отбираются не по температуре кипения, а по удельному весу или вязкости, и одинаковые в этом отношении фракции могут сильно различаться по молекулярному весу.

Пример 1. Определить относительную плотность нефтепродукта d_{15}^{15} по известной плотности $d_4^{20}=0,7610$.

Решение. Найдем искомую плотность несколькими способами:

1) используя следующую формулу

$$d_{15}^{15} = d_4^{20} + \frac{0,0035}{d_4^{20}} = 0,7610 + \frac{0,0035}{0,76100} = 0,7656.$$

2) используя следующую формулу:

$$d_{15}^{15} = 0,0093 + 0,994d_4^{20} = 0,0093 + 0,994 \cdot 0,7610 = 0,7657.$$

3) используя следующую формулу:

$$d_{15}^{15} = d_4^{20} + 5\alpha = 0,7610 + 5 \cdot 0,000823 = 0,7651,$$

где α – коэффициент вычисленный по уравнению $\alpha = 0,001828 - 0,00132d_4^{20} = 0,001828 - 0,00132 \cdot 0,7610 = 0,000823$.

или

$$d_{15}^{15} = d_4^{20} + 5\alpha = 0,7610 + 5 \cdot 0,000818 = 0,7651,$$

где α – коэффициент, взятый из таблицы 11, где $\alpha = 0,000818$.

Пример 2. Определите абсолютную плотность нефтепродукта, имеющего относительную плотность $d_4^{20}=0,7330$, при 72°C .

Решение. Для решения данной задачи воспользуемся следующим уравнением:

$$d_4^t = 1000d_4^{20} - \frac{0,58}{d_4^{20}}(t-20) - \frac{|t-1200(d_4^{20}-0,68)|}{1000}(t-20) =$$

$$= 1000 \cdot 0,7300 - \frac{0,58}{0,7300} (72 - 20) - \frac{|72 - 1200(0,7300 - 0,68)|}{1000} (72 - 20) = \\ = 691,42$$

По графикам, изображенным на рисунках 2 и 3 $d_4^{72}=0,725$, тогда $d^{72}=1000 \cdot 0,725=725 \text{ кг/м}^3$.

4. Контрольные вопросы

1. Что называется химическим составом нефти?
2. Перечислите основные элементы из которых состоит нефть?
3. Назовите значение отношения Н:С для нефтей.
4. В каком виде сера входит в состав нефти?
5. Какие элементы, входящие в нефть, являются ее балластом?
6. Назовите формулу циклоалканов.

5. Задачи для самостоятельного решения

Задание 1. Определите относительную плотность нефтепродукта d_4^{20} , если у него $d_{15}^{15} = 0,7321$

Задание 2. Определите относительную плотность нефтепродукта d_{15}^{15} , если у него $d_4^{20} = 0,6890$

Задание 3. Определите относительную плотность нефтепродукта d_4^{20} , если у него $d_{15}^{15} = 0,8232$

Задание 4. Определите относительную плотность нефтепродукта d_{15}^{15} , если у него $d_4^{20} = 0,7610$

Задание 5. Определите относительную плотность нефтепродукта d_4^{20} , если у него $d_{15}^{15} = 0,8950$

Задание 6. Определите относительную плотность нефтепродукта d_{15}^{15} , если у него $d_4^{20} = 0,812$

Задание 7. Определите относительную плотность нефтепродукта d_4^{20} , если у него $d_{15}^{15} = 0,7124$

- Задание 8.** Определите относительную плотность нефтепродукта d_{15}^{15} , если у него $d_4^{20} = 0,6930$
- Задание 9.** Определите относительную плотность нефтепродукта d_{15}^{20} , если у него $d_4^{15} = 0,8458$
- Задание 10.** Определите относительную плотность нефтепродукта d_{15}^{15} , если у него $d_4^{20} = 0,7110$
- Задание 11.** Определите относительную плотность нефтепродукта d_4^{20} , если у него $d_{15}^{15} = 0,7215$
- Задание 12.** Определите относительную плотность нефтепродукта d_{15}^{15} , если у него $d_4^{20} = 0,845$
- Задание 13.** Определите относительную плотность нефтепродукта d_4^{20} , если у него $d_{15}^{15} = 0,6918$
- Задание 14.** Определите относительную плотность нефтепродукта d_{15}^{15} , если у него $d_4^{20} = 0,709$
- Задание 15.** Определите относительную плотность нефтепродукта d_4^{20} , если у него $d_{15}^{15} = 0,7210$
- Задание 16.** Определите относительную плотность нефтепродукта d_{15}^{15} , если у него $d_4^{20} = 0,853$
- Задание 17.** Определите относительную плотность нефтепродукта d_4^{20} , если у него $d_{15}^{15} = 0,6818$
- Задание 18.** Определите относительную плотность нефтепродукта d_{15}^{15} , если у него $d_4^{20} = 0,779$
- Задание 19.** Определите относительную плотность нефтепродукта d_4^{20} , если у него $d_{15}^{15} = 0,8082$
- Задание 20.** Определите относительную плотность нефтепродукта d_{15}^{15} , если у него $d_4^{20} = 0,698$
- Задание 21.** Определите относительную плотность нефтепродукта d_4^{20} , если у него $d_{15}^{15} = 0,7551$
- Задание 22.** Определите относительную плотность нефтепродукта d_{15}^{15} , если у него $d_4^{20} = 0,712$

Задание 23. Определите относительную плотность нефтепродукта d_4^{20} , если у него $d_{15}^{15} = 0,7561$

Задание 24. Определите относительную плотность нефтепродукта d_{15}^{15} , если у него $d_4^{20} = 0,813$

Задание 25. Определите относительную плотность нефтепродукта d_4^{20} , если у него $d_{15}^{15} = 0,9012$

Задание 26. Определите относительную плотность нефтепродукта d_{15}^{15} , если у него $d_4^{20} = 0,860$

Задание 27. Определите относительную плотность нефтепродукта d_4^{20} , если у него $d_{15}^{15} = 0,8312$

Задание 28. Определите относительную плотность нефтепродукта d_{15}^{15} , если у него $d_4^{20} = 0,746$

Задание 29. Определите относительную плотность нефтепродукта d_4^{20} , если у него $d_{15}^{15} = 0,7887$

Задание 30. Определите абсолютную плотность нефтепродукта при 65°C двумя способами, если нефтепродукт имеет относительную плотность $d_4^{20}=0,721$.

Задание 31. Определите абсолютную плотность нефтепродукта при 30°C двумя способами, если нефтепродукт имеет относительную плотность $d_4^{20}=0,744$.

Задание 32. Определите абсолютную плотность нефтепродукта при 50°C двумя способами, если нефтепродукт имеет относительную плотность $d_4^{20}=0,75$.

Задание 33. Определите абсолютную плотность нефтепродукта при 60°C двумя способами, если нефтепродукт имеет относительную плотность $d_4^{20}=0,692$.

Задание 34. Определите абсолютную плотность нефтепродукта при 55°C двумя способами, если нефтепродукт имеет относительную плотность $d_4^{20}=0,911$.

Задание 35. Определите абсолютную плотность нефтепродукта при 65°C двумя способами, если нефтепродукт имеет относительную плотность $d_4^{20}=0,723$.

Задание 36. Определите абсолютную плотность нефтепродукта при 40°C двумя способами, если нефтепродукт

имеет относительную плотность $d_4^{20}=0,885$.

Задание 37. Определите абсолютную плотность нефтепродукта при 90 °C двумя способами, если нефтепродукт имеет относительную плотность $d_4^{20}=0,825$.

Задание 38. Определите абсолютную плотность нефтепродукта при 85 °C двумя способами, если нефтепродукт имеет относительную плотность $d_4^{20}=0,760$.

Задание 39. Определите абсолютную плотность нефтепродукта при 70 °C двумя способами, если нефтепродукт имеет относительную плотность $d_4^{20}=0,813$.

Задание 40. Определите абсолютную плотность нефтепродукта при 52 °C двумя способами, если нефтепродукт имеет относительную плотность $d_4^{20}=0,742$.

Задание 41. Определите абсолютную плотность нефтепродукта при 110 °C двумя способами, если нефтепродукт имеет относительную плотность $d_4^{20}=0,692$.

Задание 42. Определите абсолютную плотность нефтепродукта при 46 °C двумя способами, если нефтепродукт имеет относительную плотность $d_4^{20}=0,863$.

Задание 43. Определите абсолютную плотность нефтепродукта при 90 °C двумя способами, если нефтепродукт имеет относительную плотность $d_4^{20}=0,795$.

Задание 44. Определите абсолютную плотность нефтепродукта при 85 °C двумя способами, если нефтепродукт имеет относительную плотность $d_4^{20}=0,840$.

Задание 45. Определите абсолютную плотность нефтепродукта при 75 °C двумя способами, если нефтепродукт имеет относительную плотность $d_4^{20}=0,915$.

Задание 46. Определите абсолютную плотность нефтепродукта при 87 °C двумя способами, если нефтепродукт имеет относительную плотность $d_4^{20}=0,792$.

Задание 47. Определите абсолютную плотность нефтепродукта при 120 °C двумя способами, если нефтепродукт имеет относительную плотность $d_4^{20}=0,724$.

Задание 48. Определить относительную плотность смеси, состоящей из 250 кг бензина плотностью $\rho_4^{20}=0,756$ и 375 кг

керосина плотностью $\rho_4^{20} = 0,826$.

Задание 49. Определить относительную плотность смеси следующего состава (объёмн. %); 25 бензина ($\rho_4^{20} = 0,756$); 15 лигроина ($\rho_4^{20} = 0,785$); и 60 керосина ($\rho_4^{20} = 0,837$).

Задание 50. Смесь состоит из трёх компонентов, масса которых 459 кг, 711 кг и 234 кг, а относительная плотность (ρ_4^{20}) равна 0,765 г/мл; 0,790 г/мл и 0,780 г/мл г/мл, соответственно. Определите относительную плотность этой смеси ρ_4^{20} .

Задание 51. Смешали 500 кг нефтяной фракции с температурой кипения 85 °С и 700 кг фракции с температурой кипения 115 °С. Определите средний молекулярный вес смеси и её температуру кипения.

Задание 52. Смесь состоит из 60 кг н-пентана, 40 кг н-гексана и 20 кг н-гептана. Определите среднюю молекулярную массу смеси.

Задание 53. Определите среднюю молекулярную массу широкой фракции, состоящей из 20 % бензина с $M = 110$, 40 % лигроина с $M = 150$, 20 % керосина с $M = 20$ и 20 % газойля с $M = 250$.

Задание 54. Смесь приготовили из 50 кг н-октана, 10 кг н-декана и 45 кг нефтепродукта с плотностью $d_4^{20} = 0,896$. Определите среднюю молекулярную массу смеси.

Задание 55. Определите плотность крекинг-газа при 400 °С и 160 МПа, если его молекулярная масса равна 30.

Задание 56. Молекулярная масса бензиновой фракции 160. Определите относительную плотность ρ_4^{20} этой фракции.

Задание 57. Определите среднюю молекулярную массу смеси бензола с изооктаном, если мольная доля бензола составляет 0,51, изооктана 0,49.

Задание 58. Смесь состоит из 1500 кг бензола и 2500 кг н-октана. Определить среднюю молекулярную массу смеси.

Задание 59. Определите молекулярную массу нефтяного газа, состав которого представлен в таблице 12.

Таблица 12

Состав нефтяного газа

Компоненты газовой смеси	Концентрация компонента, мольные доли	Молекулярная масса компонента
C ₁	0,950	16
C ₂	0,025	30
C ₃	0,012	44
C ₄	0,009	58
C ₅	0,004	72

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №6
ФРАКЦИННЫЙ СОСТАВ

Технология первичной перегонки нефти имеет целый ряд принципиальных особенностей, обусловленных природой сырья и требованиями к получаемым продуктам. Нефть как сырье для перегонки обладает следующими свойствами: имеет непрерывный характер выкипания, невысокую термическую стабильность тяжелых фракций и остатков, содержащих значительное количество сложных мало летучих и практически нелетучих смолисто-асфальтеновых и серо-, азот- и металл органических соединений, резко ухудшающих эксплуатационные свойства нефтепродуктов и затрудняющих последующую их переработку.

1. Первичная переработка нефти

Поскольку температура термической стабильности тяжелых фракций примерно соответствует температурной границе деления нефти между дизельным топливом и мазутом по кривой ИТК, первичную перегонку нефти до мазута проводят обычно при атмосферном давлении, а перегонку мазута – в вакууме. Выбор температурной границы деления нефти при атмосферном давлении между дизельным топливом и мазутом определяется не только термической стабильностью тяжелых фракций нефти, но и технико-экономическими показателями процесса разделения в целом. В некоторых случаях температурная граница деления нефти определяется требованиями к качеству остатка. Так, при перегонке нефти с получением котельного топлива температурная граница деления проходит около 300 °С, т. е. примерно половина фракции дизельного топлива отбирается с мазутом для получения котельного

топлива низкой вязкости.

Однако такой вариант в настоящее время не является основным. В последние годы для расширения ресурсов дизельного топлива, а также сырья каталитического крекинга – наиболее важного и освоенного процесса, углубляющего переработку нефти – на установках атмосферной и атмосферно-вакуумной перегонки (АТ и АВТ) осуществляется все более глубокий отбор дизельной фракции и вакуумного газойля соответственно. Для получения же котельного топлива заданной вязкости используется процесс висбреинга тяжелого остатка вакуумной перегонки.

Таким образом, вопрос обоснования и выбора температурной границы деления нефти зависит от вариантов технологических схем перегонки нефти и мазута и вариантов переработки нефти в целом.

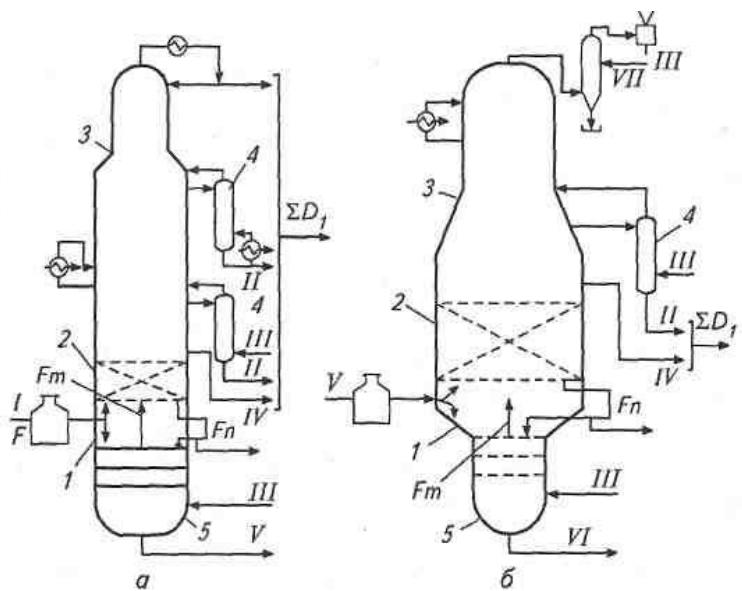
Обычно перегонку нефти и мазута ведут соответственно при атмосферном давлении и в вакууме при максимальной (без крекинга) температуре нагрева сырья с отпариванием легких фракций водяным паром. Сложный состав остатков перегонки требует также организации четкого отделения от них дистиллятных фракций, в том числе и высокоэффективной сепарации фаз при однократном испарении сырья. Для этого устанавливают отбойные элементы, что и позволяет предотвратить унос капель паровым потоком.

Схемы аппаратурно-технологического оформления перегонки нефти и мазута изображены на рисунке 5.

Нефть, нагретая в печи, поступает в секцию питания 1 сложной колонны 3, где происходит однократное ее испарение с отделением в сепарационной секции 2 паров дистиллятной фракции от мазута.

Пары, поднимаясь из секции питания навстречу флегме орошения, разделяются ректификацией на целевые фракции, а из мазута за счет отпаривания водяным паром в нижней отпарной секции 5 выделяются легкокипящие фракции. Отпаривание легкокипящих фракций боковых погонов производят в боковых отпарных секциях (колоннах) 4 водяным паром или «глухим» подогревом. Орошение в сложной колонне 3 создается конденсацией паров в верху колонны и в промежуточных ее

сечениях. Аналогичным образом организуется и процесс разделения мазута в вакуумной колонне.



1 – секция питания; 2 – сепарационная секция; 3 – сложная колонна;
4 – боковые отпарные секции; 5 – нижняя отпарная секция; I – нефть;
II – дистиллятные фракции; III – водяной пар; IV – затемненный продукт;
V – мазут; VI – гудрон; VII – вода.

Рис. 5. Принципиальные схемы атмосферной колонны для перегонки нефти (а) и вакуумной колонны для перегонки мазута (б)

Эффективная сепарация фаз в секции питания сложной колонны достигается установкой специальных сепараторов жидкости и промывкой потока паров стекающей жидкостью. Для этого режим работы колонны подбирают таким образом, чтобы с нижней сепарационной секции сложной колонны в нижнюю отпарную секцию стекала флегма F_n , количество которой обусловлено определенным избытком однократного испарения. Если принять расход избытка однократного испарения равным $F_n = (0,05 \div 0,07)$ доля отгона сырья должна быть на величину

F_n больше отбора дистиллятной фракции.

При правильной организации промывки отбойников и сепарации фаз после однократного испарения тяжелая дистиллятная фракция содержит незначительное количество смолисто – асфальтеновых, сернистых и металлоорганических соединений.

Используемые в промышленности ректификационные системы позволяют обеспечить требуемую степень разделения дистиллятных фракций при оптимальных затратах тепла, необходимого для таких энергоемких процессов, как первичная перегонка нефти и мазута.

2. Продукты первичной переработки нефти

В зависимости от состава нефти, варианта ее переработки и особых требований к топливным и масляным фракциям состав продуктов установок первичной перегонки нефти может быть различным.

Так, при переработке типовых восточных нефтей получают следующие фракции (с условными пределами выкипания по преимущественному содержанию целевых компонентов): бензиновые (н.к. \div 140) °C, керосиновые (140 \div 240) °C, дизельные (240 \div 350) °C, вакуумный дистиллят (газойль) (350 \div 490) °C или узкие вакуумные масляные погоны (350 \div 400) °C, (400 \div 450) °C и (450 \div 500) °C, тяжелый остаток > 500 °C – гудрон.

Направления использования продуктов первичной перегонки нефти и мазута.

Углеводородный газ состоит в основном из пропана и бутана. Пропанобутановая фракция используется как сырье газофракционирующей установки для выделения из нее индивидуальных углеводородов, получения бытового топлива. В зависимости от технологического режима и аппаратурного оформления первичной перегонки нефти пропанобутановая фракция может получаться в сжиженном или газообразном состоянии.

Бензиновая фракция (н.к. \div 180) °C используется как сырье установки вторичной перегонки бензинов (вторичной ректификации).

Керосиновая фракция (120 \div 240) °C после очистки или облагораживания используется как реактивное топливо; фракция

(150÷300) °C – как осветительный керосин или компонент дизельного топлива.

Фракция дизельного топлива (180÷350) °C после очистки используется в качестве дизельного топлива; возможно получение компонентов легкого (зимнего) и тяжелого (летнего) дизельного топлива соответствующего фракционного состава, например (180÷240) °C и (240÷350) °C. Фракция (200÷220) °C парафинистых нефтей используется как сырье для производства жидких парафинов – основы для получения синтетических моющих средств.

Атмосферный газойль (330÷360) °C – затемненный продукт, получается на установке АВТ, работающей по топливному варианту; используется в смеси с вакуумным газоильем в качестве сырья установки каталитического крекинга.

Мазут – остаток первичной перегонки нефти; облегченный мазут (> 330 °C) может использоваться в качестве котельного топлива, утяжеленный мазут (> 360 °C) – как сырье для последующей переработки на масляные фракции до гудрона. В настоящее время мазут может использоваться также как сырье установок каталитического крекинга или гидрокрекинга (ранее применялся в качестве сырья установок термического крекинга).

Широкая масляная фракция (вакуумный газоиль) (350÷500) °C или (350÷550) °C используется как сырье установки каталитического крекинга и гидрокрекинга.

Узкие масляные фракции (350÷400) °C, (400÷450) °C и (450÷500) °C после соответствующей очистки от сернистых соединений, полициклических ароматических и нормальных парафиновых углеводородов используются для производства смазочных масел.

Гудрон – остаток вакуумной перегонки мазута – подвергается дальнейшей переработке с целью получения остаточных масел, кокса и (или) битума, а также котельного топлива путем снижения вязкости на установках висбреинга.

3. Правила построения кривой ИТК

Для построения кривой ИТК нефти будем использовать данные справочника – Нефти СССР: Справочник. – Т.(1÷4). – М.: Химия, 1972.

С помощью данных разгонки, анализируемой нефти, представленных в данном справочнике заполняем таблицу 13.

Таблица 13

Потенциальное содержание фракций в анализируемой нефти

Номер фракции	Пределы выкипания, °C	Выход, % мас, на нефть		Средняя ордината фракции $x_{ср.}$
		суммарный	отдельной фракции	
1	н.к.-60	3,6	3,6-0=3,6	(3,6+0)/2=1,80
2	60÷100	10,8	10,8-3,6=7,2	(10,8+3,6)/2=7,20
3	100÷150	22,7	22,7-10,8=11,9	(22,7+10,8)/2=16,75
4	150÷200	34,5	34,5-22,7=11,8	(34,5+22,7)/2=28,60
5	200÷250	46,2	46,2-34,5=11,7	(46,2+34,5)/2=40,35
6	250÷300	57,9	57,9-46,2=11,7	(57,9+46,2)/2=52,05
7	300÷350	66,2	66,2-57,9=8,3	(66,2+57,9)/2=62,05
8	350÷400	77,2	77,2-66,2=11,0	(77,2+66,2)/2=71,70
9	400÷450	84,8	84,8-77,2=7,6	(84,8+77,2)/2=81,00
10	450÷480	88,2	88,2-84,8=3,4	(88,2+84,8)/2=86,50
11	≥480	100,0	100,0-88,2=11,8	(100,0+88,2)/2=94,10

Выход газа до 28 °C принимаем равным 1,6 % мас. На основании данных таблицы 12 (пределы выкипания, суммарный выход) строится кривая ИТК нефти.

Сначала откладывается на оси абсцисс выход паровой фракции (1,6 %) и из этой точки восстанавливается перпендикуляр. На шкале температур (ордината) из точки, соответствующей 28 °C, также проводится перпендикуляр. На пересечении этих перпендикуляров находим первую точку кривой ИТК. Следующие точки получаются путем пересечения двух перпендикуляров, проведенных из точек: температура 60 °C – суммарный выход 3,6 % и т.д.

Для определения температуры начала кипения соединяем первые точки ИТК прямой до пересечения с осью ординат. Температура начала кипения $t_{nk}=5$ °С. Плавно соединяя соответствующие точки, получим кривую ИТК.

Выше температуры 480 °С кривую ИТК следует продолжить по характеру предыдущей кривой, ориентируясь на участок (450÷480) °С.

Кривые ИТК чертят на миллиметровой бумаге, затем проводятся средние ординаты фракций и при пересечении их с кривой ИТК определяем средние температуры кипения каждой фракции (t_i).

Средняя температура фракции более 480 °С определяется пересечением ИТК и средней ординаты фракции выше 480 °С и равна 532 °С. Пример построенных кривых ИТК показаны на рисунке 6.

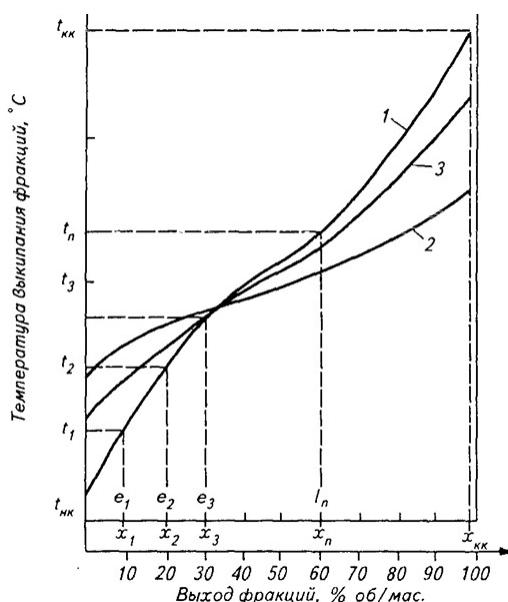


Рис. 6. Пример ИТК нефти

4. Правила построения кривой ОИ

Экспериментальные данные для построения кривых ОИ зачастую отсутствуют, поэтому обычно их строят исходя из зависимости между линиями ОИ и ИТК. При этом кривую ОИ приближенно определяют как прямую линию.

Наиболее распространен для построения кривых ОИ метод Обрядчикова и Смидович. Чтобы использовать этот метод, необходимо иметь кривую ИТК данной фракции или температуры определенных точек отгона. Построение сводится к следующему. Вначале определяет тангенс угла наклона ИТК по формуле

$$\operatorname{tg} \angle \text{ИТК} = \frac{t_{70} - t_{10}}{70 - 10},$$

где t_{10} и t_{70} – температуры отгона соответственно 10 % и 70 % фракции по кривой ИТК

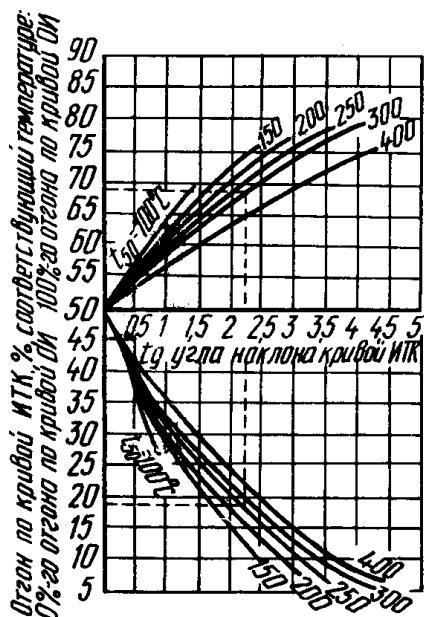


Рис. 7. График Обрядчикова и Смидович для построения линий ОИ

Затем по кривой ИТК находят температуру 50 % – го отгона (t_{50}). Далее используют график Обрядчикова и Смидович (рисунок 7).

График представляет две серии кривых, цифры на которых означают температуры 50 % – го отгона. Откладывают на оси абсцисс значение $\text{tg} \angle \text{ИТК}$. Из найденной точки опускают и восставляют перпендикуляр до пересечения с кривыми, отвечающими температурам 50 % – го отгона. Точки пересечения сносят на верхнюю и нижнюю оси ординат. Полученные значения характеризуют процент отгона по кривой ИТК, соответствующий температурам 0 % – го и 100 % – го отгона кривой ОИ. Эти значения откладывают на оси абсцисс графика ИТК и через кривую ИТК переносят на ось ординат. Точки на оси ординат означают начало и конец кипения при однократном испарении. Соединяя их прямой, получают линию ОИ.

Пример 1. Построить линию ОИ узкой бензиновой фракции (85÷180) °С. Кривая ИТК бензина дана на рисунке 8.

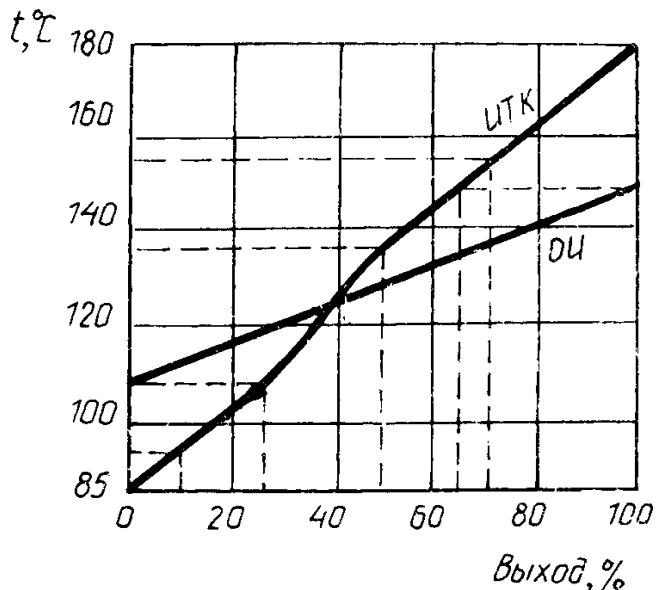


Рис. 8. График Обрядчикова и Смидович для построения линий ОИ

Решение. По привой ИТК (см. рисунок 8) найдем температуры 10 % – го, 50 % – го и 70 % – го отгонов: $t_{10} = 93^{\circ}\text{C}$, $t_{70} = 156^{\circ}\text{C}$, $t_{50} = 138^{\circ}\text{C}$.

Определим тангенс угла наклона ИТК:

$$\operatorname{tg} \angle ITK = \frac{t_{70} - t_{10}}{70 - 10} = \frac{156 - 93}{70 - 10} = 1,05.$$

Значение тангенса отложим на оси абсцисс графика Обрядчкова и Смидович (см. рисунок 7). Из точки 1,05 восставим и опустим перпендикуляр до пересечения с воображаемой кривой, имеющей значение 50 % – го отгона – 138°C и лежащей между кривыми 100°C и 150°C . Точки пересечения горизонталями перенесем на верхнюю и нижнюю части оси ординат. Получим величины 26 % и 63 %. Найденные цифры указывают степень отгона по ИТК, соответствующую началу и концу кипения фракции в процессе однократного испарения. Эти цифры отметим на оси абсцисс графика ИТК (см. рисунок 8) и через кривую ИТК перенесем на ось ординат. В результате получаем две температуры: 108°C и 149°C . Температура 108°C соответствует началу однократного испарения (нулевому отгону) данной фракции, температура 149°C – концу однократного испарения (100 % – му отгону). Соединив эти точки прямой, получим линию ОИ бензиновой фракции.

5. Контрольные вопросы

1. При каком давлении обычно проводят первичную перегонку нефти до мазута?
2. Как расшифровываются АТ и АВТ?
3. Опишите принципиальную схему атмосферной колонны для перегонки нефти.
4. На какие фракции обычно разделяют нефть при первичной перегонке при атмосферном давлении?
5. Назовите интервал отгона бензиновой фракции?
6. Назовите интервал отгона дизельной фракции?
7. Назовите интервал отгона узких масляных фракций?

8. Как тангенс угла наклона кривой ИТК?
 9. Как построить линию однократного испарения если построена кривая ИТК?

6. Задачи для самостоятельного решения

Задание 1. По данным разгонки (таблица 13) анализируемой нефти построить (на миллиметровке) кривую истинных температур кипения (ИТК) и кривую однократного испарения (ОИ). С помощью кривой ИТК определить средние температуры кипения каждой фракции.

Таблица 13

Потенциальное содержание фракций в анализируемой нефти

Номер фракции	Пределы выкипания, °C	Выход, % мас, на нефть		Средняя ордината фракции $x_{ср.}$
		суммарный	отдельной фракции	
1	до 28	0,26		
2	28÷79	3,06		
3	79÷107	5,98		
4	107÷129	8,69		
5	129÷153	11,82		
6	153÷177	14,99		
7	177÷201	18,38		
8	201÷223	21,66		
9	223÷244	24,79		
10	244÷259	27,86		
11	259÷276	31,07		
12	276÷292	34,35		
13	292÷306	37,56		

Продолжение табл. 13

14	$306 \div 321$	40,84		
15	$321 \div 336$	44,01		
16	$336 \div 351$	47,22		
17	$351 \div 368$	50,52		
18	$368 \div 383$	53,80		
19	$383 \div 401$	57,08		
20	$401 \div 415$	60,25		
21	$415 \div 432$	63,64		
22	$432 \div 448$	66,92		
23	$448 \div 460$	65,50		
24	$460 \div 476$	72,50		
25	$476 \div 490$	75,50		
26	Остаток	100,00		

Задание 2. По данным разгонки (таблица 14) анализируемой нефти построить (на миллиметровке) кривую истинных температур кипения (ИТК) и кривую однократного испарения (ОИ). С помощью кривой ИТК определить средние температуры кипения каждой фракции.

Таблица 14

Потенциальное содержание фракций в анализируемой нефти

Номер фракции	Пределы выкипания, °C	Выход, % мас, на нефть		Средняя ордината фракции $x_{ср.}$
		суммарный	отдельной фракции	
1	до 28	0,7		
2	$28 \div 64$	4,9		
3	$64 \div 90$	8,0		

Продолжение табл. 14

4	$90 \div 98$	11,0		
5	$98 \div 108$	13,8		
6	$108 \div 122$	16,8		
7	$122 \div 132$	19,7		
8	$132 \div 152$	22,9		
9	$152 \div 167$	25,8		
10	$167 \div 172$	28,6		
11	$172 \div 184$	31,6		
12	$184 \div 195$	34,7		
13	$195 \div 212$	38,0		
14	$212 \div 225$	41,0		
15	$225 \div 238$	44,6		
16	$238 \div 252$	48,0		
17	$252 \div 261$	51,0		
18	$261 \div 277$	54,0		
19	$277 \div 291$	57,0		
20	$291 \div 300$	60,0		
21	$300 \div 315$	63,1		
22	$315 \div 328$	66,0		
23	$328 \div 350$	69,8		
24	$350 \div 386$	72,8		
25	$386 \div 406$	75,6		
26	$406 \div 418$	78,7		

Продолжение табл.14

27	$418 \div 436$	81,7		
28	$436 \div 460$	84,6		
29	$460 \div 490$	88,4		
30	Остаток	100,0		

Задание 3. По данным разгонки (таблица 15) анализируемой нефти построить (на миллиметровке) кривую истинных температур кипения (ИТК) и кривую однократного испарения (ОИ). С помощью кривой ИТК определить средние температуры кипения каждой фракции.

Таблица 15

Потенциальное содержание фракций в анализируемой нефти

Номер фракции	Пределы выкипания, °C	Выход, % мас, на нефть		Средняя ордината фракции $x_{ср.}$
		суммарный	отдельной фракции	
1	до 28	0,45		
2	$28 \div 68$	2,91		
3	$68 \div 102$	5,51		
4	$102 \div 132$	8,04		
5	$132 \div 158$	10,64		
6	$158 \div 178$	13,32		
7	$178 \div 195$	16,08		
8	$195 \div 210$	18,88		
9	$210 \div 225$	21,56		
10	$225 \div 234$	24,16		
11	$234 \div 248$	26,76		

Продолжение табл. 15

12	$248 \div 258$	29,58		
13	$258 \div 257$	32,26		
14	$267 \div 274$	37,69		
15	$274 \div 284$	37,69		
16	$284 \div 292$	40,48		
17	$292 \div 301$	43,16		
18	$301 \div 308$	45,82		
19	$308 \div 314$	48,50		
20	$314 \div 322$	51,29		
21	$322 \div 330$	54,08		
22	$330 \div 338$	56,88		
23	$338 \div 346$	59,68		
24	$346 \div 357$	62,48		
25	$357 \div 365$	65,28		
26	$365 \div 374$	68,08		
27	$374 \div 384$	70,99		
28	$384 \div 396$	73,82		
29	$396 \div 416$	76,58		
30	$416 \div 430$	79,40		
31	$430 \div 456$	82,27		
32	$456 \div 475$	84,80		
33	Остаток	100		

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №7

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Различают динамическую, кинематическую и условную вязкость.

Динамическая вязкость μ (внутреннее трение) – способность реальных жидкостей оказывать сопротивление сдвигающим касательным усилиям. В СИ имеет размерность $\left[\frac{\text{Н} \cdot \text{с}}{\text{м}^2} = \text{Па} \cdot \text{с} \right]$.

Часто в специализированной литературе (система СГС) встречается единица измерения пуз [1 пз = 0,1 Па·с].

Кинематическая вязкость ν – величина, равная отношению динамической вязкости жидкости к ее плотности при той же температуре:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}.$$

Единицей измерения кинематической вязкости в СИ является [$\text{м}^2/\text{с}$]. В системе СГС единицей измерения является стокс [1 Ст = 1 см²/с = 10⁻⁴ м²/с].

Условная вязкость – отношение времени истечения через калиброванное отверстие стандартного вискозиметра 200 мл нефтепродукта при определенной температуре t ко времени истечения 200 мл дистиллированной воды при 20 °C. Обозначается: BY_t и измеряется условными градусами.

Между величинами условной и кинематической вязкости существуют зависимости:

для ν от 1 до 120 мм²/с:

$$\nu_t = 7,31 BY_t - \frac{6,31}{^{\circ}BY_t},$$

для $\nu > 120$ мм²/с:

$$\nu_t = 7,4^{\circ} BY_t.$$

Для углеводородов характерно повышение вязкости с увеличением их молекулярной или температуры кипения. Одним из наиболее простых, но неточных методов расчета коэффициента динамической вязкости (спз) является метод Саудерса, который заключается в расчете по формуле:

$$\lg(\lg 10\mu) = \frac{J}{M} \rho_{ж} - 2,9,$$

где J – постоянная вязкости, вычисляемая суммированием долей, приведенных в таблице 16.

Таблица 16

Доли для расчета постоянной J по Сайдерсу

Атом, группа, связь	Доля	Атом, группа, связь	Доля
H	+2,7	Br	+79,0
O	+29,7	I	+110,0
C	+50,2	Двойная связь	-15,5
N	+37,0	Кольцо 5 – членное	-24,0
Cl	+60,0	Кольцо 6 – членное	-21,0

Для расчета вязкости нефти ($\text{мм}^2/\text{с}$) можно использовать следующую формулу:

$$\frac{8,8}{\rho M^{1/2}} = \left(0,69 + \frac{0,0373}{\nu} \right) \left(1 - 0,237 e^{-8,225/\nu} \right).$$

Температурная зависимость вязкости при атмосферном давлении для углеводородов может быть выражена уравнением Торпа и Роджера:

$$\mu = \frac{10C}{1 + \alpha \cdot t + \beta \cdot t^2},$$

где C, α, β – константы, определяемые по таблице 17.

Таблица 17

Значения констант в уравнении Торпа и Роджера

Углеводород	$\alpha \cdot 10^2$	$\beta \cdot 10^6$	$C \cdot 10^3$	Углеводород	$\alpha \cdot 10^2$	$\beta \cdot 10^6$	$C \cdot 10^3$
Бензол	1,86	6,18	9,05	м-Ксиол	1,42	3,92	8,02
н-Гексан	1,12	3,34	3,96	о-Ксиол	1,70	5,64	11,03
изо-Гексан	1,10	3,60	3,71	п-Ксиол	1,47	4,58	8,46
н-Гептан	1,21	4,00	5,18	Октан	1,39	4,93	7,02
изо-Гептан	1,20	3,86	4,77	н-Пентан	1,04	2,30	2,83
Изопропен	1,00	1,54	2,60	Толуол	1,46	4,22	7,68

Вязкость при температуре t можно определить по формуле Гросса, имея при этом величины вязкостей при двух температурах. Сначала необходимо найти значение коэффициента n , а затем, используя одно из значений вязкости и температуру t , определить вязкость при этой температуре:

$$\lg \frac{\nu_1}{\nu_2} = n \lg \frac{t_2}{t_1}.$$

Для расчета вязкости нефтепродуктов, значение которой не менее $0,2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$, применяют уравнение Вальтера:

$$\lg \lg 10^6 (\nu + 0,8 \cdot 10^{-6}) = a + b \lg T.$$

Для вычислений по этому уравнению необходимо располагать значением вязкости при двух температурах – ν_1 при T_1 и ν_2 при T_2 , тогда коэффициенты a и b вычисляются как:

$$b = \frac{\lg \lg 10^6 (\nu_1 + 0,8 \cdot 10^{-6}) - \lg \lg 10^6 (\nu_2 + 0,8 \cdot 10^{-6})}{\lg T_1 - \lg T_2},$$

$$a = \lg \lg 10^6 (\nu_1 + 0,8 \cdot 10^{-6}) - b \lg T_1.$$

После этого можно подставлять значение коэффициентов в уравнение Вальтера и получать линейную зависимость вязкости от температуры для данного нефтепродукта.

Для вычисления вязкости жидкостей при повышенных давлениях (до 70 МПа) и температурах до 220 °С пригодно уравнение Манстона:

$$\lg \frac{\nu}{\nu_T} = 0,142 P \left(0,0239 + 0,762 \nu_T^{0,278} \right),$$

где P – давление, для которого вычисляется вязкость, МПа; ν_T – вязкость при атмосферном давлении.

Вязкость смеси жидкостей можно рассчитывать по уравнению Кендалла и Монроэ:

$$\mu_{cm}^{\sqrt[3]{}} = x_1 \mu_1^{\sqrt[3]{}} + x_2 \mu_2^{\sqrt[3]{}},$$

или по уравнению, предложенному Аррениусом:

$$\lg \mu_{cm} = x_1 \lg \mu_1 + x_2 \lg \mu_2.$$

Вязкость смеси нефтепродуктов (сСт) можно вычислить по формуле:

$$\lg \lg (\nu_{cm} + 0,8) = (1 - x_B) \lg \lg (\nu_A + 0,8) - x_B \lg \lg (\nu_B + 0,8),$$

где x_B – массовая доля наиболее высоковязкого компонента смеси.

На рисунке 9 представлена номограмма для определения вязкости смеси нефтепродуктов разной вязкости при одной температуре.

Для работы с этой номограммой необходимо на правой вертикальной оси отложить вязкость менее вязкого продукта, а на левой – вязкость более вязкого продукта и соединить эти точки прямой линией (mn). Далее, находя на оси абсцисс точку, соответствующую содержанию менее вязкого компонента по верхней шкале, необходимо восстановить из неё перпендикуляр до прямой линии (mn) и из точки пересечения двух линий провести

горизонтальную прямую к той оси, на которой указана нужная размерность вязкости.

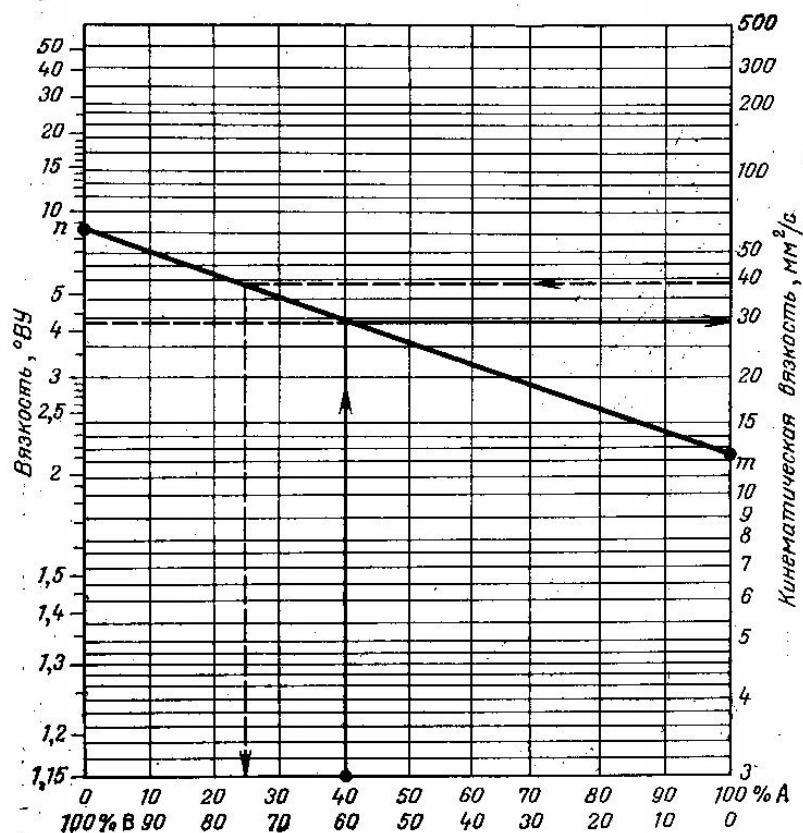


Рис. 9. Номограмма для определения вязкости смесей нефтепродуктов

Пример 1. Нефтяная фракция (180÷300) °С имеет при 50 °С кинематическую вязкость 1,74 сСт и относительную плотность $d_4^{20} = 0,8283$. Определите динамическую и условную вязкость фракции.

Решение. Переход между кинематической и динамической вязкостью производится по следующему уравнению:

$$\mu = \nu \rho$$

в котором все параметры должны быть определены при одной температуре.

Значение абсолютной плотности нефтяной фракции при 50 °C (кг/м³) определим по уравнению Мановяна:

$$\begin{aligned} d_4^t &= 1000 d_4^{20} - \frac{0,58}{d_4^{20}} (t - 20) - \frac{|t - 1200(d_4^{20} - 0,68)|}{1000} (t - 20) = \\ &= 1000 \cdot 0,8283 - \frac{0,58}{0,8283} (50 - 20) - \frac{|50 - 1200(0,8283 - 0,68)|}{1000} (50 - 20) = \\ &= 803,45 \end{aligned}$$

Тогда динамическую вязкость находим следующим образом:

$$\mu = \nu \rho = 1,74 \cdot 10^{-6} \cdot 803,45 = 1,398 \text{ мПа}\cdot\text{с.}$$

Т.к. $\nu < 120 \text{ мм}^2/\text{с}$ (сСт), то для перехода к условной вязкости воспользуемся следующим уравнением:

$$\begin{aligned} 7,31(BY_t)^2 - BY_t \nu_t - 6,31 &= 0, \\ 7,31(BY_t)^2 - 1,74 \nu_t - 6,31 &= 0. \end{aligned}$$

решая данное уравнение, найдем значение условной вязкости при 50 °C.

В результате решения имеем 2 корня: (-0,818; 1,056). Корень -0,818 не удовлетворяет физическому смыслу задачи, поэтому условная вязкость при 50 °C равна 1,056 ВУ.

Пример 2. Фракция (350÷500) °C шурчинской нефти имеет вязкость при 50 °C равную 15,2 сСт, а при 100 °C равную 4,2 сСт. Чему равна ее вязкость при 85 °C?

Решение. Воспользуемся следующей формулой:

$$\lg \frac{\nu_1}{\nu_2} = n \lg \frac{t_2}{t_1}$$

$$\lg \frac{15,2}{4,2} = n \lg \frac{100}{50} \Rightarrow n = 1,856.$$

Далее, используя одну из имеющихся пар значений температура – вязкость и заданную температуру, определим вязкость при заданной температуре:

$$\nu_1 = \nu_2 \cdot 10^{\frac{n \lg \frac{T_1}{T_2}}{1,856 \lg \frac{100}{85}}} = 4,2 \cdot 10^{1,856 \lg \frac{100}{85}} = 5,678 \text{ cSt.}$$

Решим эту же задачу с помощью уравнения Вальтера:

$$\lg \lg 10^6 (\nu + 0,8 \cdot 10^{-6}) = a + b \lg T.$$

Расчет коэффициента a и b производится по уравнениям:

$$b = \frac{\lg \lg 10^6 (\nu_1 + 0,8 \cdot 10^{-6}) - \lg \lg 10^6 (\nu_2 + 0,8 \cdot 10^{-6})}{\lg T_1 - \lg T_2},$$

$$\lg \lg 10^6 (\nu_1 + 0,8 \cdot 10^{-6}) = \lg \lg 10^6 (15,2 \cdot 10^{-6} + 0,8 \cdot 10^{-6}) = \lg \lg 16 = 0,081,$$

$$\lg \lg 10^6 (\nu_2 + 0,8 \cdot 10^{-6}) = \lg \lg 10^6 (4,2 \cdot 10^{-6} + 0,8 \cdot 10^{-6}) = \lg \lg 5 = -0,156.$$

$$b = \frac{0,081 - (-0,156)}{2,509 - 2,572} = -3,779,$$

$$a = 0,081 - (-3,779) \cdot 2,509 = 9,563.$$

Таким образом, температурная зависимость вязкости нефтяной фракции имеет вид:

$$\lg \lg 10^6 (\nu + 0,8 \cdot 10^{-6}) = 9,563 + 3,779 \lg T.$$

При 85 °C правая часть уравнения равна:

$$9,563 - 3,779 \lg(85 + 273) = -0,088.$$

$$\lg 10^6 (\nu + 0,8 \cdot 10^{-6}) = 10^{-0,088} = 0,816,$$

$$\nu = 10^{0,816} - 0,8 = 5,75 \text{ сСт.}$$

Пример 3. Определите вязкость узкой нефтяной фракции при давлении 2,4 МПа и 20 °C, если вязкость этой фракции при атмосферном давлении и той же температуре была 19,2 сСт.

Решение. Зависимость вязкости от давления описывается уравнением Манстона. Вязкость (сСт) при повышенном давлении вычислим по преобразованному уравнению Манстона:

$$\begin{aligned}\nu &= \nu_T 10^{0,142P(0,0239+0,762\nu_T^{0,278})} = \\ &= \nu_T 10^{0,142 \cdot 2,4 (0,0239+0,762 \cdot 19,2^{0,278})} = 76,197\end{aligned}$$

Пример 4. Вычислить вязкость смеси, состоящей из 20 кг нефтепродукта вязкостью 2,58 сСт и 45 кг нефтепродукта вязкостью 12,08 сСт.

Решение. Вычислим массовые доли компонентов в смеси:

$$x_A = \frac{20}{20 + 45} = 0,308,$$

$$x_B = 1 - 0,31 = 0,692.$$

Для расчета вязкости смеси воспользуемся следующим уравнением:

$$(1 - x_B) \lg \lg(\nu_A + 0,8) = 0,308 \lg \lg(2,58 + 0,8) = -0,085,$$

$$x_B \lg \lg(\nu_B + 0,8) = 0,6921 \lg \lg(12,08 + 0,8) = 0,031$$

$$\lg \lg(\nu_{cm} + 0,8) = (-0,085) - 0,031 = -0,116,$$

$$\lg \lg(\nu_{cm} + 0,8) = 10^{-0,116} = 0,765,$$

$$\nu_{cm} = 10^{0,765} - 0,8 = 5,018 \text{ сСт.}$$

2. Контрольные вопросы

1. Что такое динамическая вязкость?
2. Что такое кинематическая вязкость?
3. Дайте определение условной вязкости?
4. Какая размерность динамической вязкости в системе СИ?
5. Единица измерения вязкости в системе СИ и СГС?
6. Что выражает уравнение Торпа и Роджера?

3. Задачи для самостоятельного решения

Задание 1. Кинематическая вязкость узкой нефтяной фракции при 20 °C равна 2,06 сСт, относительная плотность $d_4^{20} = 0,8325$. Определить динамическую и условную вязкость при той же температуре.

Задание 2. Кинематическая вязкость узкой нефтяной фракции при 50 °C равна 11,0 сСт, относительная плотность $d_4^{20} = 0,884$. Определить динамическую и условную вязкость при той же температуре.

Задание 3. Кинематическая вязкость узкой нефтяной фракции при 20 °C равна 142,3 сСт, относительная плотность $d_4^{20} = 0,900$. Определить динамическую и условную вязкость при той же температуре.

Задание 4. Кинематическая вязкость узкой нефтяной фракции при 50 °C равна 46,67 сСт, относительная плотность $d_4^{20} = 0,9048$. Определить динамическую и условную вязкость при той же температуре.

Задание 5. Кинематическая вязкость узкой нефтяной фракции при 20 °C равна 19,85 сСт, относительная плотность

$d_4^{20} = 0,8752$. Определить динамическую и условную вязкость при той же температуре.

Задание 6. Кинематическая вязкость узкой нефтяной фракции при 50°C равна $92,15 \text{ сСт}$, относительная плотность $d_4^{20} = 0,9127$. Определить динамическую и условную вязкость при той же температуре.

Задание 7. Кинематическая вязкость узкой нефтяной фракции при 20°C равна $18,41 \text{ сСт}$, относительная плотность $d_4^{20} = 0,876$. Определить динамическую и условную вязкость при той же температуре.

Задание 8. Кинематическая вязкость узкой нефтяной фракции при 50°C равна $34,6 \text{ сСт}$, относительная плотность $d_4^{20} = 0,8998$. Определить динамическую и условную вязкость при той же температуре.

Задание 9. Кинематическая вязкость узкой нефтяной фракции при 20°C равна $15,5 \text{ сСт}$, относительная плотность $d_4^{20} = 0,8625$. Определить динамическую и условную вязкость при той же температуре.

Задание 10. Кинематическая вязкость узкой нефтяной фракции при 50°C равна $20,8 \text{ сСт}$, относительная плотность $d_4^{20} = 0,886$. Определить динамическую и условную вязкость при той же температуре.

Задание 11. Кинематическая вязкость узкой нефтяной фракции при 20°C равна $119,2 \text{ сСт}$, относительная плотность $d_4^{20} = 0,8895$. Определить динамическую и условную вязкость при той же температуре.

Задание 12. Кинематическая вязкость узкой нефтяной фракции при 50°C равна $120,9 \text{ сСт}$, относительная плотность $d_4^{20} = 0,9207$. Определить динамическую и условную вязкость при той же температуре.

Задание 13. Кинематическая вязкость узкой нефтяной фракции при 20°C равна $73,85 \text{ сСт}$, относительная плотность $d_4^{20} = 0,8983$. Определить динамическую и условную вязкость при той же температуре.

Задание 14. Кинематическая вязкость узкой нефтяной фракции при 50°C равна $9,65 \text{ сСт}$, относительная плотность

$d_4^{20} = 0,8925$. Определить динамическую и условную вязкость при той же температуре.

Задание 15. Кинематическая вязкость узкой фракции при 20 °C рана 1,84 сСт, а при 50 °C – 3,01 сСт. Определить кинематическую вязкость этой фракции при 35 °C. Задачу решить двумя способами.

Задание 16. Кинематическая вязкость узкой фракции при 20 °C рана 1,30 сСт, а при 50 °C – 0,85 сСт. Определить кинематическую вязкость этой фракции при 80 °C. Задачу решить двумя способами.

Задание 17. Кинематическая вязкость узкой фракции при 20 °C рана 5,20 сСт, а при 50 °C – 2,62 сСт. Определить кинематическую вязкость этой фракции при 40 °C. Задачу решить двумя способами.

Задание 18. Кинематическая вязкость узкой фракции при 20 °C рана 15,1 сСт, а при 50 °C – 5,81 сСт. Определить кинематическую вязкость этой фракции при 79 °C. Задачу решить двумя способами.

Задание 19. Кинематическая вязкость узкой фракции при 20 °C рана 2,80 сСт, а при 50 °C – 1,60 сСт. Определить кинематическую вязкость этой фракции при 55 °C. Задачу решить двумя способами.

Задание 20. Кинематическая вязкость узкой фракции при 50 °C рана 4,60 сСт, а при 100 °C – 1,84 сСт. Определить кинематическую вязкость этой фракции при 95 °C. Задачу решить двумя способами.

Задание 21. Кинематическая вязкость узкой фракции при 50 °C рана 14,40 сСт, а при 100 °C – 4,10 сСт. Определить кинематическую вязкость этой фракции при 110 °C. Задачу решить двумя способами.

Задание 22. Кинематическая вязкость узкой фракции при 50 °C рана 16,65 сСт, а при 100 °C – 4,20 сСт. Определить кинематическую вязкость этой фракции при 85 °C. Задачу решить двумя способами.

Задание 23. Кинематическая вязкость узкой фракции при 50 °C рана 23,00 сСт, а при 100 °C – 5,72 сСт. Определить

кинематическую вязкость этой фракции при 104 °С. Задачу решить двумя способами.

Задание 24. Кинематическая вязкость узкой фракции при 50 °С рана 18,75 сСт, а при 100 °С – 4,82 сСт. Определить кинематическую вязкость этой фракции при 84 °С. Задачу решить двумя способами.

Задание 25. Кинематическая вязкость узкой фракции при 50 °С рана 19,20 сСт, а при 100 °С – 2,60 сСт. Определить кинематическую вязкость этой фракции при 77 °С. Задачу решить двумя способами.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №8 ТЕПЛОВОЙ И МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНСЫ ПРОЦЕССА ГОРЕНИЯ ТОПЛИВА

1. Твердое топливо

Древесное топливо. К нему относят дрова, отходы деревообрабатывающих производств: опилки, стружка, щепа и др.; отходы сельского хозяйства: солома, подсолнечная лузга, льняная костра и многие другие. Древесное топливо считают топливом местного значения. Элементарный состав древесины в среднем отвечает химической формуле клетчатки $(C_6H_{10}O_5)_n$, т.е. состоит из 51 % – С, 6 % – Н, 0,7 % – N и 42,3 % – О. Древесина является веществом, из которого образовались другие виды естественного твердого топлива при ее разложении в недрах земли без доступа воздуха в условиях высокой влажности. Разлагаясь, древесина постепенно беднела кислородом и обогащалась углеродом.

Дрова благодаря наименьшей степени разложения содержат до 85 % летучих веществ. Будучи в сухом виде, они легко загораются и горят длинным пламенем, поэтому древесину используют при розжиге печей и топок, работающих на других трудноразгорающихся топливах, например антрацитах. В составе древесины нет серы; зольность ее невелика, всего (1,5÷2) %. Влажность дров большая; в свежесрубленном дереве она достигает (50÷60) %, а в воздушно-сухом состоянии – (20÷25) %. Высокая влажность и небольшое содержание углерода в древесине обусловливают невысокую теплоту ее сгорания. Для воздушно-

сухой древесины удельная теплота сгорания составляет 12,6 МДж/кг. Дрова как топливо уже многие годы не имеют широкого промышленного и бытового применения за исключением районов, богатых лесом при отсутствии в них более рациональных видов топлив.

В настоящее время древесину используют как сырье для бумажной, текстильной, пищевой и многих других отраслей промышленности. Отходы деревообрабатывающих производств – древесные опилки – добавляют в сырьевую смесь при производстве глиняного строительного кирпича.

Торф встречается в виде залежей во многих районах средней и северной полосы нашей страны. Торф относится к местным видам топлива. Он является продуктом разложения растительности во влажных условиях без доступа воздуха. По своему составу и многим техническим свойствам торф мало отличается от древесины: так в его горючей массе содержится немного больше углерода и меньше кислорода, что объясняется большей степенью его разложения – обуглероживания. Торф также почти не содержит серы, имеет высокую влажность и небольшую теплоту сгорания. Низшая рабочая удельная теплота сгорания фрезерного торфа с влажностью (45÷55) % составляет 8,5 МДж/кг. Зольность торфа ввиду засорения массы механическими примесями болотных вод выше зольности дров и составляет (5÷15) %. Содержание летучих веществ в торфе меньше, чем в древесине вследствие большей степени разложения растительного вещества.

Торф в сухом состоянии быстро загорается и горит длинным пламенем. В зависимости от способов добычи торф получают в виде кусков при машинно – формовочном и гидравлическом способах или в виде крошки при фрезерном. Более экономичным и распространенным способом является фрезерный способ добычи торфа. При хранении на складах торф, особенно фрезерный, подвержен самовозгоранию.

В настоящее время широкое распространение получили торфяные брикеты, имеющие небольшую влажность (около 20 %) и более высокую удельную теплоту сгорания. Кроме того, они не самовозгораются. Следующей за торфом стадией разложения растительного вещества является образование ископаемых углей.

Так как процесс обуглероживания растительного вещества протекал не скачкообразно, а постепенно, то ископаемые угли характеризуются разной степенью разложения и в зависимости от этого бывают бурье угли, каменные угли и антрациты.

Бурые угли относят к самым молодым углям. Их цвет меняется от бурого до черного, они лишены блеска, имеют пористую структуру, небольшую механическую прочность. При длительном лежании на воздухе выветриваются и рассыпаются на мелкие куски; при хранении в штабелях на складах подвержены самоокислению, в результате чего может произойти их самовозгорание. Бурые угли содержат (40÷50) % летучих горючих веществ, горят длинным пламенем. Ввиду пористой структуры имеют большую влажность и зольность, обусловливающие их высокий балласт, достигающий 50 % и выше.

Марки бурых углей обозначают буквой Б и в зависимости от влажности бурые угли делят на группы: Б1 – с влажностью свыше 40 %, Б2 – с влажностью от 30 % до 40 % и Б3 – с влажностью менее 30 %. Бурые угли некоторых месторождений имеют повышенное содержание серы, достигающее 8 %. В зависимости от содержания балласта удельная теплота сгорания бурых углей колеблется от 9,0 МДж/кг до 18,5 МДж/кг.

Бурые угли относятся к местным видам топлива, так как содержат много балласта, не выдерживают дальних перевозок и длительного хранения. На базе месторождений бурых углей организуют топливноэнергетические комплексы, мощные электростанции, например Канско–Ачинский комплекс.

Каменные угли – угли с выходом летучих веществ более 9 %, с большей низшей теплотой сгорания рабочего топлива (23,0÷28,0) МДж/кг. Большинство каменных углей относится к спекающимся углям. Содержание балласта в каменных углях относительно невелико – до 20 %. Каменные угли бывают следующих марок в зависимости от выхода летучих веществ (%) на горючую массу, спекаемости и характера нелетучего остатка: длиннопламенный (Д) – 37; газовый (Г) – 37; газовый жирный (ГЖ) – (31÷37); жирный (Ж) – 33; коксовый жирный (КЖ) – (25÷31); отощенный спекающийся (ОС) – 17; тощий (Т) – (25÷37); слабоспекшийся (С) – (17÷36).

Наиболее молодыми каменными углями являются угли с большим выходом летучих – более 33 %. Это длиннопламенные, газовые угли. По внешнему виду каменные угли в отличие от бурых имеют черный цвет, иногда с блеском, плотное строение и большую прочность. Россия располагает большими запасами каменных углей – это Печорский, Кузнецкий, Иркутский, Минусинский и другие каменноугольные бассейны.

К антрацитам относят ископаемые угли с выходом летучих веществ до 9 %. Различают полуантрациты (*ПА*), переходные от тощих каменных углей к антрацитам, и антрациты (*А*). Низшая теплота сгорания рабочего топлива составляет $(21\div 27)$ МДж/кг. Для них характерны металлический блеск, слоистая структура, большая твердость. Загораются антрациты трудно, горят почти без пламени, тлея в кусках; относятся к высокосортному топливу, так как имеют небольшой балласт, высокую теплоту сгорания, устойчивы на воздухе, поэтому легко выдерживают дальние перевозки и длительное хранение на складах. Основные залежи антрацитов имеются в Донбассе. При добыче каменных углей, особенно антрацитов, образуются куски разных размеров, определяющие сортность.

Горючие сланцы образовались в виде слоистых отложений на дне бывших водоемов в течение длительного времени. Они являются продуктом пропитывания мергелистых известняковых и других горных пород разложившимися простейшими микроорганизмами, обитающими в водоемах. Для горючих сланцев характерны высокая зольность, достигающая 65 % на сухую массу, повышенная сернистость и высокое содержание летучих веществ – до 90 % на горючую массу. Низшая удельная теплота сгорания рабочей массы их невысока, всего $(6,0\div 10,0)$ МДж/кг. Горючие сланцы горят длинным коптящим пламенем. Их удобнее сжигать в пылевидном состоянии. Из-за низких тепловых качеств горючие сланцы в большом количестве идут на переработку для получения из них более ценного газообразного (сланцевого газа) и жидкого топлива, а также газообразных химических продуктов. Сланцевую золу используют в промышленности вяжущих материалов как активную минеральную добавку и в сельском хозяйстве для

удобрения при кислых почвах ввиду большого содержания в ней извести.

2. Жидкое топливо

Естественное жидкое топливо – нефть, состоящая из смеси различных углеводородов, идет главным образом на переработку – фракционную перегонку. Из нефти получают топливо для тепловых двигателей и много ценных химических продуктов. Топливный мазут, являющийся остатком после отгонки из нефти бензина и керосина, бывает различных марок в зависимости от вязкости.

Наиболее массовыми товарными продуктами, выпускаемыми нефтеперерабатывающими предприятиями нашей страны, являются топочные мазуты марок 20, 40, 60, 80, 100, 200.

Жидкое топливо практически почти не содержит балласта, загорается легко и горит длинным пламенем, так как состоит из одних летучих горючих веществ. Нефть благодаря малой вязкости легко транспортировать по нефтепроводам. При перевозке мазута с высокой температурой застывания в цистернах требуется его разогрев перед перекачкой в хранилище, а также перед подачей к форсункам. С этой целью в мазут, находящийся в цистернах, опускают змеевики с паровым обогревом. Состав жидкого топлива исчисляют так же, как и твердого, в % по массе и характеризуют теми же составными частями.

Для мазута характерен следующий состав, % по массе: $W^p=4$; $A^p=0,7$; $C^p=84$; $H^p=10,2$; $N^p=0,4$; $O^p=0,4$. Теплотворность мазута $Q^p_H=39\ 700$ кДж/кг.

3. Газообразное топливо

Естественное газообразное топливо – это прежде всего природный горючий газ, который находит все большее применение в народном хозяйстве. Его легко транспортировать на далекие расстояния по газопроводам.

Природный газ характеризуют высокие топливные качества: отсутствие балласта, легкая воспламеняемость, высокая теплота сгорания. Природный газ добывают из недр земли. Кроме чисто газовых скважин некоторые выходы газа на поверхность сопутствуют залежам нефти – это так называемые попутные газы.

Состав природного горючего газа характеризуется высоким содержанием метана CH₄, достигающим в некоторых месторождениях (98÷99) %. Кроме метана природный газ содержит этан C₂H₆, пропан C₃H₈, бутан C₄H₁₀ и в небольших количествах диоксид углерода CO₂ и азот N₂.

Таким образом, наиболее калорийными газовыми компонентами являются пропан и бутан. Однако в природном газе их доля незначительна: чаще всего менее 1 % и максимально – (3÷5) %. Искусственные пропанобутановые смеси в некоторых отраслях техники используются в качестве технического топлива. В тепловых установках строительной индустрии они не применяются.

Для природного газа характерен состав, % по объему: CO₂ – 0,4; CH₄ – 95,1; C₂H₆ – 1,1; C₃H₈ – 0,3; C₄H₁₀ – 0,03; C₅H₁₂ – 0,02; N₂ – 3,5; $Q^c H = 35250 \text{ кДж/м}^3$.

4. Пылевидное топливо

Пылевидное топливо вырабатывают из твердого кускового топлива в целях повышения теплового эффекта и автоматизации процесса сжигания. Во многих случаях это является экономически целесообразным. На крупных предприятиях, расходующих большое количество топлива, – электростанциях или цементных заводах – этот способ сжигания находит большое применение. Любое твердое топливо, за исключением древесного, можно перерабатывать в пылевидное.

Процесс приготовления его состоит в дроблении кусков топлива, сушке и помоле в мельницах. Экономичной схемой является совместная сушка и помол дробленого топлива в сепараторных мельницах разных конструкций с пневматической разгрузкой, вентилируемых горячими газами. При этом сушка размолотого топлива начинается в мельнице и заканчивается в потоке газов в трубе-сушилке. Применяются молотковые мельницы шахтного типа, аэробильные и шаровые. Пылевидное топливо должно иметь определенную тонкость помола и влажность. Предельная тонкость помола зависит от содержания в топливе летучих веществ и устанавливается просевом его через набор стандартных сит. Чем меньше летучих веществ, тем труднее сгорает топливо и тем тоньше должен быть его помол, и наоборот, для

топлив с большим содержанием летучих веществ, например бурого угля, допускается более грубый помол. Чрезмерно высокая влажность топлива приводит к налипанию его на молотки и шары мельниц, слеживанию пыли в бункерах; она также понижает теплоту сгорания топлива. Однако пониженная влажность топливной пыли делает ее более взрывоопасной, так как способствует разложению топлива с выделением газов, образующих в определенной концентрации с воздухом гремучую смесь. Для каждого вида топлива установлена предельная влажность топливной пыли с учетом его индивидуальных качеств.

5. Расчет горения топлива

Промышленные виды топлива горят в результате химических реакций окисления их горючей части кислородом воздуха. Поэтому первой задачей расчета горения является определение расхода воздуха на горение топлива. Затем определяют количество и состав продуктов горения – дымовых газов, образующихся в результате горения топлива, и, наконец, находят температуру дымовых газов.

Первый этап этих расчетов – определение расхода кислорода. Расход кислорода рассчитывают исходя из стехиометрических соотношений реакций окисления отдельных компонентов горючей части топлива, их атомных и молекулярных масс. Для твердого и жидкого топлив эти расчеты ведут по соотношениям массы веществ, участвующих в реакциях, а для газообразного топлива – по объемным соотношениям. Расход воздуха определяют, учитывая в нем наличие азота и водяных паров. Расход кислорода и, следовательно, расход воздуха, соответствующий точным стехиометрическим соотношениям реакций горения, является теоретически необходимым расходом воздуха. В действительности же при сжигании топлива подают в топку всегда несколько больше воздуха в сравнении с теоретическим, так как часть кислорода не успевает прореагировать с горючими частями топлива из-за несовершенства процесса смешения топлива с воздухом.

Отношение действительного расхода воздуха $G\delta$ к теоретическому Gm называют коэффициентом избытка воздуха и обозначают буквой α :

$$\alpha = G\delta/Gm.$$

Значение α зависит от вида топлива и степени совершенства топочного устройства. Наибольшая полнота смешения с воздухом достигается у газового топлива. Поэтому его можно сжечь с минимальным избытком воздуха: $\alpha = 1,05\dots 1,1$. Мазут при сжигании распыляют специальными форсунками, что обеспечивает образование развитой поверхности взаимодействия диспергированных капель мазута с воздухом. Однако даже в тонкодиспергированном мазуте не удается достичь идеального (молекулярного) смешения его капель с воздухом. Поэтому для сжигания мазута требуется повышенный избыток воздуха: $\alpha = (1,1\dots 1,2)$. Несколько больший избыток воздуха необходим при сжигании пылевидного топлива – $\alpha = (1,2\dots 1,25)$. Наименее развитая поверхность взаимодействия с воздухом образуется при сжигании твердого кускового топлива. Поэтому здесь избытки воздуха значительны: $\alpha = (1,4\dots 1,8)$. Значения α для твердых топлив в зависимости от типа топочного устройства приведены в справочных руководствах по сжиганию топлива.

Далее при расчете горения топлива определяют количество и состав дымовых газов, образующихся в результате этого процесса. Они также получаются из стехиометрических соотношений реакций взаимодействия горючих составных частей топлива с кислородом воздуха с учетом закона равенства массы реагирующих веществ и продуктов реакции. В составе и количестве дымовых газов, естественно, учитывается (к продуктам реакции плюсуются) избыточный кислород, весь азот и влага, вовлеченные с воздухом. Числовые примеры расчета расхода воздуха, состава и количества продуктов горения по стехиометрическим соотношениям реакций приведены в настоящем пособии.

Существуют аналитические формулы для расчета горения топлива. Однако пользование ими не раскрывает возможных ошибок расчета, в связи с чем расчет по стехиометрическим

соотношениям, по крайней мере для учебных целей, предпочтительнее. Существуют также многочисленные эмпирические формулы для определения расхода воздуха и количества дымовых газов. Все они основаны на установленной тесной корреляционной связи между теплотворностью топлива, расходом воздуха и количеством продуктов горения. Погрешность расчета при пользовании ими составляет (2÷3) %. Ими удобно пользоваться в тех случаях, когда не требуется определять состав продуктов горения. Примеры таких формул приведены в таблицах 18 и 19.

Таблица 18

Эмпирические формулы для определения расхода воздуха и количества дымовых газов

Топливо	Расход воздуха	Количество газообразных продуктов горения дымовых газов
Твердое и жидкое	$V_B = 1,015\alpha K_1 \frac{Q_H^P + 6W^P}{1000}$	$V_\delta = [K_2 + (\alpha - 1)K_1] \frac{Q_H^P + 6W^P}{1000} + 1,24 \frac{W^P}{100}$
Газообразное	$V_B = 1,015\alpha K_1 \frac{Q_i^P}{1000}$	$V_\delta = [K_2 + (\alpha - 1)K_1] \frac{Q_i^P}{1000} + \frac{B + 0,12d}{100}$

Здесь α – коэффициент избытка воздуха; B – содержание в топливе $\text{CO}_2+\text{O}_2+\text{N}_2$, %; d – влажность газообразного топлива, г/ nm^3 ; K_1 , K_2 – эмпирические коэффициенты (таблица 19).

Таблица 19

Значение эмпирических коэффициентов K_1 и K_2

Коэффициент	Дрова	Торф	Уголь	Антрацит	Жидкое топливо	Природный газ
K_1	1,05	1,05	1,09	1,1	1,1	1,1
K_2	1,21	1,19	1,16	1,14	1,19	1,24

Третьим этапом расчета горения является определение температуры горения топлива и требуемого избытка воздуха.

Различают теоретическую (калориметрическую) и практическую температуры горения топлива. Максимальная калориметрическая температура развивается при сжигании топлива с $\alpha = 1$. Этую характеристику Д.И. Менделеев называл жаропроизводительностью топлива.

Теоретическая – это та температура, которую приобрели бы дымовые газы, если бы все тепло от полного сгорания топлива воспринималось бы только дымовыми газами. В действительности теоретическая температура при сжигании топлива в топках и печах никогда не достигается. Это происходит потому, что сжигание топлива в промышленных условиях сопровождается определенными потерями: часть твердого топлива вообще не успевает сгорать и удаляется из топок и печей вместе с золой и шлаком. Такие потери называют механическим недожогом.

В большинстве случаев топливо не сгорает до полной степени окисления его горючих составных частей – в дымовых газах наряду с CO_2 и H_2O появляются продукты неполного сгорания CO и H_2 с соответствующим понижением тепловых эффектов процесса горения. Вследствие этого появляются потери тепла от химического недожога топлива. Затем часть тепла теряется через ограждающие конструкции топочного устройства. Кроме потерь тепла, часть его передается нагреваемому материалу непосредственно так называемой прямой отдачей, т.е. излучением, минуя нагрев дымовых газов, температура которых и по этой причине не может быть равной теоретической. Поэтому практическая (действительная) температура горения t_n всегда ниже калориметрической t_k (теоретической). Факторы, которые обусловливают снижение теоретической температуры горения топлива при его сжигании в котельных и промышленных тепловых установках, учитывают калориметрическим коэффициентом η_k (в некоторых источниках называют пиromетрическим коэффициентом горения η_n).

$$t_n = \frac{t_k}{\eta_k}.$$

Для топок паровых котлов в зависимости от степени экранирования поверхности нагрева котла η_k колеблется в пределах (0,15÷0,5).

Таблица 20

Значение η_k для различных устройств

Устройство	η_k
Вращающиеся печи	0,68÷0,80
Шахтные печи	0,55÷0,65
Туннельные печи	0,77÷0,82
Кольцевые печи	0,58÷0,60
Периодические печи	0,65÷0,70

Калориметрическую температуру горения топлива с приемлемой для инженерных расчетов точностью определяют из уравнения теплового баланса горения 1кг твердого или жидкого топлива:

$$Q_n^p + V_e C_e t_e \alpha + C_m t_m = V_o \alpha t_k C_o,$$

где Q_n^p – низшая теплотворность топлива, кДж/кг (справочная величина); V_e – теоретический расход воздуха на горение 1 кг (при газообразном топливе – на 1 м³) топлива, м³/кг (принимается по результатам предыдущих расчетов); C_e – теплоемкость воздуха, $C_e=1,3$ кДж/(м³°C) ; t_e – температура воздуха, поступающего на горение топлива, °C; t_m – температура топлива, поступающего на горение (при твердом топливе этой величиной можно пренебречь); C_m – теплоемкость топлива (справочная величина для мазута $C_m=2,51$ кДж/(кг°C)); V_o – теоретическое количество продуктов горения от сжигания 1кг (при газовом топливе – 1нм³) топлива (принимается по результатам предыдущих расчетов), нм³/кг; C_o – теплоемкость дымовых газов. Для проектных расчетов допустимо пользоваться приближенными формулами расчета теплоемкости дымовых газов.

$$C_o = 0,25 + 0,000014 t_o,$$

$$C_o = 0,323 + 0,000018 t_o.$$

Пример 1. Рассчитайте процесс горения природного газа Тюменского месторождения. Объемный состав газа (по справочным данным), (%): CH_4 – 95,5; C_2H_6 – 0,8; C_3H_8 – 0,4; C_4H_{10} – 0,08; C_5H_{12} – 0,00; CO_2 – 0,22; N_2 – 3,0. Всего 100 %. Влагосодержание воздуха, согласно климатологическим таблицам и $I-d$ -диаграмме, составляет $d=10$ г на 1кг сухого воздуха. Природный газ сжигается во вращающейся керамзитообжигательной печи. Требуемая температура обжига $t_{\text{п}}=1150$ °С.

Решение. Порядок расчета и его результаты располагают в виде таблицы 21. Расчет ведут по стехиометрическим соотношениям химических уравнений реакций горения (графа 3, строки 1–7). Во избежание большого количества дробных цифр расчет ведут на 100 м³ топлива. В этом случае количество отдельных его составных частей в 100 м³ газа будет численно равно процентным соотношениям его состава (графа 2, строки 1–7). Азот и диоксид углерода являются неорганическими компонентами топлива. Поэтому они без изменения количества переходят в состав дымовых газов, что условно обозначено стрелками в графике 3 (строки 6 и 7).

Отношение 79:21 (строка 9) соответствует объемному содержанию азота и кислорода в атмосферном воздухе, выраженному в %. Множитель 0,001 (строка 10) соответствует переводу граммов влагосодержания в килограммы. По справочным данным плотность воздуха 1,293; плотность водяного пара 0,805, выраженные в кг/м³.

Итог, подсчитанный в строке 11, табл. 21, определяет количество продуктов горения (графа 10) и расход воздуха (графа 11) при теоретическом количестве воздуха, без его избытка ($\alpha=1$), когда весь кислород участвует в реакциях процесса горения. Практически при сжигании природного газа часто приходится повышать избыток воздуха для понижения температуры горения, которая при сжигании газа в промышленной печи регламентируется технологическими условиями, а при сжигании его в топке сушильной установки или парового котла лимитируется температуростойкостью ее футеровки.

Требуется найти коэффициент избытка воздуха, необходимого для обеспечения температуры горения 1150 °С.

Таблица 21

Расчет горения природного газа Тюменского месторождения

№	Ход расчета		Расход кислорода в м ³ на 100 м ³ газа	Состав и количество продуктов горения, м ³					Расход воздуха, м ³
	Состав, %	Реакция горения		CO ₂	H ₂ O	O ₂	N ₂	Всего	
1	CH ₄ – 95,5	CH ₄ +2O ₂ =CO ₂ +2H ₂ O	191	95,5	191	-	-	286,5	-
2	C ₂ H ₆ – 0,8	C ₂ H ₆ +3,5O ₂ =2CO ₂ +3H ₂ O	2,8	1,6	2,4	-	-	4	-
3	C ₃ H ₈ – 0,4	C ₃ H ₈ +5O ₂ =3CO ₂ +4H ₂ O	2,0	1,2	1,6	-	-	2,8	-
4	C ₄ H ₁₀ – 0,08	C ₄ H ₁₀ +6,5O ₂ =4CO ₂ +5H ₂ O	0,52	0,32	0,4	-	-	0,72	-
5	C ₅ H ₁₂ – 0,00	C ₅ H ₁₂ +8O ₂ =5CO ₂ +6H ₂ O	-	-	-	-	-	-	-
6	CO ₂ – 0,22	CO ₂ топливо= CO ₂ продукты	-	0,22	-	-	-	0,22	-
7	N ₂ – 3,0	N ₂ топливо= N ₂ продукты	-	-	-	-	3,0	3,0	-
8	100	Итого	196,32	98,84	195,4	-	3,0	297,24	-
9	Вовлекается N ₂ с воздухом (при α=1)		-	-	-	-	738,5	738,5	-
10	Вовлекается H ₂ O с воздухом (при α=1)		-	-	15,01	-	-	15,01	-
11	Итого при α=1		-	98,84	210,41	-	741,5	1050,75	949,83
12	При α=1,6 избыточное количество кислорода					117,79		117,79	-
13	Вовлекается N ₂ с воздухом (при α=1,6)						1181,6	1181,6	-
14	Вовлекается H ₂ O с воздухом (при α=1,6)				240,16			240,16	-
15	Итого при α=1,6		196,32	98,84	219,416	117,79	1184,6	1620,7	1519,8

Необходимый коэффициент избытка воздуха определяют из уравнения теплового баланса процесса горения 1м³ газа по формуле:

$$Q_n^p + V_e C_e t_e \alpha + C_m t_m = V_\delta \alpha t_k C_\delta,$$

где Q_n^p – низшая теплота сгорания рабочего топлива газа (для газа Тюменского месторождения $Q_n^p = 36400 \text{ кДж/м}^3$); V_e – теоретический расход воздуха, м³ (в нашем случае $V_e=9,498 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (графа 11, строка 11)); C_e – объемная теплоемкость воздуха (по справочным данным $C_e=1,3 \text{ кДж/м}^3\text{°C}$; t_e и t_m – температура соответственно воздуха и природного газа, поступающего на горение t_e и t_m , принимаем равными 10 °C; C_δ – объемная теплоемкость газового топлива колеблется в пределах (1,55÷1,72) кДж/м³°C, принимаем $C_\delta=1,7 \text{ кДж/м}^3\text{°C}$; V_δ – теоретическое количество продуктов горения от сжигания 1м³ газового топлива (в нашем случае $V_\delta=10,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (графа 10, строка 11)); t_k – калориметрическая температура горения, °C;

$$t_n = \frac{t_k}{\eta_k},$$

где t_n – требуемая практическая температура горения, назначаемая по условиям технологии (задана $t_n=1150 \text{ °C}$); η_k – калориметрический коэффициент процесса горения (коэффициент прямой отдачи). Для вращающихся печей по опытным данным $\eta_k = 0,8$; C_δ – объемная теплоемкость продуктов горения (дымовых газов). Она может быть подсчитана как средневзвешенная теплоемкость газовой смеси по формулам термодинамики.

Для проектных расчетов объемной теплоемкости продуктов горения (кДж/м³°C) допустимо пользоваться приближенной формулой:

$$C_\delta = 1,335 + 0,0000755 t_\delta.$$

Подсчитываем $t_k=1150 / 0,8 = 1437,5 \text{ °C}$. Принимаем $t_\delta=t_k$,

тогда $C_\delta=1,355+0,0000755=1437,5=1,464 \text{ кДж/(м}^3\text{°C)}$.

Из уравнения теплового баланса выразим и найдем коэффициент избытка воздуха:

$$Q_h^p + V_e C_e t_e \alpha + C_m t_m = V_\delta \alpha t_k C_\delta,$$
$$\alpha = \frac{Q_h^p + C_m t_m}{V_\delta t_k C_\delta - V_e C_e t_e} = 3 \frac{6400 + 10 \cdot 1,7}{10,7 \cdot 1437,5 \cdot 1,464 - 9,5 \cdot 1,3 \cdot 10} = 1,6.$$

При $\alpha = 1,6$ продолжаем расчет горения топлива (табл.21) (строки 12÷15). Итоговые цифры в строке 15 графы 10 получают суммированием результатов строк 8,12÷14, а по графе 11 строки 15 – действительный расход воздуха:

$$100V_e = 100V_e^1 \alpha = 949,83 \cdot 1,6 = 1519,73 \text{ м}^3.$$

6. Контрольные вопросы

1. Назовите основные виды твердого, жидкого и газообразного топлива.
2. Дайте характеристику древесного топлива (влажность, зольность, состав, теплотворная способность).
3. Где в настоящее время в основном используются древесное топливо?
4. Дайте характеристику торфа (влажность, зольность, состав, теплотворная способность).
5. На какие марки и по какому принципу делятся бурые угли?
6. На какие марки и по какому принципу делятся каменные угли?
7. Что такое антрацит?
8. Что такое пылевидное топливо?
9. Назовите формулу теплового баланса горения топлива.

7. Задачи для самостоятельного решения

Задание 1. Определите количество и состав дымовых газов, расход воздуха необходимый на горение природного газа для достижения температуры $T_p = 1100 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и составьте материальный баланс процесса. Состав и характеристика природного газа представлены в таблице 22. Начальная температура воздуха $10 \text{ }^{\circ}\text{C}$, начальная температура природного газа – $10 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Влагосодержание воздуха 15 г на 1 кг сухого воздуха. Теплоемкость воздуха по объему $1,3 \text{ кДж}/\text{м}^3\text{C}$. Теплоемкость природного газа – $1,7 \text{ кДж}/\text{м}^3\text{C}$. Калориметрический коэффициент печи, в которой происходит процесс горения, равен 0,7.

Таблица 22

Состав и характеристика природного газа различных месторождений

№	Состав газа по объему, %								Q_{h^p} , кДж/ м^3
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₅	CO ₂	N ₂	H ₂ S	
1	94,9	2,3	0,7	0,4	0,8	0,2	0,5	0,2	38000,0
2	93,0	2,1	0,8	0,4	0,3	0,3	2,7	0,4	36500,0
3	86,9	6,0	1,6	1,0	0,5	1,2	2,8	нет	38600,0
4	93,0	3,1	0,7	0,6	Нет	0,1	2,5	нет	36900,0
5	95,0	1,1	0,3	0,1	0,3	0,4	3,0	0,1	35400,0
6	93,0	4,0	0,6	0,4	1,2	0,1	1,3	0,3	37600,0
7	93,0	2,1	1,2	1,0	0,01	0,8	0,5	0,2	39000,0
8	98,	0,33	0,12	0,04	Нет	0,1	0,7	0,7	34100,0

Задание 2. Определите количество и состав дымовых газов, расход воздуха необходимый на горение мазута для достижения температуры $T_p = 1100 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и составьте материальный баланс процесса. Состав и характеристика мазута представлены в таблице 23. Дополнительно известно, что 25 % углерода сгорает до CO, остальные 75 % до CO₂, сера полностью сгорает до SO₂ и затем, 30 % образующегося SO₂ сгорает до SO₃ используя кислород воздуха, который поступает на горение. Начальная температура воздуха $100 \text{ }^{\circ}\text{C}$, начальная температура мазута – $100 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Влагосодержание воздуха 15 г на 1 кг сухого воздуха. Теплоемкость воздуха по массе $1,005 \text{ кДж}/\text{кг}^{\circ}\text{C}$. Калориметрический коэффициент печи, в которой происходит процесс горения, равен 0,9.

Таблица 23

Состав и характеристика мазута

№	Мазут	W, %	A, %	Состав, % мас.					Q _{нР} , кДж/кг
				S	C	H	N	O	
1	Низко-сернистый	0,15	0,03	0,39	87,18	11,87	0,10	0,10	41680,0
2	Мало - сернистый	0,20	0,03	0,85	86,38	12,04	0,10	0,20	40530,0
3	Сернистый	0,49	0,05	1,80	85,22	11,40	0,20	0,30	39570,0
4	Высокосернистый	1,00	0,06	2,55	84,04	10,64	0,24	0,41	39060,0

Необходимо учесть, что теплоемкость топлива рассчитывается по следующему уравнению:

$$C_m = 1,74 + 0,00252 t_m.$$

Для проектных расчетов объемной теплоемкости продуктов горения (кДж/кг°С) допустимо пользоваться приближенной формулой:

$$C_o = 1,05 + 0,00006 t_o.$$

Задание 3. Определите количество и состав дымовых газов, расход воздуха необходимый на горение угля для достижения температуры $T_n = 1200^{\circ}\text{C}$ и составьте материальный баланс процесса. Состав и характеристика угля представлены в таблице 24. Дополнительно известно, что 45 % углерода сгорает до CO, остальные 55 % до CO_2 , сера на 20 % сгорает до SO_2 , а остальное до SO_3 . Начальная температура воздуха 10°C , начальная температура угля – 10°C . Влагосодержание воздуха 20 г на 1 кг сухого воздуха. Теплоемкость воздуха по массе 1,005 кДж/кг°С. Калориметрический коэффициент печи, в которой происходит процесс горения, равен 0,7.

Таблица 24

Состав и характеристика угля

№	W, %	A, %	Состав, % мас.					Q _{нР} , кДж/кг
			S	C	H	N	O	
1	10,00	16,00	5,20	80,00	5,50	1,80	7,50	33280,00
2	9,00	18,00	3,20	84,00	5,00	1,70	6,10	35380,00
3	12,00	17,00	3,00	87,00	5,00	1,50	3,50	35380,00
4	10,00	18,00	2,70	88,00	4,80	1,50	3,00	36000,00
5	11,00	19,00	2,50	89,00	4,50	1,50	2,50	36000,00
6	15,00	15,00	2,00	91,00	4,00	1,00	2,00	35590,00

Для проектных расчетов объемной теплоемкости продуктов горения (кДж/кг°C) допустимо пользоваться приближенной формулой:

$$C_{\partial} = 1,05 + 0,00006t_{\partial}.$$

РЕКОМЕНДУЕМЫЙ БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кузнецов Б.Н. Глубокая переработка бурых углей с получением жидких топлив и углеродных материалов /Б.Н. Кузнецов., Т.Г. Шендрик, М.Л. Щипко. – Новосибирск: Сибирское отделение РАН, 2012. – 212 с;
2. Филоненко Ю.Я. Теоретические основы технологии коксования каменных углей: учебное пособие/Ю.Я. Филоненко, А.А Кауфман, В.Ю. Филоненко. – Липецк: Липецкий государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. – 191 с;
3. Иванова И.В. Теория горения топлива. Технический анализ твердого топлива: учебное пособие / И.В. Иванова, А.Ф. Смоляков, И.Н. Дюкова, А.А. Куликов. –Санкт-Петербург : СПбГЛТУ, 2016. – 32 с;
4. Михайловский В.П. Расчеты горения топлива, температурных полей и тепловых установок технологий бетонных и железобетонных изделий: учебное пособие / В.П. Михайловский, Э.Н. Мартемьянова, В.В. Ушаков. – Омск: СибАДИ, 2011. – 262 с;
5. Сарданашвили А.Г. Примеры и задачи по технологии переработки нефти и газа / А.Г. Сарданашвили, А.И. Львова. – М., Химия, 1980. – 256 с;
6. Моисеев А.В. Расчетные методы определения физико – химических свойств углеводородных систем, нефтей и нефтепродуктов: Примеры и задачи: учебное пособие / А.В. Моисеев. – Комсомольск-на-Амуре: ГОУВПО «КнАГТУ», 2010. – 179 с.
7. Савченков А.А. Первичная переработка нефти и газа: учебное пособие / А.А. Савченков. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – 128с;

8. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: учебное пособие / С.А. Ахметов. – Уфа: Гилем, 2002. – 672с;

9. Трушкова Л.В. Нефтегазовый комплекс: методические указания для подготовки и повышения квалификации рабочих по профессии «Лаборант химического анализа» / Л.В. Трушкова. – Тюмень: Издательский центр БИК ТюмГНГУ, 2013. – 45с;

10. Бойко Е.В. Химия нефти и топлив: учебное пособие / Е.В. Бойко. – Ульяновск: УлГТУ, 2007. – 60с;

11. Гаврилов С.В. Судовые котельные и паропроизводительные установки. Методические указания у практическим занятиям для курсантов специальности 240500 «Эксплуатация судовых энергетических установок» / С.В. Гаврилов. – Петропавловск – Камчатский: КамчатГТУ, 2005. – 106 с;

СОДЕРЖАНИЕ

1	Введение.....	3
2	Практическое занятие №1. Определение рационального состава топлива.....	4
3	Практическое занятие №2. Определение теплотворности твердого топлива	15
4	Практическое занятие №3. Определение теплотворности газообразного топлива.....	25
5	Практическое занятие №4. Определение калориметрической температуры.....	31
6	Практическое занятие №5. Химический состав нефти. Элементный состав.....	41
7	Практическое занятие №6. Фракционный состав.....	59
8	Практическое занятие №7. Физические свойства нефти и нефтепродуктов.....	74
9	Практическое занятие №8. Тепловой и материальный балансы процесса горения топлива.....	85
10	Рекомендуемый библиографический список	102